

Marktnahe Anreize für mehr lokale Stromproduktion

Im Strommarkt fehlt es an Investitionsanreizen für zusätzliche Stromerzeugung in der Schweiz. Damit der gemäss Energiestrategie 2050 gewünschte Zubau erneuerbarer Energien stattfinden kann, muss das Marktdesign verbessert werden. Ein Lösungsvorschlag.

Urs Trinkner

Abstract Die Energiestrategie 2050 sieht den Zubau erneuerbarer Stromerzeugung in der Schweiz vor. Das Problem: Die Preise auf den europäischen Grosshandelsmärkten sind in vielerlei Hinsicht verzerrt und setzen unzureichende Investitionsanreize für Schweizer Erzeugung. Eine Verbesserung des Strommarktdesigns könnte dies ändern und dazu die bereits existierenden Herkunftsnachweise der Stromerzeuger nutzen. Das hätte zwei Vorteile: Zum einen würde der bislang zu billige Transport von Strom kostenwahr bepreist, zum anderen könnten die externen Kosten von Erzeugung in Rechnung gestellt werden. Von einem solchen Marktdesign würden letztlich Schweizer Stromerzeuger von erneuerbaren Energien profitieren.

Der Bundesrat hat im Winter 2019 im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) die vollständige Strommarktöffnung vorgeschlagen. Diese soll die vom Stimmvolk im Mai 2017 angenommene Energiestrategie 2050 durch Produktinnovationen und neue Geschäftsmodelle unterstützen. Die Vorlage belässt das bestehende Marktdesign im Wesentlichen unberührt und vertraut somit darauf, dass die Preise, die sich auf den Grosshandelsmärkten ergeben, als Investitionsanreize für den gewünschten Zubau ausreichen. Die Vernehmlassung ist entsprechend kontrovers ausgefallen. Viele Teilnehmer stellen infrage, ob das revidierte Gesetz als Grundlage für ausreichende Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten in der Schweiz ausreicht. Insbesondere ist unklar, wie die Versorgungssicherheit auch im Winter sichergestellt werden soll (siehe *Kasten*).

Die Preise sind verzerrt

Mit dem Vorschlag des Bundesrates würde neu auch die Stromerzeugung von Gemeindewerken mit eigenem Verteilnetz vollständig dem (regulierten) Markt ausgesetzt. Dies ist per se wünschenswert, setzt aber voraus, dass die im Markt resultierenden Preissignale die richtigen Investitions- und Verhaltensanreize setzen. Diese Voraussetzung trifft bisher im Strommarkt nicht zu, da die Marktpreise in dreierlei Hinsicht substanzial verzerrt sind.

Erstens sind Schweizer Stromproduzenten Grosshandelspreisen ausgesetzt, die nach unten verzerrt sind. Die Schweiz besitzt im europäischen Vergleich äusserst hohe Importkapazitäten für Strom, weshalb das Schweizer Preisniveau massgeblich von ausländischen Märkten bestimmt wird. Konkret wirken an den Schweizer Grosshandelsmärkten vor allem deutsche oder italienische Preissignale.¹ Die ausländischen Strompreise sind aufgrund vielfältiger, umfangreicher Subventionen und Fördermassnahmen in der Regel nach unten verzerrt. Zusätzlich sind die meisten EU-Staaten dazu übergegangen, Kapazitätsmechanismen einzuführen. Hier wird

¹ Dies bedeutet, dass die Rentabilität von Schweizer Stromerzeugung mehr von Importkapazitäten und der Stromknappheit im Ausland bestimmt wird als vom Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage in der Schweiz.

losgelöst vom eigentlichen Stromverkauf an Grosshandelsmärkten («Energy-Only-Märkte») bereits die mögliche Stromlieferkapazität vergütet und somit den Produzenten eine neue Einnahmequelle erschlossen. Viele dieser Mechanismen haben wiederum direkt oder indirekt eine preissenkende Wirkung auf die Grosshandelspreise.

Zweitens kommen Verzerrungen zwischen Technologien hinzu. Generell ist an den Energy-Only-Märkten nur der Zeitpunkt der Stromlieferung relevant. Die Qualität und die Herkunft des Stroms spielen keine Rolle. Daher werden an Grosshandelsmärkten auch negative externe Effekte auf die Umwelt, wie etwa CO₂-Emissionen, nicht bewertet. Abgesehen vom bislang wenig wirksamen EU-Emissionshandel fehlt ein Mechanismus, der zu volkswirtschaftlich effizientem Verhalten führt.² Gerade für erneuerbare Energien wie die Wasserkraft ist die Abgeltung am Grosshandelsmarkt aus ökonomischer Sicht zu tief.

Drittens werden die Netzkosten nicht berücksichtigt: In der EU werden die Kosten

² Importierter Strom ist gegenüber inländischer Stromerzeugung nicht der CO₂-Abgabe unterstellt, was einer impliziten Subvention auf Kohlestrom aus Deutschland entspricht, solange das EU-Emissionshandelsystem nicht zu mindestens gleich hohen CO₂-Kosten führt. Dies macht z. B. Gas-Kombikraftwerke in der Schweiz unattraktiv.

Ausbaubedarf in der Schweiz

Das Energiegesetz sieht vor, dass im Jahr 2035 mindestens 11,4 Terawattstunden (TWh) aus erneuerbarer Stromproduktion stammen sollen. Aktuell sind es rund 2,5 TWh. Bis dahin werden rund 25 TWh aus Kernkraftwerken wegfallen und alle bisher vorgesehenen Fördermassnahmen für Erneuerbare ausgefallen sein (kostendeckende Einspeisevergütung, Investitionsbeiträge). Da Erneuerbare gerade im Winter weniger produzieren als im Sommer und gleichzeitig der Strombe-

darf für Wärmepumpen und Elektromobilität im Winter ansteigt, droht gemäss einer aktuellen Studie der Eidgenössischen Materialprüfungsanstalt (Empa)^a im Winter eine Stromlücke von rund 22 TWh. Das ist mehr als eine Verfünffachung des Importbedarfs. Zeitgleich wird sich in den Nachbarländern die Situation akzentuieren, da konventionelle thermische Kraftwerke vermehrt vom Netz genommen werden. Sich auf Importe zu verlassen, wenn auch die Nachbarländer nur eine

knapp Stromproduktion haben, ist eine gefährliche Strategie. Die Schweiz ist insofern dringend auf einen Ausbau ihrer Produktionskapazitäten angewiesen, die auch für den Winter einen Beitrag leisten können.

^a Siehe Rüdüsili, Martin, Teske, Sinan L. und Elber, Urs (2019). Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System. *Energies* 2019, 12(12), 2399



Schweizer Stromproduzenten sind gegenüber der europäischen Konkurrenz im Nachteil. Windkraftwerk Griessee im Wallis.

des Stromtransports nicht den Verursachern in Rechnung gestellt – die Regulierung geht im Wesentlichen von einer grossen Kupferplatte aus, bei der für die Übertragung und Verteilung von Strom keine Kosten anfallen. Wer beispielsweise in der Schweiz seinen Kunden norwegische Wasserkraft oder spanische Fotovoltaik verkauft, muss hierzu keine Transportkosten zahlen. Lediglich bei grenzüberschreitenden Engpassituationen können für Lieferanten bei der Energiebeschaffung punktuell Kosten anfallen. Zu Engpassituationen kommt es, wenn die Importkapazitäten an der Grenze knapp werden und somit die Auktionspreise steigen. Den Standortvorteil, den in der Schweiz produzierter Strom aufgrund geringerer Transportkosten hätte, fällt damit weitgehend weg. Als Nebeneffekt werden im entflehten Markt, bei dem Produzenten und Netzbetreiber strukturell getrennt sind, die Netzkosten in die Höhe getrieben. Denn die Standortwahl neuer Stromproduzenten erfolgt in der Regel unabhängig von den damit einhergehenden Netzkosten.

Diese drei Quellen von Marktverzerrungen wirken sich nachteilig für Stromprodu-

zenten in der Schweiz aus. Sie addieren sich zu den weiteren, wenig vorteilhaften Standortbedingungen: weniger Sonne und Wind, in der Regel langwierigere Bewilligungsverfahren, weniger Fördermassnahmen, höhere Wasserzinse, striktere CO₂-Abgabe und höhere Lohnkosten. Das Resultat: Viele Schweizer Stromversorger investieren lieber im Ausland als in der Schweiz.

Angepasstes Strommarktdesign notwendig

Das Kernelement einer Marktöffnung – die freie Preisbildung – wirkt also im EU-Kontext nicht wie gewünscht. Im Gegenteil: Aufgrund der vielfältig verzerrten Preise ist es fraglich, wie in der Schweiz die Zubauziele der Energiestrategie 2050 und die Versorgungssicherheit im Winter erreicht werden sollen. Das Problem ist gravierend und in den geöffneten Marktsegmenten bereits heute offensichtlich.

Damit der Markt spielen kann, müssen beim Schweizer Strommarktdesign die zuvor genannten drei Problembereiche adressiert werden. In den letzten Jahren sind unterschiedliche Modelle für ein neues Marktdesign propagiert worden. Keines der bislang eingebrachten Modelle vermag die ange-

sprochenen Probleme an der Wurzel anzupacken. Kapazitätsmärkte, Fördermodelle, Ausschreibungen, Marktprämien oder Quotenmodelle, die künstliche finanzielle Anreize für den gewünschten Zubau schaffen wollen, wären Symptombekämpfung. Andere Modelle gehen nur auf Teilaspekte ein, wie zum Beispiel die vom Parlament verworfene Klima- und Lenkungsabgabe (Kels) oder das Versorgungs- und Klimamarktmodell der Axpo. Das ungenügende Marktdesign wird in keinem dieser Modelle angegangen.

Ansatzpunkt Stromqualität

Ein verbessertes Strommarktdesign sollte in allen drei genannten Punkten Fortschritte erzielen. Die Herausforderung besteht zunächst darin, dass im Strommarkt Angebot und Nachfrage nahezu perfekt und zu jedem Zeitpunkt aufeinander abgestimmt sein müssen. Denn ein Ungleichgewicht von Stromproduktion und Last hätte einen Stromausfall zur Folge. Das aktuelle, fein austarierte System von Mengensteuerungsmärkten (Energy-Only, Systemdienstleistungen, Grenzauktionen) ermöglicht diesen permanenten Abgleich und kann daher beibehalten werden.

Ansetzen sollte man allerdings bei der Stromqualität. Denn neben der Energie, welche Stromproduzenten an den Energy-Only-Märkten vermarkten, verkaufen sie gesondert auch die Qualität des erzeugten Stroms. Und zwar indem sie die ihnen ausgestellten Herkunftsnachweise an Lieferanten absetzen, welche die Endkunden versorgen. Ein solcher Herkunftsnachweis zeigt an, wo der gelieferte Strom mit welcher Technologie in welchem Zeitraum eingespeist wurde. Obwohl Herkunftsnachweise somit die relevanten qualitativen Aspekte der Strombeschaffung anzeigen, spielen sie heute eine untergeordnete Rolle. Die Märkte hierfür sind fragmentiert und mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten verbunden. Zwar gilt seit Anfang 2018 die vollständige Deklarationspflicht. Das heisst, die Lieferanten müssen ihren Schweizer Endkunden jährlich den gelieferten Strommix ausweisen. Dafür müssen sie Herkunftsnachweise hinterlegen, die sie zuvor losgelöst von den Grosshandelsmärkten direkt von den Stromerzeugern erworben haben. Die vom Nachweis ausgehenden Netz- und Umweltkosten werden ihnen jedoch nicht angelastet.

Herkunftsnachweise nutzen

Ein verbessertes Marktdesign sollte daher an den Herkunftsnachweisen ansetzen, welche die Lieferanten bei der Versorgung ihrer Schweizer Endkunden hinterlegen. Konkret könnte man die Lieferanten künftig wie folgt in die Pflicht nehmen:

Die Lieferanten müssten für die von ihnen genutzten Netzebenen einen Netzbeitrag leisten, der den Netzbetreibern anteilig gutgeschrieben würde. Die genutzten Netzebenen und -stränge lassen sich anhand der Einspeisepunkte des Stroms gemäss den Herkunftsnachweisen und der Ausspeisepunk-

te gemäss den Kundenadressen ableiten. Da für den Import von ausländischem Strom am meisten Netzebenen notwendig sind, würde dieser am stärksten belastet. Im Endeffekt entstünde eine verursachergerechtere Netzfinanzierung, die dem vom Lieferanten verursachten Stromfluss Rechnung trägt und die vom Netznutzer zu zahlenden pauschal gewälzten Ausspeiseentgelte reduziert. Als Folge davon wird es für den Lieferanten rentabler, den Strom da einzukaufen, wo die Abnehmer sind. Das optimiert die Netzkosten.

Zudem müssten die Lieferanten in einem neuen Marktdesign für nicht internalisierte externe Effekte zur Kasse gebeten werden. Auf den hinterlegten Herkunftsnachweisen ist nämlich ersichtlich, was für Erzeugungstechnologien zur Belieferung der Kunden eingesetzt wurden. Anhand des Orts der Einspeisung kann hergeleitet werden, inwieweit der Strom bereits mit CO₂-Abgaben belastet worden ist. Auf Kohlestrom aus Deutschland beispielsweise zahlt man heute keine CO₂-Abgabe. Für jeden Herkunftsnachweis kann so bestimmt werden, inwieweit der Lieferant für die von ihm eingekaufte Umweltbelastung bereits aufgekommen ist. Eine einfach umsetzbare Möglichkeit wäre die Anwendung von Umweltbelastungspunkten, welche die ökologische Belastung verschiedener Erzeugungstechnologien anzeigen und die der Bund in anderem Zusammenhang bereits verwendet. Für die Differenz müsste der Lieferant aufkommen. Dadurch hätten die einzelnen Technologien und Länder die gleiche Ausgangslage. Die Einnahmen hieraus könnten wiederum als Anreize verwendet werden, um weitere Erzeugungskapazitäten zu schaffen.

Da die Hinterlegung der Herkunftsnachweise dadurch viel wichtiger würde als heute, würde auch der Nachweismarkt für Lieferanten insgesamt gestärkt. Bei Bedarf

könnte für ausländische Herkunftsnachweise eine zusätzliche Abgabe eingeführt werden, beispielsweise um Marktverzerrungen durch Fördermassnahmen zu kompensieren. Wichtiger noch wäre es, dass die Hinterlegung auf Quartals- oder Monatsbasis erfolgen würde. Denn so würden Herkunftsnachweise in Monaten mit besonders angespannter Versorgungssituation einen weiteren Mehrwert erhalten. Ein Beispiel: Heute ist es möglich, für Solarstrom ausschliesslich Herkunftsnachweise aus Sommermonaten zu hinterlegen. Bei einer monatlichen Hinterlegung würde sich die Nachfrage im Winter, wenn Fotovoltaikanlagen weniger Strom erzeugen, stark erhöhen und am Markt ein höherer Preis resultieren.

Mit einem so gestärkten Marktdesign könnten staatliche Eingriffe in den Investitionsprozess mittels Förder- oder Kapazitätsmechanismen tendenziell vermieden werden. Denn am Markt würden sich Preissignale einstellen, die dem Wert der Produktion in der Schweiz besser gerecht werden. Im Endeffekt würde die inländische, lokale und erneuerbare Stromproduktion gestärkt, ein echter Beitrag zur Erreichung der Energiestrategie 2050 geleistet und die Marktöffnung auf eine tragfähigere Basis gestellt.



Urs Trinkner

Dr. oec. publ., Geschäftsführer,
Swiss Economics, Zürich