**Zeitschrift:** bulletin.ch / Electrosuisse
**Herausgeber:** Electrosuisse
**Band:** 95 (2004)
**Heft:** 4

**Artikel:** Ersatzinvestitionen im liberalisierten Strommarkt
**Autor:** Elsässer, Rainer Frank
**DOI:** https://doi.org/10.5169/seals-857913

**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:** 07.01.2026

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

# Ersatzinvestitionen im liberalisierten Strommarkt

## Chancen und Risiken

Fundament für Investitionen, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Preiswürdigkeit sicherstellen (Foto E.ON)

Der Autor analysiert die aktuelle und zukünftige Stromversorgungssituation in Deutschland und erörtert die Herausforderungen, Chancen und Risiken. Er stellt fest, dass seit längerer Zeit eine Energiepolitik fehlt, die auf Realitäten aufbaut und eine längerfristige Planungs- und Investitionssicherheit bietet. In diesem energiepolitischen Niemandsland hätten sich zwar viele Fiktionen entwickelt, aber kein Fundament für Investitionen, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Preiswürdigkeit gleichrangig und insgesamt sicherstellen können.

**Adresse des Autors**
Prof. *Rainer Frank Elsässer*
Mitglied des Vorstandes
E.ON Energie AG
Brienner Str. 40
D-80333 München
www.eon-energie.com

Vortrag «Replacement investments in a liberalised Electricity Market – Opportunities and Risks»
am VGB-Kongress «Kraftwerke 2003»
15. bis 17. September 2003, Kopenhagen

■ Rainer Frank Elsässer

### Ausgangssituation

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im April 1998 wurde der Strommarkt in Deutschland über Nacht vollständig liberalisiert – niemand konnte exakt vorhersagen, wie und wie schnell sich die Branche verändern würde. Alle waren sehr gespannt und dann war es doch überraschend, was alles passierte:

Die Vorausschauenden hatten bereits in den Jahren zuvor versucht, sich mit

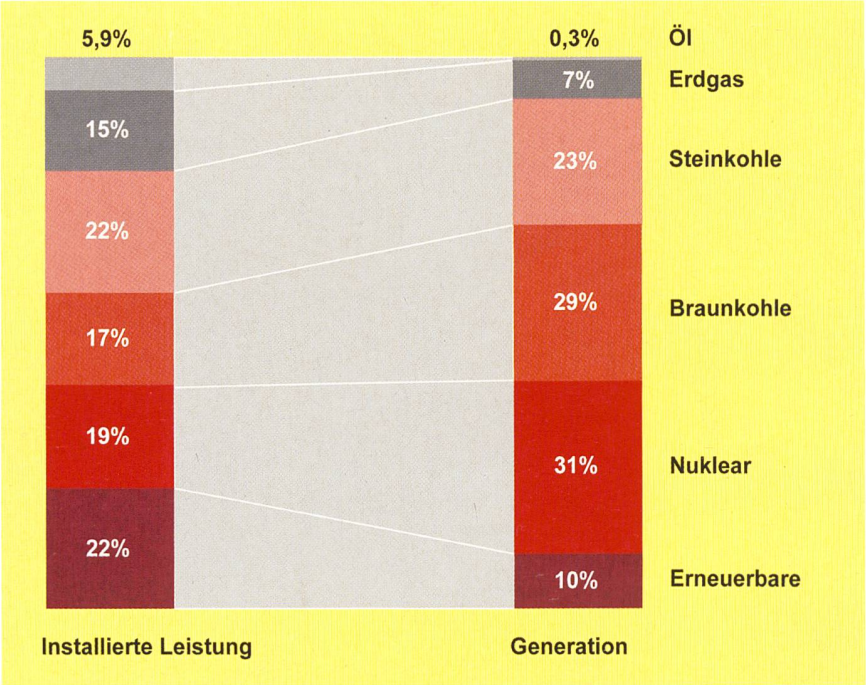


Bild 1 Struktur der Stromerzeugung in Deutschland (installierte Leistung: 100% = 112 GW).

Kostensenkungsprogrammen und durch Zusammenführung gleichartiger Geschäfte auf die Liberalisierung vorzubereiten. Overheads und Betriebskosten wurden gesenkt, Personal wurde abgebaut und Investitionen wurden zurückgefahren. Im Erzeugungsbereich liegen die letzten Grossinvestitionen heute mehr als zehn Jahre zurück, sieht man einmal vom Erneuerungsbedarf in den ostdeutschen Braunkohlegebieten und einigen Einzelprojekten ab. Erst jetzt beginnt eine Diskussion über Ersatzbedarf, Technologieoptionen und Innovationen auf den Reissbrettern der Anlagenbauer – das neue Thema heisst *Ensuring Investments*.

Infolge der Freigabe der Strommärkte brachen die Strompreise seit 1998 im sich entwickelnden Wholesalemarkt zeitweise bis auf das Grenzkostenniveau und sogar darunter ein. Die neu geschaffenen Vertriebseinheiten und neuen Player eröffneten den Run auf die Kunden mit aufwändiger Werbung und aggressiven Preisen – niemand fragte nach Substanzerhaltung. Dabei konnten wir auf unseren bestehenden Kraftwerkspark wirklich stolz sein – hatten wir doch aus den Ölpreiskrisen der 70er-Jahre eins gelernt: Setze nicht nur auf einen Primärenergieträger. Ein breit gefächerter Mix ist die beste Absicherung!

So war ein Erzeugungsmix entstanden, der aus rund 30% Kernenergie, 30% Braunkohle, 23% Steinkohle, 7% Gas und Öl und rund 10% erneuerbaren Energien, vorwiegend immer noch Wasserkraft, bestand (Stand 2002; Bild 1).

Nutzniesser der mengenbetonten Vertriebsstrategien waren die Kunden. Mehr als 60% Preisnachlass im Industriebereich und bis zu 30% Preisrückgang für die Haushalte waren die Folge.

Die Kraftwerkssubstanz war gut. Es waren sogar Überkapazitäten vorhanden und dieser Angebotsüberhang beschleunigte zunächst noch den Preiskampf an der Vertriebsfront.

Allerdings wurde für die Erzeuger sehr schnell klar, dass sie so auf Dauer keine Überlebenschance hatten, geschweige denn ihre Substanz erhalten oder gar erneuern konnten. Es begann eine Phase wirtschaftlich begründeter Stilllegungen. Alle Kraftwerke, die mit den im «Wholesalemarkt» erzielbaren Erlösen nicht leben konnten, kamen auf den Prüfstand. Ein beträchtlicher Teil wurde konserviert oder stillgelegt.

So wurde die Erzeugungskapazität der E.ON Energie zwischen 2000 und 2003 um rund 5000 MW reduziert. Das Programm ist nahezu abgeschlossen und aus unserer Sicht ist das Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung in etwa erreicht, wenn man nicht substanziell in die Sicherheit der Versorgung eingreifen will.

## Wo stehen wir heute?

Die Strompreise im Wholesalemarkt sind in den letzten Monaten wieder gestiegen. Erste Reaktionen auf Veränderungen der Angebotsseite, witterungsabhängige Auswirkungen oder Verunsicherung durch politische Ereignisse können als Ursache gelten – eine eindeutige Zuordnung ist kaum möglich. Allerdings sind wir immer noch deutlich unter einem Preisniveau, welches erforderlich ist, um Kraftwerksneubauten wirtschaftlich darstellen zu können.

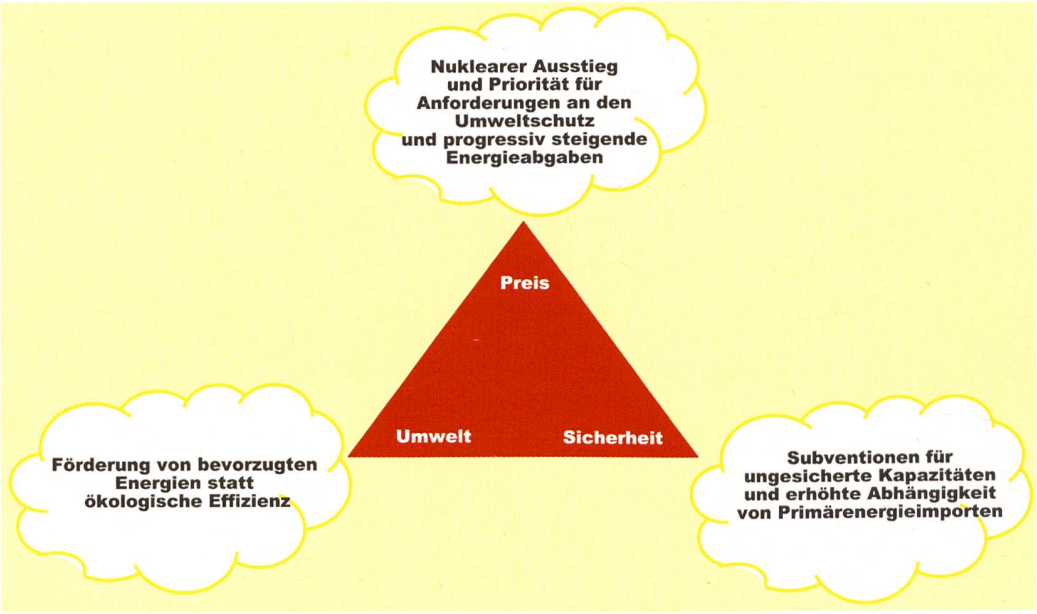


Bild 2 Grundsätze und Realitäten stimmen nicht überein.

Die Strompreise für Industriekunden liegen immer noch deutlich unter den Preisen vor der Liberalisierung. Leider zahlen Haushaltskunden bereits wieder Preise wie 1998 – der Grund dafür sind deutlich gestiegene öffentliche Abgaben wie Ökosteuern und EEG/KWK-Umlagen.

Kraftwerke, die von Marktpreisen leben müssen, werden derzeit nicht gebaut. Lediglich mit subventionierten Investitionen kann man Geld verdienen, allerdings stellt sich die Frage, wie lange dies gut geht. Wie lange hält eine im globalen Wettbewerb stehende Volkswirtschaft das aus? In Dänemark hat man Anfang des Jahres die Bremse gezogen.

Hinzu kommen weitere Unsicherheiten durch Einführung eines EU-weiten $CO_2$-Emissions-Trading, den nationalen Kernenergieausstieg und Fragen der grenzüberschreitenden Stromtransporte, die sich zu weiteren Belastungen der Erzeuger entwickeln können. Die Balance der traditionellen energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit ist nicht im Lot (Bild 2).

Die Differenzierung in guten Strom, insbesondere aus stark subventionierten aber unzuverlässigen Einspeisungen aus Windkraftanlagen, und schlechten Strom aus Kernenergie und Kohle, kennzeichnet eine Entwicklung zu Lasten von Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit.

Dies ist kein Umfeld, in dem neue Kraftwerke im Sinne eines kontinuierlichen Erneuerungsprozesses gebaut werden können. Im Gegenteil: Der bestehende Kraftwerkspark wird älter und neben dem erzwungenen Ausstieg aus der Kernenergie müssen wir davon ausgehen, dass absehbar auch konventionelle Anlagen altersbedingt ausscheiden (Bild 3). Aus einem Szenario bis 2020 wird sichtbar, dass einem Leistungsabgang von rund 40 000 MW bisher nur eine Zuwachserwartung von rund 10 000 MW gegenübersteht – im Wesentlichen ein durch EEG- und KWK-Subventionen ausgelöster Leistungszuwachs – und sehr vereinzelten konventionellen Projekten.

Der zu erwartende Verbrauchszuwachs wird von uns mit etwa 0,5%/Jahr eher schwach eingeschätzt. Aber bereits dies reicht aus, um die gesamte gesicherte Leistung der zu erwartenden EEG-Anlagen aufzuzehren. Der Ersatzbedarf zur Kompensation der Kernenergie und zur Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks bleibt davon unberührt, d.h., insgesamt fehlen rund 37 000 MW bis 2020.

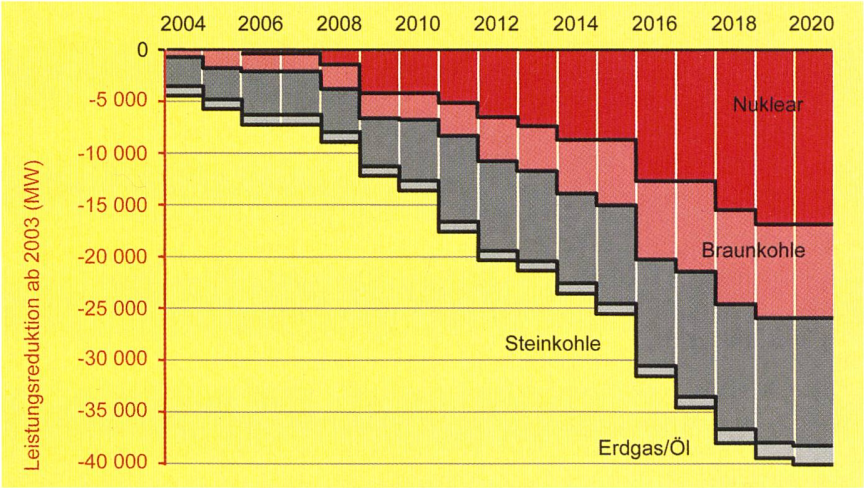


**Bild 3** Voraussichtliche Entwicklung der Kraftwerksleistung in Deutschland.

## Was bedeutet dies für die Zukunft?

Kernenergie wird von der derzeitigen Regierungskoalition in Deutschland abgelehnt. Die Zukunft dieser Option ist also zumindest ungewiss.

Als Stein- und Braunkohlekraftwerke müssten zur Abdeckung des Erneuerungsbedarfs innerhalb von rund zehn Jahren mehr als 35 Kraftwerksblöcke der 1000-MW-Klasse gebaut werden. Jedes Jahr müssten also drei bis vier Blöcke in Betrieb gehen bei einem Investitionsvolumen von 3–4 Mrd. Euro/Jahr. Bei einer Deckung der Bedarfslücke mit GuD-Kraftwerken wäre die Anzahl der Einheiten deutlich grösser, denn die heute wirtschaftlich optimale Anlagengrösse liegt bei 400 MW. Die jährlichen Investitionen dafür lägen bei 2 Mrd. Euro.

Das immer wieder vorgebrachte Argument, dass ein verstärkter Ausbau der regenerativen Erzeugung eine Substitution alter Kraftwerke bewirken könnte, ist unrealistisch. Mit Biomassekraftwerken der heutigen Generation – sie würden zumindest eine gesicherte Leistung bieten – müssten etwa 2000 Einheiten gebaut werden, mit einem Investitionsvolumen von 100 Mrd. Euro. Eine Waldfläche von der Grösse Deutschlands müsste bewirtschaftet werden, um den Brennstoff nachhaltig zur Verfügung zu stellen.

Mit Windkraft ist die Substitution wegen der nicht planbaren Erzeugung ebenso wenig zu machen. Bei einem gesichert verfügbaren Anteil von 10% der Nennleistung (was schon optimistisch ist) müssten nicht weniger als 74 000 zusätzliche Windrotoren der 5-MW-Klasse mit einem Investitionsvolumen von etwa 400 bis 500 Mrd. Euro installiert werden. Selbst mit Blick auf Offshore-Windparks ist dies eine unrealistische Vorstellung. Allein schon die dafür notwendige Netzinfrastruktur ist praktisch nicht darstellbar.

Als eine weitere häufig genannte Alternative wird die dezentrale Erzeugung mit Brennstoffzellen und BHKWs genannt. Wir beschäftigen uns seit Jahren sehr intensiv mit der praktischen Erprobung dieser Technologien und halten sie auch für interessant und entwicklungsfähig. Auf absehbare Zeit können aber Wettbewerbsfähigkeit, Zuverlässigkeit und Komfort für den Verbraucher nicht gewährleistet werden. Selbst für einen keineswegs hohen Beitrag wäre eine stark veränderte Netz-Infrastruktur erforderlich. Für die Lösung des Erneuerungsbedarfs zwischen 2010 und 2020 ist das so genannte virtuelle Kraftwerk mit Sicherheit keine ernst zu nehmende Alternative.

Wir werden also um neue Kohle- und Gaskraftwerke nicht herumkommen.

## Welche Herausforderungen entstehen dadurch?

Die Herausforderung heisst nicht mehr und nicht weniger als Sicherung unserer Stromversorgung. Auch in der Vergangenheit haben wir mit Unsicherheiten bei Investitionsentscheidungen gelebt, mit wachsenden Umweltschutzanforderungen, Volatilitäten bei den Brennstoffpreisen und Risiken bei technischen Innovationen. Die unternehmerischen Risiken waren aber über lange Zeiträume vorhersehbar und im Monopol letztlich begrenzt. Heute ist die Situation völlig anders: unsicher ist das regulatorische Umfeld und unsicher ist die Strompreisentwicklung. Es ist also völlig offen, ob mit einer Investitionsentscheidung von heute morgen Geld verdient werden kann.

Seit Jahren arbeiten unsere strategischen Planer an Konzepten für unser zukünftiges Erzeugungsportfolio. Eine Vielzahl von Alternativen liegt in der Schublade. Bei den Szenarien ergeben sich aber vollkommen unterschiedliche Ergebnisse, je nachdem welche Eingangsparameter wir annehmen. Als Folge mangelnder Planungssicherheit werden Investitionen verschoben, wo immer es geht.

**Pro und Contra:**

- Die Effizienz der GuD-Kraftwerke ist in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Wirkungsgrade von 58% werden erreicht. Geht man von moderaten Brennstoffpreisprognosen aus, dann sind GuD-Kraftwerke im Mittellastbereich gegenüber Kohle im Vorteil.
- Kohlekraftwerke haben allerdings ein noch nicht ausgereiztes technisches Potenzial. Die heute in den relativ modernsten Altanlagen realisierten Wirkungsgrade liegen bei 43 bis 44%. Mit erhöhten Dampfparametern könnten sie in Richtung 46 bis 47% verbessert werden. Die 50%-Marke ist eine durchaus realistische Vision für das nächste Jahrzehnt. Insbesondere vor dem Hintergrund einer relativen Stabilität der Brennstoffpreise spricht deswegen einiges für die Kohle, zumindest im Grundlastbereich.
- Durch den starken Zubau von Windkraft steigt allerdings der Regelenergie- und Reservebedarf derzeit am stärksten. Flexible Kraftwerke mit möglichst niedrigen Investitionen haben da Vorteile – dies wiederum spricht für Gas. Niedrigere Fixkosten passen auch besser zu den politisch-regulatorischen Unsicherheiten.
- Kohle als Primärenergieträger hat wiederum die weltweit grössten Reserven, sodass ein Verzicht auf Kohle kaum vorstellbar ist. Ausserdem ist die gleichmässige Verteilung der Kohle in politisch und wirtschaftlich relativ stabilen Regionen auch ein Garant für Versorgungssicherheit. Die $CO_2$-Vermeidungskosten für Wirkungsgradverbesserungen in Kohlekraftwerken sind übrigens wesentlich niedriger als bei den meisten regenerativen Erzeugungsoptionen.
- Die Anforderungen beim Umweltschutz sind jedoch mit Kohle am schwierigsten zu erfüllen – Staub-, $SO_2$- und $NO_x$-Grenzwerte werden immer weiter verschärft und können nur noch mit höherem technischen Aufwand unter Inkaufnahme höherer Kosten beherrscht werden (Novellierung 13. BimSchG).
- Entscheidend für die zukünftige Rolle der Kohle wird voraussichtlich der Handel mit $CO_2$-Zertifikaten sein. Je nach Ausgestaltung der Erstzuteilung, ihrer Übertragbarkeit auf Ersatzanlagen und je nach Festlegung der Reduktionsziele wird sich für die Zertifikate ein Handelswert bilden, der den Betrieb von Kohlekraftwerken belastet und damit die Wirtschaftlichkeitsrelation zu Gaskraftwerken bestimmt. Welche Gaspreise sich dann als Folge hoher $CO_2$-Zertifikatspreise bilden, ist völlig ungewiss. Auf alle Fälle würde ein Nachfrageschub für Erdgas signifikante Preisfolgen haben.

Neben diesen Herausforderungen stellt sich auch die Frage nach der praktischen Realisierbarkeit. Der für das kommende Jahrzehnt absehbare Zubaubedarf würde bisher nicht dagewesene Anforderungen an Anlagenbauer und Planer stellen.

Kraftwerksprojekte haben in Deutschland in der Regel Realisierungszeiten von fünf bis sieben Jahren und binden erhebliche Herstellungs-, Montage- und Ingenieurkapazitäten. In den vergangenen Jahren sind diese Kapazitäten durch ausbleibende Investitionen und hohen Wettbewerbsdruck stark reduziert worden. Sie müssen also erst wieder mobilisiert werden und stehen nicht ad hoc zur Verfügung. Es ist auch zu befürchten, dass wir einige Erfahrungen der Vergangenheit ein zweites Mal sammeln müssen – viele Know-how-Träger sind eben nicht mehr da.

Ausserdem ist die hier beschriebene deutsche Situation weit gehend übertragbar auf den gesamten europäischen Markt, der im genannten Zeitraum einen Ersatzbedarf von rund 200 000 MW aufweist. Weltweit wird darüber hinaus eine deutliche Steigerung des Stromverbrauchs erwartet. Schwellen- und Entwicklungsländer ziehen nach, auch dadurch steigt der Gesamtbedarf an Kraftwerkskapazität.

Die ungewissen Rahmenbedingungen werden Investitionsentscheidungen allesamt nach hinten verlagern, wodurch sich eine Art Bugwelle aufbaut. Auch dadurch wird die Nachfrage innerhalb einer kurzen Zeitspanne anwachsen und dies wird nicht ohne Auswirkung auf die Preise für neue Kraftwerke bleiben. Einen Vorgeschmack dafür haben wir ja in den vergangenen Jahren durch den Nachfrageboom in den USA bekommen.

Die hier geschilderten Herausforderungen lassen sich in nachfolgenden Handlungsoptionen zusammenfassen:

- Kernenergie steht zwar $CO_2$-frei und vergleichsweise preisgünstig zur Verfügung, ist aber in Deutschland zur Zeit keine Alternative. Wie die nächste Generation oder vielleicht auch schon eine andere Regierungskoalition mit diesem Thema umgeht, bleibt abzuwarten.
- Erneuerbare Energien und Stromimporte sind keine wirklichen Alternativen. Sie können die Erzeugung nicht absichern und stellen deswegen nur Ergänzungen dar. Hinzu würden steigende Stromübertragungskosten für den Ausbau der Transportnetze kommen. Bei Wind kämen die Kosten für die vorzuhaltenden Reserve- und Ausgleichskraftwerke noch hinzu.
- Kohle und Gas sind aus heutiger Sicht die einzigen ernst zu nehmenden Alternativen. Die Chance, diese beiden Optionen zu erhalten, darf nicht durch national überzogene Forderungen beim Klimaschutz zunichte gemacht werden.

## Welche Chancen und Risiken bestehen?

Wer heute investiert, verbrennt Geld – oder vielleicht doch nicht? Bisher sind nur im Monopol entstandene Versorgungsstrukturen liberalisiert worden. Mit Reinvestitionszyklen in Wettbewerbsmärkten gibt es im Stromsektor kaum Erfahrungen. Wie lässt sich die Ungewissheit aus Sicht eines Erzeugers wenn nicht beherrschen, so doch eingrenzen?

Zurzeit benötigen wir keine neue Kraftwerksleistung, wissen aber, dass wir ab Ende dieser Dekade erneuern müssen. Wie geschildert, kann dies einen Nachfrageboom auslösen, der die Herstellerkapazitäten überfordern wird. Dies wird sich in den Investitionskosten niederschlagen und hoffentlich nicht in der Versorgungssicherheit. Einiges spricht also für einen frühzeitigen, antizyklischen Bau neuer Anlagen.

Die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen haben einen entscheidenden Einfluss auf die Zusammensetzung des zukünftigen Kraftwerksparks. Ohne mittelfristig berechenbare Rahmenbedingungen fehlt diesen kapitalintensiven Investitionsentscheidungen leider die wichtigste Grundlage.

Erneuerbare Energien können, wie gesagt, nur einen begrenzten Beitrag leisten, sie werden aber trotz schlechter Effizienz bei der $CO_2$-Vermeidung mit grosszügiger Förderung herbeisubventioniert. Sollen wir uns hier engagieren, obwohl wir eigentlich keine Chance sehen, dass Windenergie und Biomasse auf absehbare Zeit ohne Förderung über-

leben können? Geld kann man zurzeit damit verdienen, und dies sogar vergleichsweise sorglos, aber werden wir uns diese Ineffizienz auf Dauer leisten können?

Die Preisbildung am Grosshandelsmarkt orientiert sich nicht unwesentlich an den Grenzkosten des bestehenden Erzeugungsparks. Zur Sicherstellung von Ersatzinvestitionen müssen sich die Strompreise weiter in Richtung der Vollkosten neuer Anlagen bewegen. Die langen Realisierungszeiten für Neubauten machen dieses System so träge, dass es seine Steuerungswirkung nur unter Inkaufnahme von Engpässen und Überreaktion entfalten kann. Das Ergebnis wäre ein starker Preisanstieg mit anschliessenden Überkapazitäten.

Diese Prognose ist keineswegs aus der Luft gegriffen. Zu Beginn der Liberalisierung bestanden Überkapazitäten, die zunächst zu relativ niedrigen Grosshandelspreisen beigetragen haben. Der zunehmende Abbau von Kapazitäten führte zu Engpässen und damit zum Preisanstieg. Die erzielbaren Erlöse stiegen über die Vollkosten für neue Anlagen.

Die davon ausgehenden Investitionsanreize führten zu einem erheblichen Kapazitätsausbau. Zwischenzeitig hatte der Regulator alle Möglichkeiten zur Fragmentierung der Stromerzeugung genutzt. Wollte ein Erzeuger ein integriertes Geschäft aufbauen, war dies nur möglich, wenn er Kraftwerke verkaufte.

Die durch viele Einzelinvestitionen neu entstandenen Überkapazitäten haben dann wiederum zu einem deutlichen Absinken der Grosshandelspreise geführt mit der Folge, dass viele Kraftwerksbetreiber, die über kein Absatzportfolio verfügten, insolvent wurden. In der Tat gehört heute ein wesentlicher Teil des englischen Kraftwerksparks Banken, deren Kreditnehmer bankrott gegangen sind.

Dieser Vorgang zeigt, dass es bei Reinvestitionszyklen in liberalisierten Märkten zu erheblichen Verwerfungen kommen kann. Die meisten Kraftwerke in England gehören heute Banken, deren Kreditnehmer dieses Wechselbad nicht überlebt haben. Dieses Beispiel zeigt auch, wohin die Disaggregation einer komplexen Wertschöpfungskette trotz starker Regulierung führt. Unsere Kunden wollen keine Strompreisentwicklung, die einer Fieberkurve gleicht. Billig soll er schon sein, der Strom, aber auch berechenbar.

Vieles spricht dafür, dass nur Unternehmen, die auf allen Stufen der Wertschöpfung tätig sind und aufgrund ihrer Grösse eine gewisse Schwungmasse besitzen, ein Mindestmass an Versorgungssicherheit bewirken können. Wie man in Deutschland sehen kann, lässt die Existenz von vier grossen und integrierten Spielern genügend Raum für eine grosse Zahl weiterer Marktteilnehmer, die mit ihrer Kundennähe oder mit Kreativität den Vorteil der Grösse herausfordern und auf diese Weise zum energiewirtschaftlichen Optimum wesentlich beitragen. Immerhin gibt es in Deutschland über 1000 Versorgungsunternehmen. Allein in unserer Regelzone existieren mit 200 Händlern Bilanzkreisvereinbarungen.

Ob die Preisbildung nach Angebot und Nachfrage ohne regulatorische Eingriffe eine nachhaltig ausreichende Geschäftsgrundlage darstellt, bleibt abzuwarten. Wir sollten aber der Marktwirtschaft wenigstens eine Chance geben und nicht reregulieren, bevor die Marktöffnung überall in Europa umgesetzt ist.

## Forderungen an die Politik

Leider muss man feststellen, dass in Deutschland – und zwar nicht erst seit Rot-Grün – eine Energiepolitik fehlt, die auf Realitäten aufbaut und eine längerfristige Planungs- und Investitionssicherheit bietet. In diesem energiepolitischen Niemandsland haben sich zwar viele Fiktionen entwickelt, aber kein Fundament für Investitionen, die Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Preiswürdigkeit (man könnte auch Wettbewerbsfähigkeit sagen) gleichrangig und insgesamt sicherstellen können. Dieser Mangel an Politik im Grundsätzlichen wird eher noch verstärkt durch eine sich entwickelnde Regulierungswut im Detail.

Was sind nun unsere wichtigsten Forderungen?

- Beibehaltung eines breit gefächerten Erzeugungsmixes zur Risikobegrenzung, d. h. alle Optionen offen halten für eine diversifizierte Primärenergieträgerstruktur
- Ausnutzung des technischen Fortschritts – aber bitte zur Effizienzverbesserung
- Beitrag zur Förderung neuer technischer Entwicklungen, aber nach Effizienzgesichtspunkten, nicht nach Lieblingstechnologien
- Keine im internationalen Vergleich überzogenen Ziele und damit standortgefährdende Zusatzkosten bei der Umwelt- und Klimaschutzpolitik
- Beibehaltung des konkurrierenden freien Marktpreissystems in der Erzeugung ohne vorschnelle Lenkungseingriffe
- Zulassung von integrierten Marktteilnehmern, die eine den hier aufgezeigten Unwägbarkeiten angemessene Grösse besitzen und damit das kapitalintensive Rückgrat der Versorgungsinfrastruktur bilden können
- Für neue Investitionen, die für 30 bis 40 Jahre Bestand haben sollen, brauchen wir vor allem ein Mindestmass an Stabilität und Realitätsnähe der politischen Rahmenbedingungen.



# Investissements de remplacement dans un marché de l'électricité libéralisé

## Chances et risques

L'auteur analyse la situation actuelle et future de l'approvisionnement en électricité en Allemagne et expose les défis, les chances et les risques qu'elle présente. Il constate qu'il manque depuis longtemps une politique énergétique réaliste et sécurisant à long terme la planification et les investissements. Dans ce no man's land de politique énergétique, de nombreuses fictions ont certes pu se développer, mais aucune base solide n'a pu être garantie pour les investissements, la sécurité de l'approvisionnement, le respect de l'environnement et les prix.

Das Neueste aus der Branche und alles über den VSE im Internet: www.strom.ch

# *Au coeur de l'énergie renouvelable*

Galerie intérieure du barrage de la Grande Dixence - Photographie Mona Schweizer - Ecole Supérieure EAA de Photographie de Vevey

Nous remercions l'Ecole Supérieure EAA de Photographie de Vevey pour nous avoir fait bénéficier de la qualité d'observation et du sens artistique de ses étudiants en photographie. Leur regard nous dévoile notre métier sous un angle nouveau et révèle l'importance du patrimoine hydroélectrique de l'Arc alpin.

*Wir danken der Schule für Fotografie von Vevey (Schule für Gestaltung), dass sie es uns ermöglicht hat, von der hervorragenden Beobachtungsgabe und dem künstlerischen Gespür ihrer Fotografiestudenten zu profitieren. Ihr klarer Blick zeigt unser Tätigkeitsfeld in einem ganz neuen Licht und unterstreicht die Bedeutung der heimischen Wasserkraftquellen der Alpenländer.*

Découvrez ces travaux sur notre site Internet à l'adresse suivante:
*Entdecken Sie diese Arbeiten auf unserer Webseite unter der folgenden Adresse:*
www.eosholding.ch/vision

EOS HOLDING