

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 97 (2006)

Heft: 24-25

Artikel: Unternehmenssteuerung im offenen Energiemarkt

Autor: KAESER, Andreas

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857758>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 13.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Unternehmenssteuerung im offenen Energiemarkt

Ein Vergleich zwischen Deutschland und der Schweiz und Massnahmen

Um ein Unternehmen erfolgreich führen zu können, müssen einerseits der Zustand des Unternehmens (Kennzahlen) und andererseits die steuerbaren Einflussgrößen bekannt sein. Grundsätzlich gilt dies für alle Unternehmen und alle Branchen. Die Öffnung der Energiemarkte und die «neuen» regulatorischen Anforderungen setzen jedoch für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Zahl von spezifischen Massnahmen voraus.

Während die Mindestanforderungen für die Öffnung der Energiemarkte in der EU durch die EU-Richtlinie 96/92, welche 1999 in Kraft trat, weitgehend vorgegeben sind, versucht die Schweiz seit her, ein mit der EU kompatibles und gleichzeitig auf die schweizerischen Ge-

Andreas Kaeser

gebenheiten angepasstes Vorgehen zu etablieren. Dies ist bis heute nicht gelückt: Der erste Anlauf für ein Elektrizitätsmarktgesezt wurde durch das Stimmvolk im Jahre 2002 abgelehnt. Seitdem laufen neue Versuche, eine Marktöffnung mit flankierenden Massnahmen einzuführen. Die Stromdrehzscheibe Schweiz soll zuerst gesichert und anschliessend der inländische Strommarkt schrittweise geöffnet werden.

Handlungsbedarf in der Schweiz

Mit einem flexiblen zweistufigen Vorgehen bei der Strommarkttöffnung soll den Bedürfnissen ab frühestens 1. Januar 2008 Rechnung getragen werden (Bild 1). Bis zur neuen gesetzlichen Regelung ist die Marktöffnung durch das Kartellgesetz und im Einzelnen durch das Bundesgerichtsurteil vorgegeben und de facto geöffnet.

Die zu erwartenden Regeln sind heute aber noch nicht verbindlich, und der Zeitpunkt des Inkrafttretens neuer Gesetze ist

noch unbestimmt (Bild 2). Ausserdem sind einige Aspekte und Auslegungen noch streitig. Insgesamt fehlt den Unternehmen vonseiten des Gesetzgebers noch der Druck, sich schon heute intensiv auf die Veränderungen vorzubereiten. So widmet man sich naturgemäss prioritätär den Aufgaben des Tagesgeschäfts.

Den meisten Unternehmen ist jedoch spätestens seit dem Gesetzesentwurf des Elektrizitätsmarktgeseztes (EMG) im Jahre 2002 bewusst, das einiges an Arbeit auf sie zukommt und Änderungen bevorstehen. So haben die meisten Unternehmen Liberalisierungsprojekte gestartet und sind Teilespekte angegangen. Aufgrund von fehlendem Zeitdruck sind diese aber nur zögerlich umgesetzt worden.

Die Themen, die auch auf Schweizer Unternehmen in Sachen Anpassung und

Marktöffnung zukommen, sind jedoch mannigfaltig: das Unbundling, die Netznutzung, der Vertrieb, das Infomanagement wie Energiedatenmanagement (EDM) und Controlling oder der Einkauf (Portfoliomanagement) – um nur einige zu nennen. Den derzeit laufenden Projekten ist häufig eines gemeinsam: Es fehlt die verlässliche Datenbasis, Daten haben nicht die gewünschte Gliederung oder sind sehr aufwendig zu beschaffen.

Das Resultat sind tabellengestützte Einzelanwendungen (Excel-Wälder) mit unterschiedlichen Technologien auf Basis unterschiedlicher Datenquellen. Es wird viel Zeit aufgewendet, um Medienbrüche durch redundante Dateneingabe zu beheben oder einzelne Abfragen oder Auswertungen zu bearbeiten.

Die heutige Situation vieler Schweizer Unternehmen

Der aktuelle Zustand in vielen Schweizer Unternehmen der Energiebranche lässt sich derzeit durch vier Eigenschaften charakterisieren:

- Nur wenige Unternehmen sind in der Lage, ihre Ergebnissituation nach Belieben und jederzeit – und nicht nur im Turnus der regelmässigen Berichterstattung – zu analysieren.
- Kaum ein Unternehmen kann auf seine Daten gezielt z.B. nach Region, Produkt, Kunde, Lieferant oder Projekt zugreifen.
- Die Aufgaben, die im Controlling bewältigt werden müssen – etwa in den



Bild 1 Marktöffnungsschritte für den Schweizer Elektrizitätsmarkt

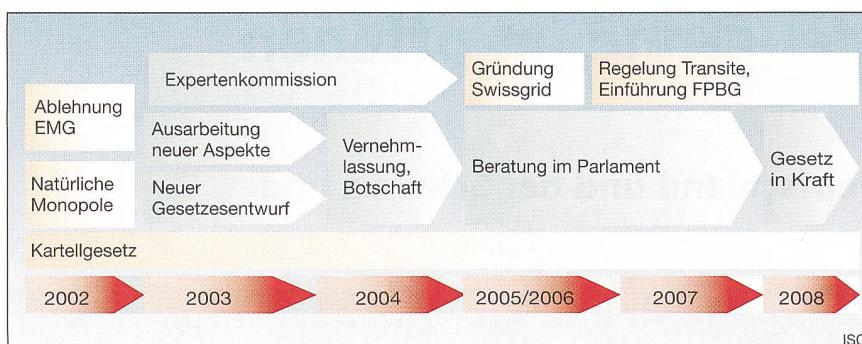


Bild 2 Zusammenstellung der wichtigsten politischen Meilensteine bei der Liberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts

EMG: Elektrizitätsmarktgesetz; FPBG: Fahrplanbilanzgruppe

Bereichen Unternehmensplanung und Budgetierung, Berichtswesen, Analysen sowie Risikomanagement – nehmen stark zu.

- Chronischer Zeitmangel durch ein umfangreiches «Tagesgeschäft», der durch zahlreiche Sonderaufgaben wie projektbezogene Analysen und Berichte oder die Einführung neuer Software noch verstärkt wird.

führt. Seit 2005 wird die Netzentgeltung durch einen Regulator, die Bundesnetzagentur (BnetzA¹⁾) geregelt, und per Juli 2005 wurden mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) allgemeine Regelungen für die Umsetzung von EU-Richtlinien in Kraft gesetzt und mit der Netzzugangsverordnung (Strom NZV) und der Netzentgeltverordnung (Strom NEV) Netzzugang und Netzentgelt geregelt.

Die Marktveränderungen in Deutschland und die Vorgehensweise deutscher Energieversorger zeigt, dass die betriebswirtschaftliche richtige Beantwortung der sich aus Markttöffnung und zunehmendem Wettbewerb ergebenden Fragestellungen überlebensnotwendig ist. Controlling-Abteilungen sind daher zunehmend gefordert, die wesentlichen Informationen mithilfe entscheidungsunterstützender Softwaresysteme bedarfsgerecht aufzubereiten.

Voraussetzungen für das Unbundling

Ab 1. Januar 2008 soll die Einführung der Anreizregulierung unter Verwendung der «Revenue Cap»-Methodik²⁾ vor sich gehen in zwei Übergangsregulierungs-

perioden (3 Jahre und 3 bis 5 Jahre), gefolgt von jeweils zwei einjährigen Regulierungsperioden unter Anwendung der «Yardstick Competition»-Methodik³⁾.

Kernpunkte der Anreizregulierung

Anreizregulierung ist eine wirksame Methode, um die vermuteten Effizienzreserven der Marktteilnehmer zu heben und diese in Form von Preissenkungen an den Markt weiterzugeben. So wurde in Deutschland bereits im Juni 2006 der Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall zu einer Senkung der Netzentgelte um 18% verpflichtet. Weitere Senkungen der Netznutzungsentgelte liegen im Bereich von 20 bis 30% – und dies dürfte erst die Basis für die Kostensenkungen im Rahmen der Anreizregulierung sein. Die erste Regulierungsperiode wird drei Jahre dauern (voraussichtlich 2008 bis 2010).

Die Effizienz der einzelnen Unternehmen wird bei der Anreizregulierung durch ein Benchmarking transparent gemacht, um so die Besten der Branche identifizieren zu können. Der Vorschlag der BnetzA für die Anreizregulierung sieht vor, dass die bestehenden kostenrechnerischen Vorschriften der Entgeltverordnungen zur Bestimmung der Ausgangsniveaus dienen. Als Basis für die Effizienzprüfung wird dabei eine «regulatorische Kostenprüfung» durchgeführt, die Extremwerte erfasst und gegebenenfalls korrigiert.

Zukünftig wird zudem zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren (exogenen) Kostenbestandteilen (EK) unterschieden werden, deren Verzinsung von der BNetzA alle 2 Jahre neu bestimmt werden kann. Schliesslich ist auch die Einführung von Regulierungskontos vorgesehen, um Auswirkungen von Mengenschwankungen (Differenz zwischen

Anforderungen an vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen				
	Rechtliche Entflechtung (§ 7 EnWG)	Operationelle Entflechtung (§ 8 EnWG)	Informationelle Entflechtung (§ 9 EnWG)	Buchhalterische Entflechtung (§ 10 EnWG)
Fernleitungs-/Übertragungsnetzbetreiber	x	x	x	x
Verteilernetzbetreiber mit mehr als 100 000 Kunden	Freistellung möglich bis zum 1. Juli 2007	x	x	x
Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100 000 Kunden	Freistellung möglich	Freistellung möglich	x	x

* eigentumsrechtliche Trennung nicht erforderlich ** gemäss den handelsrechtlichen Vorschriften

Tabelle Voraussetzungen für das Unbundling bei Unternehmen

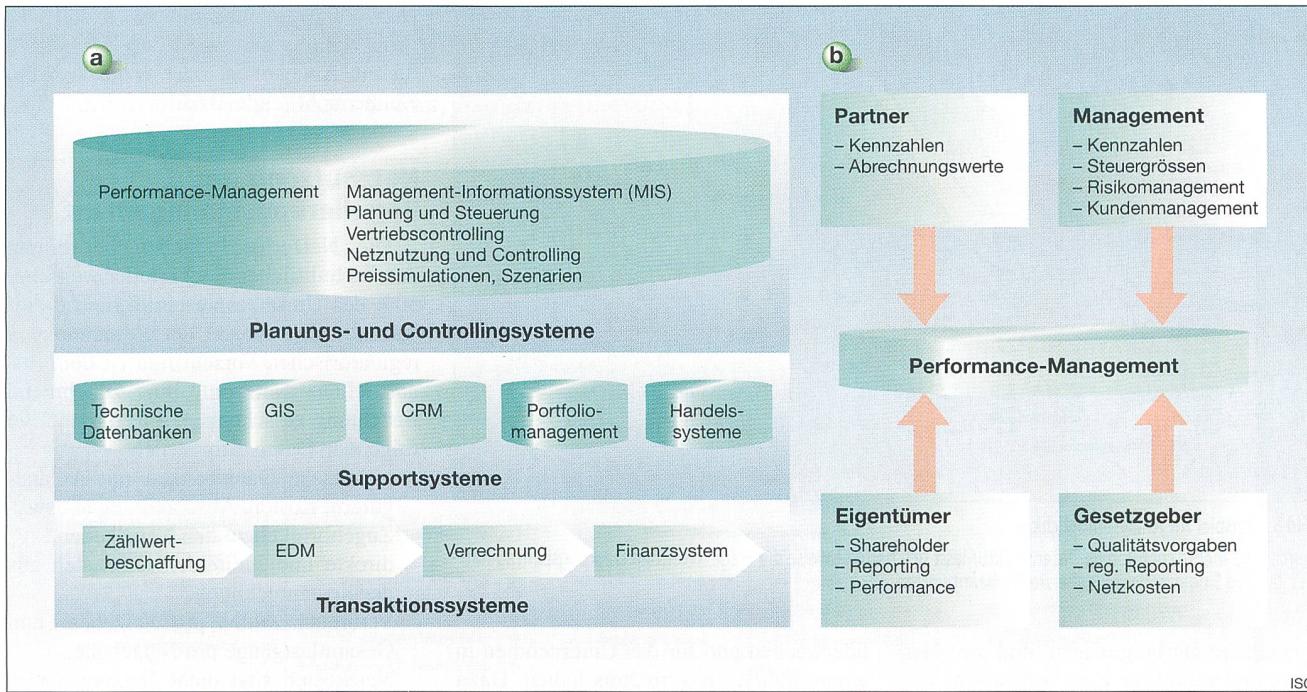


Bild 3 Performance-Management

Bild 3a: Die Systemlandschaft gliedert sich in Transaktionssysteme, Supportsysteme und Planungs- und Controllingsysteme; Bild 3b: Mittels Performance-Management lassen sich die unterschiedlichsten Bedürfnisse abdecken

zulässigen und tatsächlichen Erlösen) auszugleichen. Der Umfang von vorgeschriebenen Erlösschmälerungen (Revenue Cap) wird sich auf Basis von nachvollziehbaren Effizienzberechnungen ergeben, wobei bei der Berechnung der Erlösanpassungsfaktoren sowohl der sektorale Produktivitätsfortschritt als auch unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben berücksichtigt werden.

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird ein Qualitätsmanagement eingeführt werden, dessen Anforderungen von der Grösse des Elektrizitätsversorgungsunternehmen abhängig sind: Bis

10 000 Kunden genügt ein Kurzbericht, bis 100 000 Kunden wird ein detaillierter Bericht verlangt und darüber ein zertifiziertes QM-System mit jährlichen Berichten an die BNetzA gefordert.

Handlungsfelder

Um ein Unternehmen erfolgreich durch die Marktveränderungen steuern zu können, sollte eine Integration aller strategischen und operativen Controlling-Themen in einer Business-Performance-Lösung angestrebt werden. Hierbei werden die Transaktionssysteme, welche zur Abwicklung des Tagesgeschäfts und als

Datenlieferant agieren, von den Planungssystemen für Controlling, Steuerung und Simulation (Bild 3a) und den Supportsystemen unterschieden.

Den besten Nutzen erbringen die Transaktionssysteme als Datenlieferanten, wenn sie zuerst an die neuen Gegebenheiten angepasst werden. In der Praxis sind die Systeme leider ständigen Veränderungen unterworfen, sodass nicht gewartet werden kann, bis die Transaktionssysteme ihre definitive Form erreicht haben: Man möchte frühzeitig – wenn vielleicht auch in noch etwas grober Form – wissen, was die Durchleitung kostet und welche Geschäfte gewinnbringend sind.

Eine Business-Performance-Lösung (Bild 3b) deckt viele offene Bedürfnisse ab. Sie bezieht dabei die aktuellen Daten automatisch aus den führenden Systemen (meist Transaktionssysteme). Einige zentrale Aspekte eines Energieversorgers sind dabei neben Unternehmensplanung, Steuerung, Controlling und Reporting (Aktionäre, regulatorische Pflichten) auch das Vertriebscontrolling, die Angebotsberechnung, die Netznutzung (Entgelte und Preise) und Simulationen und Szenarien.

Die Unternehmensplanung

Die Unternehmensplanung beginnt beim Erstellen des Mehrjahresplans und der jährlichen Budgetierung. Für die Planung werden die Vergangenheitsdaten als

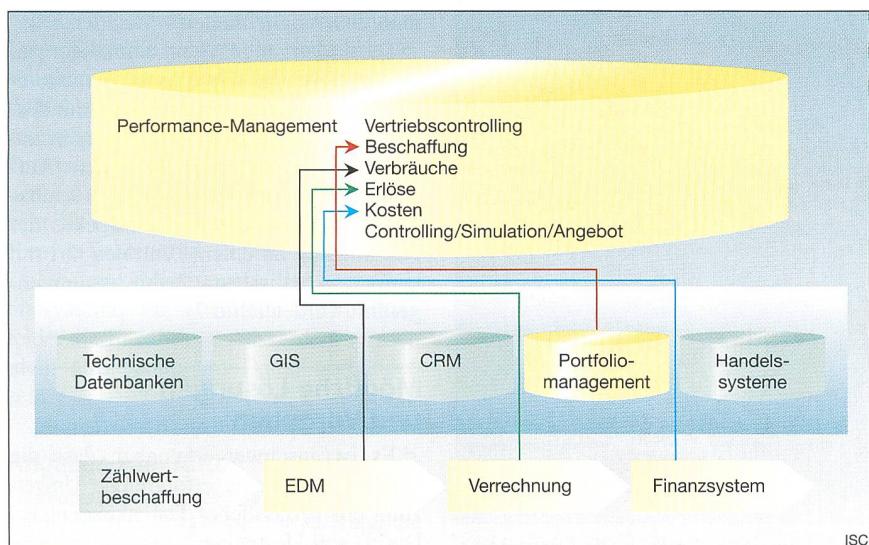


Bild 4 Datenquellen, auf die das Vertriebscontrolling zugreift

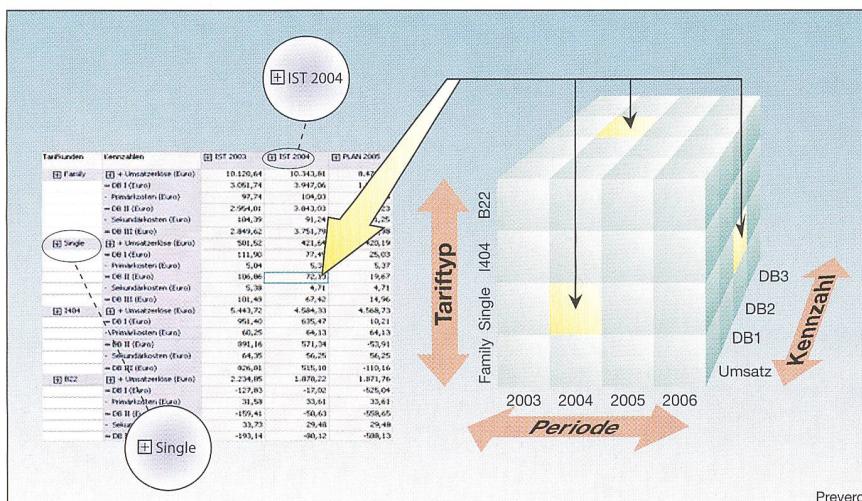


Bild 5 Beispiel für Analysemöglichkeit

Durch eine mehrdimensionale Datenstruktur lässt sich beispielsweise die Frage «Welchen Deckungsbeitrag hat der Tariftyp Single im Jahr 2004 erzielt?» beantworten

Grundlage herbeigezogen und mit der Prognose verknüpft. Eine verlässliche Ist-Situation ist dabei Voraussetzung. Sind die Daten einfach zugänglich – wenn möglich direkt aus den Transaktionssystemen –, so ist gewährleistet, dass die Planung mit aktuellen Werten und für alle Beteiligten auch von derselben Datenbasis aus geschehen kann. Für die Zukunftsaussichten wird mit verschiedenen Szenarien gearbeitet.

Ist die Planung und Budgetierung im Performance-Management-System abgeschlossen, stehen die Daten automatisch im nächsten Jahr als Controllingdaten für den Soll-Ist-Vergleich zur Verfügung. Eine monatliche oder auch kurzfristigere Überwachung ist somit ohne grossen Aufwand zu machen. Werden diese Daten geeignet aggregiert und ausgewertet, so steht mit minimalem Aufwand ein aktuelles Management-Informationssystem zur Verfügung.

Das Vertriebscontrolling

Mit der Markttöffnung werden die bis anhin eher trügen Einflussgrössen massiv dynamischer. Dem Energieversorger waren die Endverbraucher im eigenen Absatzgebiet sicher zugewiesen. Der Verbrauch der Kunden war damit die einzige Variable, welche sich auf die Auftragslage der Unternehmen auswirkt. Ähnlich stabil zeigte sich auch die Einkaufsseite, welche höchstens eine jährliche Anpassung beinhaltete.

Mit der Markttöffnung können Endverbraucher abspringen, neue Kunden dazugewonnen werden, und der Energieeinkauf muss im Volumen mit dem dynamischeren Absatzmarkt angeglichen werden. Das heisst, das Controlling muss Einkauf, Betriebskosten und Verkauf

überwachen und für das Unternehmen in einem günstigen Verhältnis halten. Dazu werden wiederum Verbrauchs- und Kosten Daten aus den Transaktionssystemen benötigt und mit den Plandaten kombiniert. Das Vertriebscontrolling ist in Bild 4 dargestellt.

Mit einer flexiblen Lösung lassen sich dann die Fragen nach dem Deckungsbeitrag eines bestimmten Tariftyps (Bild 5), nach den umsatzstärksten Kunden, der Entwicklung der Kunden oder der spartenübergreifenden Performance eines Kunden beantworten.

Die Auswertungen dienen als Retrospektive, um Massnahmen für die Zukunft ergreifen zu können. Mit dem flexibleren Angebotszyklus werden diese Kenntnisse aber direkt für die Angebotskalkulation verwendet. Basierend auf aktuellen Daten ist somit bereits in der

Angebotsphase bekannt, was der Deckungsbeitrag sein wird, wo die Grenze für ein Angebot ist oder wann sich ein Kunde nicht lohnt (Bild 6).

Netznutzung und Regulierungsmanagement

Die Netzerlöse machen bei einem durchschnittlichen Endverteiler weit über 50% des Umsatzes aus. Aufgrund dieser Tatsache und wegen der Zunahme von regulatorischen Vorschriften ist dem «finanziellen» Netzcontrolling zunehmend Beachtung zu schenken. Hierfür sind die folgenden Daten erforderlich:

- technische Datenbanken mit Anlagegütern, Kosten, Abschreibungen usw.,
- Zugehörigkeit zu den Netzebenen,
- direkte und indirekte Netzkosten aus der Kostenrechnung,
- Verbrauchszahlen pro Netzebene und Gesamtlastgänge pro Netzebene.

Netzkosten sind nicht Netzzpreise. Im Gegensatz zu Deutschland, wo der Spielraum zur Gestaltung der Netzzpreise eher eng ausgestaltet ist, sehen die schweizerischen Vorschläge bei der Netzzpreisgestaltung mehr Variationsmöglichkeiten vor. Solange die Erlöse pro Netzebene den «gewälzten» Kosten entsprechen und die Netzzpreise diskriminierungsfrei sind, ist die Preisgestaltung weitgehend frei. Mögliche Preisparameter für die Preisgestaltung sind neben den Grund-, Leistungs- und Arbeitspreisen auch die Nutzungsdauer, die Tarifezeiten und die Netzebene.

Anreizsysteme, wie sie zurzeit in Deutschland eingeführt werden, sind in der Schweiz noch nicht bekannt. Sowohl für das Aufzeigen der Auswirkung der Kostenpositionen und deren Hebelwirkungen auf die Netzzpreise als auch für die Preisgestaltung sollten intensive Simulationsmöglichkeiten vorhanden sein.

Dieser Vorgang ist kein einmaliger statischer Vorgang, wie dies oft angenommen wird, sondern ein iterativer, mindestens jährlicher Ablauf. Insellösungen mit isolierten Daten führen zu hohem Aufwand und oft auch fehlerhaften Resultaten. Es sollten daher alle Aspekte der Netznutzung an einem zentralen Ort mit laufend aktualisierten Daten zusammengeführt werden (Bild 7).

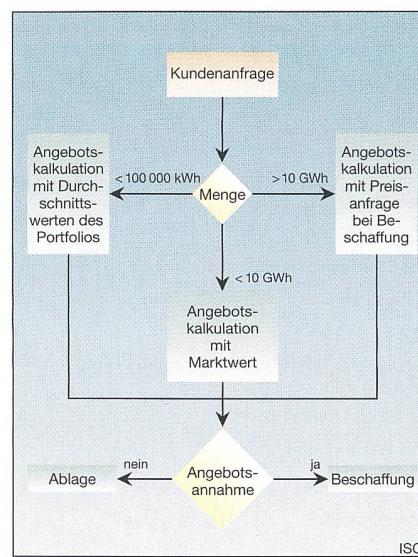


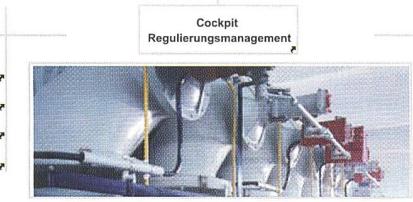
Bild 6 Schematische Darstellung des Prozesses für Angebotskalkulation

Mögliche Lösungen und Vorgehen

Es ist unschwer erkennbar, dass die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung ein verlässliches Datenkonzept ist. Darin soll festgelegt werden, welche Daten wo gehalten werden, wer für die

Kalkulation NNE Strom & Gas, Anreizregulierung

ISC
IT SERVICE CENTER

Berichtsperiode (Berechnungsbasis)	Parameter <ul style="list-style-type: none"> Allgemeine Strom-Parameter Allgemeine Gas-Parameter Strom-Parameter pro Spannungsebene Sigmoid Funktion Gas Indexreihen für Investitionen Ersatzfunktion Benutzungsstunden Gas 																											
Varianten	Energiewirtschaft  Anlagevermögen <ul style="list-style-type: none"> Anlagevermögen vor Verteilung Verteilung Anlagevermögen nach Verteilung 																											
Details zur Variante	Kostenherleitung <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Strom - Auswertungen/Ergebnisse - Gas</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EK Quote und BNEK HR</td> <td>Kostenwälzung Strom</td> </tr> <tr> <td>EK Quote und BNEK kalk</td> <td>Preissystem Strom</td> </tr> <tr> <td>zu verzinsendes BNEK I¹⁾</td> <td>Preissystem pro Kunde</td> </tr> <tr> <td>Kalkulatorische EK Zinsen & AfA²⁾</td> <td>Auswertung/Simulation</td> </tr> <tr> <td>Kalkulatorische Gewerbesteuers</td> <td>Auswertungen Gas</td> </tr> <tr> <td>Periodenüberg. Saldierung</td> <td>Auswertungen BNetza</td> </tr> <tr> <td>Netzkosten handelsr. vs. kalk³⁾</td> <td>Aktivitäten-GuV & Bilanz</td> </tr> <tr> <td>Verteilung kalk. Positionen⁴⁾</td> <td>Aktivitäten-GuV direkt</td> </tr> <tr> <td>Netzkosten nach Verteilung</td> <td>Aktivitäten-GuV n. Verligr.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Aktivitäten Bilanz</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Manuelle Ergänzungen</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Auswertungen</td> </tr> </tbody> </table> Umlage <ul style="list-style-type: none"> Definition Umlageschlüssel Zuordnung Umlageschlüssel Umlageergebnis 		Strom - Auswertungen/Ergebnisse - Gas		EK Quote und BNEK HR	Kostenwälzung Strom	EK Quote und BNEK kalk	Preissystem Strom	zu verzinsendes BNEK I ¹⁾	Preissystem pro Kunde	Kalkulatorische EK Zinsen & AfA ²⁾	Auswertung/Simulation	Kalkulatorische Gewerbesteuers	Auswertungen Gas	Periodenüberg. Saldierung	Auswertungen BNetza	Netzkosten handelsr. vs. kalk ³⁾	Aktivitäten-GuV & Bilanz	Verteilung kalk. Positionen ⁴⁾	Aktivitäten-GuV direkt	Netzkosten nach Verteilung	Aktivitäten-GuV n. Verligr.		Aktivitäten Bilanz		Manuelle Ergänzungen		Auswertungen
Strom - Auswertungen/Ergebnisse - Gas																												
EK Quote und BNEK HR	Kostenwälzung Strom																											
EK Quote und BNEK kalk	Preissystem Strom																											
zu verzinsendes BNEK I ¹⁾	Preissystem pro Kunde																											
Kalkulatorische EK Zinsen & AfA ²⁾	Auswertung/Simulation																											
Kalkulatorische Gewerbesteuers	Auswertungen Gas																											
Periodenüberg. Saldierung	Auswertungen BNetza																											
Netzkosten handelsr. vs. kalk ³⁾	Aktivitäten-GuV & Bilanz																											
Verteilung kalk. Positionen ⁴⁾	Aktivitäten-GuV direkt																											
Netzkosten nach Verteilung	Aktivitäten-GuV n. Verligr.																											
	Aktivitäten Bilanz																											
	Manuelle Ergänzungen																											
	Auswertungen																											
Ausdruck bzw. Bearbeitungsstatus	Sparten-Erfolgsrechnung <ul style="list-style-type: none"> Erfolgsrechnung direkt Verteilung Erfolgsrechnung Erfolgsrechnung nach Verteilung 																											
Strom																												
Gas																												

Prevero

Bild 7 Beispiel für den zentralen Zugriff auf alle relevanten Daten

Über das Cockpit «Kalkulation NNE Strom und Gas» lässt sich zentral auf alle geschäftsrelevanten Daten zugreifen. NNE: Netznutzungsentgelte.

Daten verantwortlich ist und wer sie pflegt. Um die Datenkonsistenz zu gewährleisten, sollte darauf geachtet werden, dass die Daten nur einmal vorhanden sind bzw. dass ein führendes System mit den Originaldaten festgelegt wird. Damit werden alle Aktivitäten auf derselben Datenbasis durchgeführt.

Häufig wird der Wunsch geäussert, die vielfältigen Anforderungen in einem der bereits operativen Systeme abzubilden. Diese Systeme haben aber einen klar definierten Auftrag und sind dafür zielgerichtet entwickelt worden. Durch Erweiterungen dieser Systeme lässt sich der eine oder andere Aspekt vielleicht abbilden. Es wird aber kaum möglich sein, die zentrale Performance-Management-Plattform effizient und flexibel abzubilden. Unter dem «Missbrauch» der Transaktionsssysteme für artfremde Anwendung leidet die Flexibilität. Außerdem werden nicht alle benötigten Daten vorhanden sein.⁴⁾

Angaben zum Autor

Andreas Kaeser schloss sein Studium an der ETH Zürich 1990 als dipl. Elektroingenieur ab. Er ergänzte später sein Wissen mit einem Nachdiplom in Betriebswissenschaften. Praktische Erfahrung sammelte er in

einer Schweizer Grossbank, wo er sich um die Vernetzung der weltweiten Filialen kümmerte. Als sich der Telekommunikationsmarkt liberalisierte, leitete er für ein Joint Venture der Swisscom die weltweite Betreuung der Grosskunden. 1999 trat er in die Geschäftsleitung der SN Energie als Marketing- und Verkaufsleiter ein. Im April 2002 übernahm er die Geschäftsführung der neu gegründeten ISC AG (IT Service Center), 4601 Olten. Dort führte er Energiedaten- und Performance-Management ein und schloss Partnerschaften mit Robotron und Prevero ab.
andreas.kaeser@isc-ag.ch

¹⁾ www.bundesnetzagentur.de

²⁾ Durch die BnetzA festgelegte Erlösobergrenzen, mit deren Hilfe die Netzbetreiber in den ersten beiden Phasen der Anreizregulierung an ein einheitliches Effizienzniveau herangeführt werden sollen. Als Massstab für die Erlösobergrenzen werden die effizientesten Unterneh-

men der Branche betrachtet, wobei die Inflationsentwicklung, die allgemeine Entwicklung der Produktivität sowie die individuelle Effizienz von Unternehmen berücksichtigt werden.

³⁾ Yardstick Competition: Vergleichswettbewerb. Über mehrere Jahre werden die Gesamterlöse der Netzbetreiber im Voraus festgelegt, um die Netzbetreiber auf ein möglichst einheitliches Effizienzniveau zu bringen. Danach wird zu einem System übergegangen, in dem die Vorgaben zur Erlössenkung vollständig durch Unternehmen verglichen ermittelt werden. Kann ein Netzbetreiber die Kosten unter den Durchschnittskosten anderer Netzbetreiber halten, dann resultiert ein Gewinn, andernfalls ein finanzieller Verlust.

⁴⁾ Bereits erprobte Lösungen wie beispielsweise Infoplan von Prevero (www.prevero.de) bieten hier Unterstützung, indem sie auf den bereits vorhandenen Daten aufsetzen und ein Datawarehouse mit nahezu unbeschränkten Möglichkeiten bilden. Durch den Einsatz bei vielen Energieversorgern sind so Branchenmodelle entstanden, welche eine kurze Einführungszeit garantieren.

Résumé

La gestion d'entreprise après l'ouverture du marché de l'électricité

Comparaison entre l'Allemagne et la Suisse et mesures à prendre. Pour réussir à gérer une entreprise, il faut connaître d'une part l'état de l'entreprise (chiffres-clés) et d'autre part les grandeurs d'influence gérables. Cela vaut par principe pour toutes les entreprises et toutes les branches. L'ouverture des marchés de l'électricité et les «nouvelles» exigences législatives exigent cependant que les entreprises électriques disposent d'une série de mesures spécifiques.