VSE/AES

Objekttyp: **Group**

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

Band (Jahr): **102 (2011)**

Heft 1

PDF erstellt am: **28.05.2024**

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

Ein Abschiedswunsch: Einigkeit der Strombranche

Josef A. Dürr,
Direktor VSE

Zum letzten Mal wende ich mich als Direktor des VSE an die Leser des Bulletins. Ich möchte diese Gelegenheit nutzen, nochmals auf die künftigen Herausforderungen einzugehen.

Eine zentrale Aufgabe wird zweifellos die europakompatible 2. Stufe der Marktöffnung und die vertragliche Einbindung unseres Landes in den europäischen Strombinnenmarkt. Im Bereich der sicheren Stromversorgung stehen wegweisende Entscheide über den Bau neuer Grosskraftwerke, namentlich der Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke, an. Als Drittes gilt es, die intermittierenden Erzeugungsarten wie Sonne und Wind – wo ökologisch und ökonomisch sinnvoll – weiter zu fördern und in die Stromversorgung zu integrieren. Die dadurch stark steigenden Anforderungen an einen stabilen Netzbetrieb können nur intelligente Netze meistern.

Alle diese Aufgaben lassen sich nur dann erfolgreich bewältigen, wenn die Strombranche an einem Strick in die gleiche Richtung zieht. Um in der Politik und der Öffentlichkeit Wirkung zu erzielen, gilt es, gemeinsam und geschlossen Position zu beziehen. Natürlich ist man in einer Branche mit solch breit gefächerten Interessen nicht immer gleicher Meinung. Zusätzlich stehen viele Unternehmen am Markt in direkter Konkurrenz zueinander. Trotzdem ist es entscheidend, die unterschiedlichen Standpunkte zu diskutieren und in grundsätzlichen Fragen einen gemeinsamen Nenner zu finden. Dies setzt wiederum voraus, dass sich die verschiedenen Gruppen gegenseitig ernst nehmen und Vertrauen herrscht. Hierzu haben wir 2008 mit der neuen Verbandsstruktur die Voraussetzungen geschaffen, indem nun alle Gruppen im Vorstand angemessen vertreten sind. Die Erfahrungen sind ermutigend. Auf diesem Weg gilt es weiterzugehen.

Es war für mich ein Privileg, den VSE während fünf Jahren leiten zu dürfen. Ich möchte allen Unternehmen, dem Vorstand, den Mitgliedern unserer Kommissionen und allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des VSE für ihren unermüdlichen Einsatz ganz herzlich danken. Vor allem aber wünsche ich dem VSE nachhaltigen Erfolg: Die Fragen der Stromversorgung werden uns noch auf Jahrzehnte hinaus beschäftigen.

Un souhait : que règne enfin l'unité au sein de la branche électrique

Josef A. Dürr,
directeur de l'AES

En effet Mesdames, Messieurs et chers lecteurs : je m'adresse à vous pour la toute dernière fois en ma qualité de directeur de l'AES. Je reviens une ultime fois sur les défis auxquels devra faire face la branche électrique.

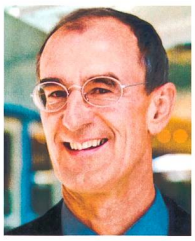
Une des tâches principales reste incontestablement la réalisation de la deuxième étape de l'ouverture du marché et son eurocompatibilité ; de plus, l'intégration contractuelle de notre pays dans le marché européen intérieur de l'électricité devra également se faire. L'avenir d'un approvisionnement sûr en électricité fera l'objet de décisions cruciales qui porteront sur la construction de nouvelles centrales notamment sur le remplacement de centrales nucleaires existantes. Le troisième défi qu'il s'agira de relever consiste à promouvoir et à intégrer des sources d'énergie intermittentes (solaire et éolienne par exemple) dans des réseaux d'approvisionnement électrique, partout où une telle démarche s'avère écologiquement et économiquement sensée. En effet, la forte hausse de la demande en réseaux d'exploitation stables ne pourra être satisfaite que par des réseaux intelligents.

Or, ces tâches ne pourront être menées à bien que si la branche électrique tire à la même corde – et dans la même direction. En d'autres termes, il faudra adopter une position commune et défendre de concert les mêmes causes. Certes, dans une branche où les avis et les intérêts divergent autant, parler d'une seule et même voix n'est évidemment pas toujours possible d'autant plus que les entreprises sont souvent en concurrence directe.

Ce qui prime toutefois, c'est que les entreprises abordent leurs points de vue différents et en discutent pour trouver un dénominateur commun autour des points essentiels. Pour ce faire, le respect mutuel et un climat général de confiance doivent régner. Par la structure mise en place et approuvée en 2008, nous avons créé toutes les conditions requises pour s'assurer que chaque groupe soit représenté au sein du Comité. Les expériences faites à ce jour avec cette structure sont encourageantes, raison pour laquelle nous espérons poursuivre dans le même sens.

Je considère comme un privilège le fait d'avoir pu participer à façonner la destinée de l'AES ces cinq dernières années. Je tiens à remercier très chaleureusement toutes les entreprises, le Comité, les membres de nos diverses commissions ainsi que toutes les collaboratrices et tous les collaborateurs de l'AES pour leur engagement inépuisable. Ce que je souhaite le plus sincèrement toutefois pour notre association, ce sont des résultats durables. En effet, l'approvisionnement en énergie et en électricité continuera à nous occuper encore bien des décennies durant.

Und bist du nicht willig ...!



Anton Bucher,
Bereichsleiter Politik des VSE

Effiziente Energieanwendung ist zweifellos ein Gebot der Stunde – zur Schonung des Geldbeutels, der Umwelt und der Rohstoffe. In der rohstoffarmen Schweiz ist das allerdings keine Neuerfindung. Nur werden je nach Priorität, Finanzen oder politischer Couleur die Ziele und Erwartungen ziemlich unterschiedlich interpretiert und gesetzt.

Der Bundesrat hat die Energieeffizienz als eine der vier Säulen seiner Energiestrategie definiert. Die Elektrizitätsbranche befürwortet diese Strategie einer breit abgestützten Energieversorgung nach den Bedürfnissen der Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt.

Die Krux höherer Ziele liegt bekanntlich in deren Umsetzung. Das Spannungsfeld liegt zwischen den ordnungspolitischen Polen der dezentralen Subsidiarität, also einer möglichst hohen Eigenverantwortung der Bürger, und der zentralen Staatsgewalt mit Gesetzen, Geboten und Verboten. Die Schweiz hat mit den verfassungsmässigen Prinzipien der Kooperation und der Subsidiarität gute Erfahrungen gemacht. Die Zusammenarbeit zwischen Bürger und Staat steht auch in der Energiepolitik im Vordergrund und hat Erfolg: In der Energieintensität als Massstab des effizienten Energieverbrauchs im Verhältnis zum Bruttoinlandprodukt steht unser Land an der internationalen Spitze. Mit der Energieagentur der Wirtschaft (EnAW), kantonalen Programmen und Dienstleistungen der Energieversorgungsunternehmen wurden in den letzten Jahren weitere Fortschritte gemacht, und das neue Programm EnergieSchweiz des Bundesamtes für Energie setzt schwergewichtig auf Branchenvereinbarungen zur Verbesserung von Energieeffizienz und Umweltbelastung.

Der kürzliche Revisionsvorschlag des Bundesrates in Artikel 8 des Energiegesetzes beabsichtigt nun eine Umkehr dieses Erfolgsmodells: Nicht mehr mit freiwilligen Massnahmen und Zielvereinbarungen sollen die individuellen Energiesparziele anvisiert werden, sondern der Bundesrat soll künftig direkt Vorschriften über den Energieverbrauch von «serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten» erlassen können. Die betroffene Wirtschaft und der VSE lehnen den Verzicht auf den subsidiären Weg durch Verhandlungen und Vereinbarungen ab, der nota bene in Artikel 2 desselben Gesetzes nicht ohne Grund sogar explizit vorgesehen ist.

Et si tu n'es pas obéissant ...

Anton Bucher,
responsable Affaires publiques de l'AES

Les applications efficaces du point de vue énergétique sont vraisemblablement le mot d'ordre du moment pour préserver le porte-monnaie, l'environnement et les matières premières. Jusque-là, rien de nouveau pour la Suisse relativement pauvre en ressources naturelles. Toutefois, les buts et les attentes sont souvent interprétés et définis différemment en fonction des priorités, des finances et de la couleur politique.

Le Conseil fédéral a défini l'efficacité énergétique comme l'un des quatre piliers de sa stratégie énergétique. La branche électrique s'exprime en faveur de cette stratégie visant un approvisionnement énergétique solide en fonction des besoins de l'économie, de la société et de l'environnement. Le hic de ces objectifs réside dans leur mise en œuvre. Le champ de tension se situe entre les deux pôles de la politique réglementaire que sont la subsidiarité décentralisée – c'est-à-dire une autoresponsabilité aussi développée que possible de chaque consommateur – et l'autorité publique centralisée, concrétisée par des lois, des consignes et des interdits. La Suisse a fait de bonnes expériences avec les principes de coopération et de subsidiarité inscrits dans la constitution.

D'ailleurs, la collaboration entre les citoyens et l'Etat occupe une place centrale dans la politique énergétique et a déjà été couronnée de succès. En matière d'intensité énergétique comme critère pour mesurer la consommation énergétique par rapport au produit intérieur brut, notre pays est au premier rang international. Au cours des années précédentes, d'amples progrès ont été faits grâce à l'Agence de l'énergie pour l'économie (AEnEC), à des programmes cantonaux et des prestations des entreprises d'approvisionnement. De plus, le nouveau programme de SuisseEnergie mise essentiellement sur des conventions de la branche pour améliorer l'efficacité énergétique et la charge sur l'environnement.

La récente proposition de révision par le Conseil fédéral de l'article 8 de la loi sur l'énergie vise une inversion de ce modèle à succès : les objectifs individuels d'économie d'énergie ne devraient plus être atteints au moyen d'objectifs et de mesures volontaires. Le Conseil fédéral veut à l'avenir pouvoir édicter des prescriptions sur la consommation d'énergie des « installations, véhicules et appareils produits en série ».

Le secteur économique concerné et l'AES rejettent l'abandon de la voie subsidiaire négociée. Or, il faut savoir que celle-ci est explicitement prévue, non sans raison d'ailleurs, à l'article 2 de cette même loi.

Renforcements de réseau, qui paie ?

Discussion sur la réglementation relative au raccordement de producteurs

Les gestionnaires de réseau sont tenus en principe de reprendre et de rétribuer l'électricité produite dans leur zone de desserte. L'absorption de nouvelles injections peut nécessiter des renforcements des réseaux touchés, dont seuls ceux considérés comme nécessaires seront pris en charge par les services-système de Swissgrid.

Susanne Michel

La loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et son ordonnance (OApEl) (cf. articles 5 et 15 LApEl et 3, 13 et 22 OApEl) ainsi que la loi sur l'énergie (LEne) et son ordonnance (OEne) (cf. articles 7 à 7b LEne et 2 à 6a OEne) règlent le renforcement du réseau. Ce cadre légal, résumé ci-dessous, laisse un certain nombre de questions en suspend. Afin d'y parer, l'ElCom a publié le 23 mars 2009 une directive 2/2009 intitulée « Renforcements de réseau » (Directive 2/2009), dans laquelle elle présente les principes qui sous-tendent le traitement des requêtes d'indemnisation. Ces principes sont traités au chapitre 3 « Discussion ».

En 2010, l'ElCom a rendu les premières décisions ayant pour sujet l'indemnisation du renforcement du réseau. Ces décisions illustrent l'application concrète de la réglementation aux différents cas d'espèces. Le chapitre 2 « Les décisions de l'ElCom » propose une traduction concise de chaque décision. Une conclusion clôt le présent article.

Le cadre légal

Les gestionnaires de réseau (GR) sont tenus de raccorder tous les producteurs d'électricité dans leur zone de desserte. Ils doivent en outre reprendre (sous une forme adaptée au réseau) et rétribuer l'électricité issue des sites de production qui satisfont aux conditions des articles 7 et 7a de la loi sur l'énergie. Les conditions de raccordement doivent être fixées contractuellement entre le producteur et le GR.

Les coûts de mise en place des lignes de desserte (nécessaires entre site de production et point d'injection) et les éventuels coûts de transformation requis, sont à la charge des producteurs. Ceux-ci sont également tenus de prendre à leurs frais les mesures nécessaires pour éviter les effets perturbateurs d'ordre technique au point d'injection. Si cette condition est remplie, les GR sont tenus de relier l'installation de production au point d'injection le plus avantageux techniquement et économiquement.

Le raccordement de producteurs peut engendrer des adaptations du réseau. Ces coûts sont dans un premier temps à la charge du GR. Celui-ci peut ensuite exiger de l'ElCom leur indemnisation. En cas de décision favorable, Swissgrid rembourse au GR l'indemnité admise par l'ElCom. Cette indemnité est alimentée par les services-système du niveau de réseau 1.

Les décisions de l'ElCom

Quatre décisions traitent l'indemnisation du renforcement de réseau. S'agissant de la détermination du point d'injection, les décisions se bornent à constater qu'au vu de la topologie du réseau, le point d'injection choisi paraît approprié. La nécessité technique d'augmenter la capacité a été motivée dans toutes les décisions en s'appuyant sur les règles techniques DACHCZ pour l'évaluation des perturbations de réseau, règles non remises en question par l'ElCom.

L'élément le plus discuté a été le renforcement nécessaire du réseau, qui conditionne l'indemnisation du GR pour les investissements effectués. Pour chaque décision, un résumé de la motivation est proposé dans la suite de ce chapitre.

Décision du 10 juin 2010 (réf. 941-09-045)

Dans cette décision, la requête d'indemnisation du renforcement nécessaire du réseau concernait une nouvelle centrale à biomasse. Le GR a examiné deux variantes : 1) adaptation d'une station de transformation existante et de la ligne aérienne BT et 2) construction d'une nouvelle station de transformation à la place d'une armoire de distribution préexistante et d'une nouvelle ligne câblée MT. Le GR a réalisé la variante 2 qui revenait le moins cher.

Le GR a motivé son choix également par les intérêts de protection de l'environnement et les difficultés d'obtention de servitudes pour une nouvelle ligne aérienne MT, motivation qui ne le dispensait pas de démontrer avoir choisi la variante la plus avantageuse. Comme il a pu apporter cette preuve, l'indemnité demandée lui a été remboursée.

Décision du 10 juin 2010 (réf. 943-09-006)

Cette décision concernait une installation photovoltaïque. Le GR a profité du renforcement du réseau pour procéder à une mise sous terre de la ligne aérienne concernée. Afin d'en tenir compte, le GR demandait à n'être indemnisé que sur les coûts totaux après déduction de la valeur de remplacement de la ligne démontée. L'ElCom a précisé que l'indemnisation des renforcements de réseau comprenait tous les coûts nécessaires. Le GR a donc pu faire valoir le montant équivalant à la valeur d'établissement de la nouvelle ligne. L'indemnité accordée correspondait aux coûts totaux de la variante la moins chère.

Décision du 10 juin 2010 (réf. 943-09-010)

Cette décision concernait encore une installation photovoltaïque. Le GR a dû construire une nouvelle ligne MT et une station de transformation pour le raccordement. Le GR a en outre enterré une partie de la ligne et agrandi une station de transformation existante. Comme l'agrandissement de cette dernière n'était que partiellement nécessaire pour la nouvelle installation, le GR ne demandait le remboursement que du quart de celle-ci. Il a justifié la mise sous terre partielle par l'existence d'immeubles des deux côtés de la ligne BT démontée qui ne permettaient pas la construction d'une ligne aérienne MT à sa place dans le respect des

distances légales. L'indemnisation requise lui a été accordée.

Décision du 16 septembre 2010

Cette décision concernait également une nouvelle installation photovoltaïque. Le GR a examiné cinq variantes de renforcement, dont seules deux ont rempli les exigences techniques.

La variante rejetée qui prévoyait le renforcement de la ligne aérienne existante n'aurait pas permis de rester au-dessous des valeurs limites des harmoniques. Dès lors, le GR a procédé à une mise sous terre. Pour le surplus, il a réalisé la variante légèrement plus chère des deux variantes réalisables afin de pouvoir effectuer d'autres adaptations du réseau. S'agissant de l'indemnisation, il ne demandait le remboursement que des coûts de la variante techniquement possible et la plus avantageuse. Ce remboursement lui a été accordé.

Discussion

Le présent chapitre essaie de mettre en évidence quelques-unes des questions qui se posent et auxquelles ni la législation applicable ni les premières décisions de l'ElCom n'ont répondu. La discussion tient compte des principes présentés dans la Directive 2/2009.

La détermination du point d'injection

La loi prévoit que les nouvelles installations de production soient reliées au point d'injection le plus avantageux techniquement et économiquement. La Directive 2/2009 définit le point d'injection le plus avantageux économiquement comme le point d'injection qui est le plus favorable du point de vue des coûts totaux (coûts de raccordement et coûts de renforcement de réseau). Le point d'injection le plus pertinent techniquement n'y est pas défini.

Faut-il en conclure qu'une fois les points d'injection techniquement réalisables déterminés, la question des coûts totaux reste l'unique élément déterminant sans prise en considération des avantages techniques gagnés par le choix d'une variante plutôt qu'une autre? Au vu du texte légal et de la jurisprudence de l'ElCom, la réponse risque d'être affirmative. En tout état de cause, l'ElCom se réserve la possibilité de ne pas reconnaître comme coûts de renforcement de réseau les coûts payés par le GR lorsqu'ils résultent d'une détermination inappropriée du point d'injection (Directive 2/2009, p. 3).

Le renforcement nécessaire

Les GR ont la tâche de pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace dans une perspective à long terme et avec une vision globale. Dans ce sens, la nécessité de renforcer le réseau à l'occasion d'un nouveau raccordement ou de l'agrandissement d'une installation de production peut être propice à des adaptations supplémentaires. Toutefois, le GR ne sera remboursé que pour les renforcements dont il aura démontré la nécessité en relation avec l'installation raccordée. Pour cette raison, une délimitation exacte du renforcement nécessaire des autres adaptations est d'une grande importance.

Selon la Directive 2/2009, seront considérés comme coûts de renforcement nécessaires au maximum les coûts de la variante [techniquement] possible [et] la plus avantageuse [financièrement]. En cas d'augmentation de capacités plus importantes, seule la part des coûts liés à l'augmentation de capacité nécessaire sera remboursée.

La question se pose de savoir si cela reste toujours vrai en cas de raccordements d'installations de production étalés dans le temps sur un même site. L'exigence de l'efficacité considérée globalement, décrite ci-dessus, peut mener à ce qu'une seule adaptation soit effectuée avec la première installation, adaptation qui tient déjà compte des projets futurs. Par contre, la législation relative au remboursement du renforcement incite à procéder à des adaptations au cas par cas en fonction de la réalisation des projets d'installations. Il serait souhaitable que soit trouvée rapidement une interprétation légale permettant d'éviter de tels effets potentiellement néfastes.

La prise en charge des coûts

Seul le GR est en droit de demander l'indemnisation du renforcement de réseau, et non le producteur. Ce dernier supporte ses coûts sans possibilité de compensation. Il s'ensuit que le GR ne peut pas exiger du producteur une participation allant au-delà des aménagements nécessaires jusqu'au point d'injection. De même, les coûts à la charge du producteur ne font pas partie du renforcement nécessaire, même s'ils ont été pris en charge par le GR. La distinction entre les coûts causés par la production et ceux causés par le raccordement en qualité de consommateur s'impose dans les cas où le producteur est aussi un consommateur final (pour toutes ces questions cf. décision du 10 juin 2010 (réf. 943-09-006).

Les coûts de renforcement de réseau admis par l'ElCom font partie des services-système perçus sur chaque kWh d'électricité consommé dans la zone de réglage suisse. Ces coûts sont dès lors à la charge de tous les consommateurs finaux.

Le GR et, dans la mesure où les coûts sont imputables au sens de l'article 15 LApEl, les consommateurs finaux dans sa zone de desserte, assument les coûts dont l'indemnisation n'a pas été demandée ou reconnue. Ils supportent aussi les dépenses générées dans le laps de temps entre l'investissement effectué par le GR et son remboursement (cf. Directive 2/2009, p. 3). Pour les petits GR qui doivent raccorder des installations demandant des renforcements importants, les sommes en jeu peuvent être substantielles.

Ce système met également à la charge du GR le risque lié aux coûts d'investissements effectués pour accueillir une installation qui, après coup, ne sera pas réalisée. Car au vu de la situation légale actuelle, il n'y aura dans ce cas, très vraisemblablement, pas de compensation alimentée par les services-système. Pour cette raison, le GR devrait régler contractuellement avec le producteur son indemnisation en cas d'abandon du projet. Il n'en reste pas moins qu'une telle clause ne protège pas le GR contre les risques d'un défaut de paiement d'un producteur en difficultés financières.

Conclusions

La difficulté majeure pour le GR consiste à devoir engager des investissements de renforcement du réseau, dont il ne peut pas assurer avec certitude le remboursement. Dans la mesure où de nouvelles installations de production sont plutôt placées dans des zones périphériques, la réglementation actuelle répartit une partie des coûts et des risques de manière inégale vers ces réseaux périphériques.

La révision de la LApEl devrait être utilisée pour corriger de tels effets. En particulier, le GR devrait pouvoir obtenir des garanties de remboursement avant d'effectuer les investissements de renforcement de réseau. Afin d'améliorer cette situation peu engageante, l'examen strict au cas par cas devrait être abandonné en faveur de la prise en considération d'une planification à plus grande échelle.

Informations sur l'auteure

Susanne Michel est avocate et collaboratrice au service juridique de l'AES.

Branchendatenpools in der Schweiz und in Deutschland

Zwischenbilanz und Anwendungsbereich

Der VSE/AES-Datenpool erlaubt den Netzbetreibern, sich zu vergleichen und Kalkulationssicherheit zu gewinnen. Darüber hinaus stellt er Effizienzvergleiche und Analysen zur Vorbereitung auf eine Anreizregulierung bereit. Der Branchenpool startete im Frühjahr 2010. Bis Ende 2010 wurden zwei Auswertungen zur Plausibilisität der Berechnungen und eine ausführliche Auswertung durchgeführt.

Heike Worm, Stephan Vaterlaus

Mit dem VSE/AES-Datenpool verfolgt der VSE das Ziel, die Verteilnetzbetreiber beim Umgang mit der Regulierung des StromVG zu unterstützen. Dabei wird das Augenmerk nicht nur auf den aktuellen Regulierungsrahmen und die damit einhergehenden jährlichen Kosten- und Tarifabfragen gelegt, sondern auch eine Möglichkeit für Netzbetreiber geschaffen, sich auf die künftigen Herausforderungen einer Anreizregulierung vorzubereiten. Die Erkenntnisse aus dem Projekt dienen nicht nur den einzelnen Netzbetreibern zur Analyse ihrer individuellen Situation, sondern liefern der Branche Informationen, die sie in die Diskussion zur Gestaltung des Regulierungsrahmens einbringen kann. Das Projekt ist zunächst für eine Dauer von drei Jahren ausgelegt.

Kalkulationssicherheit in der aktuellen Kostenregulierung

Im Zusammenhang mit der aktuellen Kostenregulierung untersucht die ElCom, ob die Tarife für das Elektrizitätsnetz und für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung kostenbasiert berechnet wurden. Im Zuge einer einheitlichen Überprüfung müssen die Netzbetreiber der ElCom jährlich verschiedene Informationen zu Kosten und Tarifen in einheitlichen Excel-Dateien übermitteln. Die abgegebenen Daten enthalten eine Fülle von Informationen, die es der ElCom ermöglichen, zum Beispiel anhand von Quervergleichen zwischen den Unternehmen Auffälligkeiten zu erkennen und Rückfragen bei den Unternehmen zu stellen. Der VSE/AES-Datenpool bietet den Netzbetreibern die Möglichkeit, diese Daten selbst einem Quervergleich mit anderen Netzbetreibern zu unterziehen und so die eigenen Angaben zu plausibilisieren und die eigene Situation einzuschätzen. Dies erhöht die Kalkulationssicherheit und stellt die Kommunikation mit der ElCom auf eine solide Basis.

Einschätzungen für die zukünftige Anreizregulierung

Im Zuge der aktuellen Revision des StromVG 2015 eruiert das Bundesamt für Energie die Möglichkeit, den Regulierungsrahmen für Elektrizitätsnetzbetreiber zu einer Anreizregulierung umzubauen. Zentrales Element von Anreizregulierungssystemen sind Vorgaben zu Erlösen oder Preisen, welche für mehrere Jahre zu Beginn einer sogenannten Regulierungsperiode durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden. Die Vorgaben hängen neben anderen allgemeinen Faktoren massgeblich von der für jeden Netzbetreiber ermittelten Effizienz ab.

Da die ermittelten Effizienzwerte längerfristige Auswirkungen auf die Gewinnmöglichkeiten haben, ist eine frühzeitige Auseinandersetzung mit dem Thema Effizienzvergleich für jeden Netzbetreiber von strategischer Bedeutung. Deshalb liegt ein Schwerpunkt des VSE/AES-Datenpools bereits vor Einführung einer Anreizregulierung auf Effizienzvergleichen der teilnehmenden Netzbetreiber. Dies ermöglicht es, die Wirkungsweise der komplexen, regulatorisch angewendeten mehrdimensionalen Benchmarkingmethoden auf die schweizerischen Netzbetreiber zu analysieren. Neben Aufschluss bezüglich der Übertragbarkeit der im Ausland angewendeten Methoden auf die schweizerischen Gegebenheiten erhalten die Netzbetreiber wertvolle Informationen zur unternehmensindividuellen Wirkung möglicher Varianten der Effizienzmessung.

Vorgehen im VSE/AES-Datenpool

Während drei aufeinanderfolgenden Jahren bietet der VSE/AES-Datenpool den Netzbetreibern die Möglichkeit, ihre Datengrundlagen im Quervergleich zu analysieren. Der Branchenpool umfasst die Daten der Netzbetreiber zu Kosten

Bild 1 Datenbereitstellung.

und Tarifen sowie auch zur Versorgungszuverlässigkeit (ab 2011), welche der ElCom jährlich abzugeben sind. Um den Erhebungsaufwand für die Unternehmen zu minimieren, verwendet der VSE / AES-Datenpool die Originalabfragebogen der ElCom. Die entsprechenden Excel-Dateien werden von Polynomics als neutralem Berater erhoben und ausgewertet (Bild 1). Die Steuerung der mehrjährigen Projektarbeiten durch den VSE und ein Begleitgremium aus dem Teilnehmerkreis stellt sicher, dass die Auswertungen an den aktuellen Erfordernissen und Bedürfnissen ausgerichtet sind.

Die Auswertungen finden zweimal jährlich statt (2010 dreimal), wobei unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt werden. Eine Auswertung der Kostendaten im Zusammenhang mit der aktuellen Kostenregulierung findet jeweils vor dem regulären Abgabetermin an die ElCom statt. Diese erste Auswertung dient vor allem der Plausibilisierung der eigenen Daten. Eine zweite Auswertung dient der umfassenden Analyse der Kosten-, Struktur- und Tarifdaten, ab 2011 auch der Daten zur Versorgungsverfügbarkeit, wie sie der ElCom übermittelt wurden. Neben Kennzahlenvergleichen liegt der Schwerpunkt der zweiten Auswertung auf der Effizienzanalyse.

Von Datenplausibilisierung zur Effizienzmessung

Mit den beiden ersten Auswertungen des VSE / AES-Datenpools im Juli respektive August 2010 erhielten die Netzbetreiber einen ersten Eindruck zur Plausibilität ihrer Kosten- und Strukturdaten. Die erste Auswertung basierte auf den Daten zur «Kostenrechnung 2010», welche der ElCom von den grösseren Netzbetreibern bis 30. September 2009 abgegeben wurden. Basis der zweiten Auswertung bildeten die provisorischen Daten zur «Kostenrechnung 2011», welche alle Netzbetreiber der ElCom bis 31. August 2010 abzugeben hatten.

Die Kennzahlenvergleiche und Plausibilisierungsrechnungen umfassen sämtliche Tabellenblätter des Erhebungsbogens. Insbesondere im Rahmen der zweiten Auswertung 2010 wurde die Möglichkeit der fortlaufenden Datenplausibilisierung vor Abgabe der Daten an die ElCom von zahlreichen Teilnehmern genutzt; auch nachdem der Kennzahlenvergleich der zweiten Auswertung am 25. August 2010 abgeschlossen war.

Mit der dritten Auswertung 2010 haben die Teilnehmer neben umfassenden Kennzahlenvergleichen Ergebnisse der Effizienzvergleiche erhalten, welche mit mehrdimensionalen Benchmarkingmethoden berechnet wurden, wie sie auch Regulatoren bei Anreizregulierungen einsetzen. Die bisherigen Ergebnisse liefern bereits erste Anhaltspunkte zur Belastbarkeit der Daten. Bei den Berechnungen nutzt Polynomics die Erfahrungen aus Branchenpools und Benchmarkingberechnungen in Ländern, in denen die Methoden bereits wiederholt angewendet wurden (zu den Bestandteilen der Auswertungen siehe Bild 2).

Bild 2 Auswertungen.

Einsatz von Branchenpools in Deutschland

In Deutschland unterliegen die Stromnetzbetreiber seit Beginn 2009 einer Anreizregulierung. Gemäss den gesetzlichen Grundlagen erhalten die Unternehmen für die Dauer einer Regulierungsperiode (2009 bis 2013) von der Bundesnetzagentur (BNetzA) Vorgaben bezüglich der maximal zu erzielenden Erlöse. Dabei definiert die BNetzA den Erlöspfad ausgehend von den unternehmensindividuellen Kosten und korrigiert diese um allfällige Ineffizienzen der Unternehmen. Um die relative Effizienz zwischen den Netzbetreibern zu bestimmen, schreibt die Anreizregulierungsverordnung bestimmte Benchmarkingmethoden vor.

Problematisch aus Sicht der Netzbetreiber ist dabei, dass die einzelnen Unternehmen die von der BNetzA ermittelten Ineffizienzen nicht unmittelbar überprüfen können. Zum einen sind dazu die Kosten- und Strukturdaten aller anderen Netzbetreiber notwendig, und zum anderen wendet die BNetzA mehrdimensionale mathematische Methoden an, deren Ergebnisse nicht zuletzt von den Annahmen und der Modellierung abhängen.

Um vor diesem Hintergrund beurteilen zu können, ob die Prämissen und Modellspezifikationen zielführend sind und ob die von der BNetzA übermittelten Effizienzwerte methodisch korrekt ermittelt wurden, beschlossen deutsche Branchenverbände 2008, einen Datenpool zu lancieren. Mit der Umsetzung des «Benchmarking Transparenz 2008» (BMT2008) wurden PricewaterhouseCoopers Deutschland für die Datenaufbereitung und Polynomics für die Analysen sowie Benchmarkingberechnungen beauftragt.

Ziel des Projekts war, die Netzbetreiber zunächst in die Lage zu versetzen, die Berechnungen der BNetzA nachvollziehen zu können. Ausserdem sollten die Qualität der in den Effizienzvergleich der BNetzA eingegangenen Daten sowie die angewendeten Benchmarkingmethoden überprüft werden. Für das Projekt meldeten sich 156 Stromnetzbetreiber und 141 Gasnetzbetreiber an. Da einige Unternehmen mehrere Netze betreiben, wurden die Daten von 168 Stromnetzen und 159 Gasnetzen ausgewertet.

Obwohl die BNetzA und ihre Berater die genauen Spezifikationen der Benchmarkingmodelle nicht offenlegten, gelang es, die BNetzA-Effizienzwerte für die einzelnen Unternehmen im Branchenpool gut abzubilden. Die bei der Elektrizität ermittelte Durchschnittseffizienz in Höhe von 92,4 % im Projekt BMT2008 ist praktisch gleich hoch wie diejenige der BNetzA (92,1 %). Die Abweichungen für einzelne Stromnetzbetreiber lagen für den Grossteil der Teilnehmer in einem Bereich von fünf Prozentpunkten; für rund zwei Drittel der Unternehmen sogar innerhalb von zwei Prozentpunkten. Die hohe Übereinstimmung der Effizienzwerte erlaubt es den Unternehmen, mithilfe der Analysen im Projekt BMT2008 ihren von der BNetzA übermittelten Effizienzwert im Hinblick auf dessen Sensitivität hin zu beurteilen. Dazu gehört beispielsweise der Test, wie sich die Effizienzwerte der einzelnen Unternehmen in

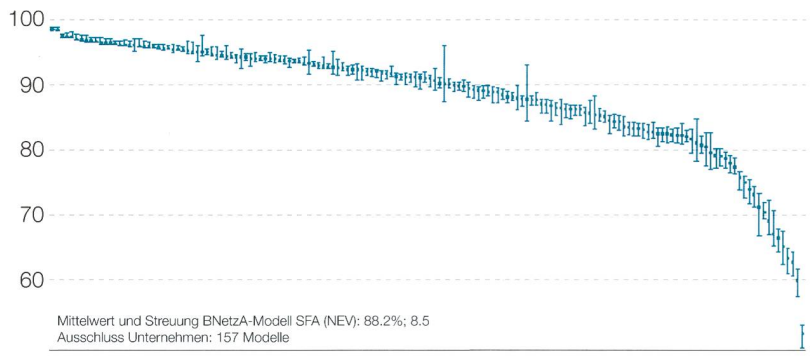
Abhängigkeit von der Zusammensetzung des Datensatzes ändern **(Bild 3)**.

Neben der Überprüfung der Vorgehensweise der BNetzA beim Effizienzvergleich konnte das Projekt verschiedene Probleme bei der Datenerfassung aufzeigen. So zeigten die Datenplausibilisierungen, dass die für das Benchmarking verwendeten Daten sogar nach Prüfung durch die BNetzA teilweise wenig belastbar waren.

Unter anderem aus diesem Grund war die Anwendung der vom Gesetzgeber vorgegebenen Methodik «Best of four» dringend geboten. Die «Best of four»-Methode bedeutet, dass für jeden Netzbetreiber der höchste ermittelte Effizienzwert angewendet wird, der sich in den vom Gesetzgeber vorgesehenen vier alternativen Benchmarkingberechnungen ergibt.

Die Standardauswertungen haben den Unternehmen Einblicke in die Mechanik der Modellrechnungen der BNetzA gegeben und dienten den Unternehmen als Ausgangsbasis, ihre Effizienzwerte zu beurteilen und zu hinterfragen. Die Erkenntnisse wurden von zahlreichen Unternehmen verwendet, um die gesetzlich vorgesehene Möglichkeit zu nutzen, Besonderheiten geltend zu machen, welche zu einer Erhöhung der Effizienzwerte und damit zu höheren zulässigen Erlösen führen.

Wegen der hohen bisherigen Beteiligung und vieler Anfragen für weitergehende individuelle Analysen wurde im Jahr 2009 beschlossen, den Datenpool im Hinblick auf die zweite Regulierungsperiode (Start 2014) fortzusetzen. Die ersten Auswertungen des Folgeprojekts konnten im November 2010 abgeschlossen werden.



Polynomics

Bild 3 Auswertung im deutschen Branchenpool zur Sensitivität der Effizienzwerte innerhalb eines Modells.

Die Abbildung zeigt anhand eines der vier von der BNetzA umgesetzten Benchmarkingmodelle, wie sich die Spannbreite der Effizienzwerte für jedes der 158 Unternehmen ändert, wenn jeweils eines der Unternehmen aus dem Datensatz ausgeschlossen wird und der Effizienzwert mit den verbleibenden 157 Unternehmen berechnet wird. Auf diese Weise kann die Belastbarkeit der Effizienzwerte für das einzelne Unternehmen in Abhängigkeit von der Zusammensetzung des Datensatzes überprüft werden. Je länger der Balken, desto grösser die Spannbreite der Effizienzwerte für das jeweilige Unternehmen.

Fazit

Mit dem Branchenpool in Deutschland haben die deutschen Netzbetreiber wertvolle Informationen zur Analyse und Verbesserung ihrer Position im Rahmen der Anreizregulierung gewinnen können. Da der VSE / AES-Datenpool seine Tätigkeit bereits vor Einführung der Anreizregulierung aufgenommen hat, können sich die schweizerischen Netzbetreiber frühzeitig mit den entsprechenden Themen auseinandersetzen und ihre Situation analysieren. Auch Unternehmen, welche noch nicht angemeldet sind, können die Gelegenheit dazu in den folgenden zwei Jahren wahrnehmen.

Über die Autoren

Dr. **Heike Worm** ist Leiterin des Bereichs Energie und Geschäftsleitungsmitglied von Polynomics. Die Volkswirtin beschäftigt sich mit der Strommarktöffnung in der Schweiz und im deutschsprachigen Ausland.

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

Dr. **Stephan Vaterlaus** ist Geschäftsführer von Polynomics. Der Volkswirt beschäftigt sich seit über zehn Jahren mit der Öffnung von Netzsektoren und war Projektleiter bei Datenpoolprojekten in Österreich und Deutschland.

stephan.vaterlaus@polynomics.ch

25 Jahre Ausbildung zum KKW-Anlagenoperateur

Vom 16. bis 18. November 2010 fand die 25. Berufsprüfung für KKW-Anlagenoperateure statt. Die Prüfung wird im Auftrag des BBT vom Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) in Zusammenarbeit mit den Kernkraftwerken (KKW) organisiert und durchgeführt. Seit der ersten Prüfung 1987 haben über 240 Anlagenoperateure ihre Ausbildung erfolgreich absolviert.

Zehn Kandidaten aus den Betriebsabteilungen der KKW Beznau, Leibstadt und Gösgen durften am 19. November 2010 am Festakt ihre Zeugnisse in Empfang nehmen:

- Manuel Ackermann
- Roland Baier
- Roman Eckert
- Michael Maier
- Marco Pippo
- Jörg Studer
- Andreas Tschanz
- Christian Völker
- Rolf Wüthrich
- Erich Zahnd

Der VSE gratuliert ganz herzlich!

Nach dem Abschluss der Berufsprüfung sind die Absolventen in der Lage, selbstständig und verantwortungsbewusst als KKW-Anlagenoperateure zu arbeiten. Ebenfalls steht den Anlagenoperateuren die Möglichkeit offen, sich am Paul-Scherrer-Institut am Lehrgang für Kernkraftwerkstechniker HF zum Reaktoroperateur weiterzubilden. VSE

VSE

Die Absolventen 2010 mit dem Niklaus Hugentobler, Präsident der Prüfungskommission (4. v. r.).