

Der europäische Strommarkt der Zukunft

Autor(en): **[s.n.]**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Energieia : Newsletter des Bundesamtes für Energie**

Band (Jahr): - **(2015)**

Heft 3

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-639545>

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.

Der europäische Strommarkt der Zukunft

Eine Marktkopplung mit 19 europäischen Ländern soll in der Schweiz für tiefere Strompreise und eine grössere Versorgungssicherheit sorgen. Wann die Schweiz beim sogenannten Market Coupling einsteigen kann, entscheiden Verhandlungen mit der Europäischen Union.

«Nach zweijährigen Vorbereitungsarbeiten sind wir technisch bereit, den Schweizer Strommarkt im Rahmen einer Strommarktkopplung mit Europa verbinden zu können», sagt Kai Adam, Leiter Europäische Angelegenheiten bei der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid AG. Die Schweiz wäre das 20. Land, welches beim sogenannten Market Coupling in Europa mitmacht. Zwar ist der Schweizer Strommarkt auch jetzt, vor der Einführung der Marktkopplung, keineswegs autark. Doch zwischen der aktuellen Situation und derjenigen nach erfolgtem Market Coupling findet sich ein entscheidender Unterschied in der Ausgestaltung des Stromhandels (siehe Kasten).

Wer heute kurzfristig Strom ins Ausland verkaufen oder diesen in die Schweiz importieren will, muss erst das Recht für die benötigten Transportkapazitäten ersteigern. Durch dieses komplizierte zweistufige Verfahren kann die vorhandene Netzkapazität nicht effizient genutzt werden. Als Folge davon entwickelt sich trotz eines Handelsvolumens von 20,5 Terawattstunden (2014) und rund 70 Handelsteilnehmenden am Spotmarkt (Grosshandelsmarkt), auf welchem Stromgeschäfte für den aktuellen und kommenden Tag abgewickelt werden, in der Schweiz kein optimal funktionierender grenzüberschreitender Markt.

Im Zuge des Market Coupling werden deshalb Strom und Übertragungsrechte im sogenannten Day-Ahead-Markt, bei dem Strom für den darauffolgenden Tag gehandelt wird, zu einem integrierten Markt zusammengelegt (siehe Kasten). Dies sorgt neben einer erhöhten Versorgungssicherheit auch für eine effizientere Nutzung der grenzüberschreitenden Stromnetze. Die Ausnutzung der Netzkapazität steigt. Marktmechanismen folgend führt die Marktkopplung deshalb zu tendenziell tieferen Kosten. In der Schweiz könnte

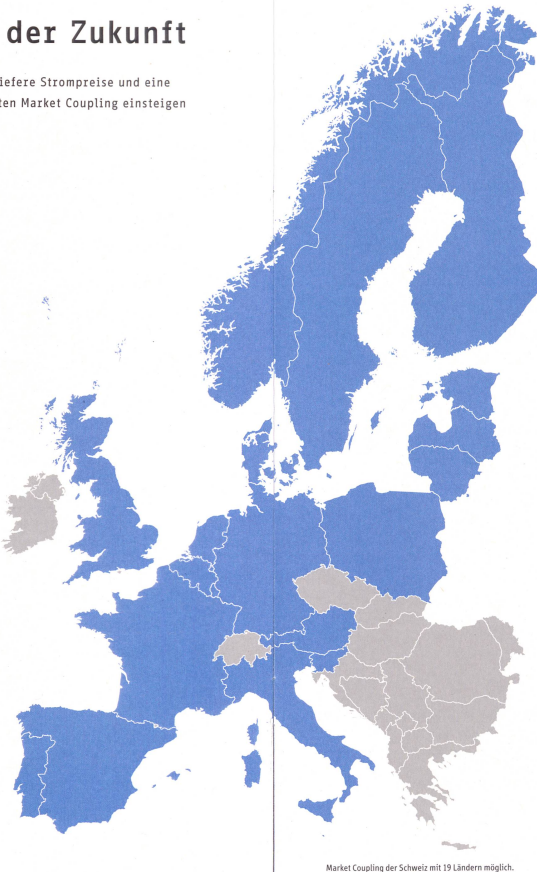
jährlich ein «zweistelliger Millionenbetrag» eingespart werden, sagt Adam.

Limitierende Netzkapazitäten

Wie gross der Effekt einer solchen Kopplung sein kann, zeigt sich auch am Beispiel des Stromhandels zwischen Frankreich und Deutschland. Im Jahr 2010 waren die Strommarktpreise in den beiden Ländern zu keinem Zeitpunkt identisch. Vier Jahre später und nach der Einführung der Marktkopplung herrscht nun auf beiden Märkten über das Jahr gesehen während 53 Prozent aller Stunden Preisparität. Dass Letztere auch weiterhin nicht ständig erreicht wird, ist der limitierten physischen Netzkapazität geschuldet. Diese könnte durch einen Netzausbau erweitert werden. Der marktlimitierende Effekt der begrenzten Kapazität lässt sich am Beispiel Grossbritanniens aufzeigen: Der Strompreis auf den Britischen Inseln ist aufgrund der relativ geringen Leitungskapazitäten signifikant höher als in den anderen am Market Coupling teilnehmenden Ländern.

«Nutzen überwiegt»

Obwohl der durch die Marktkopplung potenziell entstehende Preisdruck auch Schweizer Stromerzeuger betrifft, befürwortet der Verband Schweizerischer Energieunternehmen (VSE) die Marktkopplung. In der Gesamtheit überwiege der Nutzen, sagt VSE-Mediensprecher Guido Lichtensteiger auf Anfrage. «Neben der Reduktion der Komplexität des Stromhandels bietet ein Market Coupling für die Schweizer Stromunternehmen auch einen besseren Marktzugang und folglich bessere Marktchancen.» Bei Stromengpässen können Länder mit hoher Nachfrage von ausländischen Anbietern einfacher mit Energie versorgt werden. Davon können nicht zuletzt die schweizerischen Wasserkraftwerke mit ihren Speichern profitieren. Der Bundesrat



Market Coupling der Schweiz mit 19 Ländern möglich.

verspricht sich vom Market Coupling denn auch einen «optimierten Kraftwerkeinsatz».

Einführungszeitpunkt noch ungewiss

«Nach einer Vorlaufzeit von maximal drei Monaten wären wir für das Market Coupling bereit», sagt Davide Orifici, Leiter der Schweizer Niederlassung der Strombörse Epex Spot in Bern. Diese bereitet die Marktkopplung der Schweiz gemeinsam mit Swissgrid vor. Doch noch ist unklar, wann die Anknüpfung der Schweiz erfolgen kann. Eine am 1. Juli in Kraft tretende EU-Verordnung hält fest, dass die Schweiz nur dann am europäischen Markt teilnehmen kann, wenn ein über die Marktkopplung hinausgehendes Stromabkommen abgeschlossen wird. In Bezug auf das Market Coupling geht es dabei etwa um Fragen der Gerichtsbarkeit. Die Ausarbeitung des Abkommens ist vor dem Hintergrund der Differenz zwischen der Schweiz und der Europäischen Union bezüglich der Personenfreizügigkeit ins Stocken geraten. Es besteht allenfalls die Möglichkeit, dass die Schweiz ein interimsistisches Stromabkommen mit der EU unterzeichnen kann. In diesem Fall könnte eine vorläufige Marktkopplung möglicherweise bereits in diesem Jahr Tatsache werden

(Stand März 2015). Kai Adam von Swissgrid betont, dass die europäischen Übertragungsnetzbetreiber eine Teilnahme der Schweiz begrüssen würden. «Technisch bringt diese für alle Vorteile.»

Würde sich die Einführung des Market Coupling stark verzögern, könnte die Schweiz den technischen Anschluss verlieren, befürchtet Adam. Dann kämen hohe Kosten auf die Schweiz zu. Der Bundesrat teilte diese Sorge in einer im Februar verfassten Antwort auf einen parlamentarischen Vorstoss. Langfristig drohe zudem das Ausscheiden von Swissgrid aus dem Verbund europäischer Übertragungsnetzbetreiber oder der Ausschluss der Schweiz von grenzüberschreitenden Regelenergiemärkten. «Längerfristig könnten Stromleitungen rund um die Schweiz herum gebaut werden», so die Regierung. Dies etwa bei einer fehlenden Einbindung in die strategische, länderübergreifende Planung von Stromnetzen, erklärt Aurelio Fez vom Bundesamt für Energie. Eine nicht angekoppelte Schweiz drohe von neuen Vergütungsmodellen ausgeschlossen zu bleiben, bei denen neben dem Erzeugen von Strom auch das Bereitstellen von Kraftwerkkapazitäten abgesehen wird. (buz)

Stromhandel und Market Coupling

Wird der Marktpreis für den kommenden Tag im Day-Ahead-Handel zurzeit im Rahmen einer täglichen Auktion ermittelt, geschähe dies im Rahmen des Market Coupling durch einen komplexen, standardisierten Algorithmus. Dabei werden das zu erwartende Angebot und die voraussichtliche Nachfrage in den gekoppelten Ländern so lange miteinander abgeglichen, bis Preisgleichheit herrscht oder die Netzkapazitäten ausgelastet sind (siehe Haupttext). Unter Miteinbezug der Netzkapazitäten wird dann der durchschnittliche Handelspreis für den kommenden Tag berechnet.

Um die Netzkapazitäten für den kommenden Tag voraussagen zu können, werden nicht nur Erfahrungswerte herangezogen und Handelsentwicklungen beobachtet, sondern auch Wetterprognosen konsultiert. Durch den steigenden Anteil neuer erneuerbarer Energien wie Sonne und Wind fällt dies immer stärker ins Gewicht. Auch deshalb nimmt die Bedeutung des Intraday-Handels laut Aurelio Fez vom Bundesamt für Energie ständig zu. In diesem Markt wird Strom zeitnah und für den laufenden Tag gekauft bzw. verkauft. Energiehändler können dadurch kurzfristige Bilanzen ausgleichen und auf Einsparungsschwankungen reagieren, wie sie etwa durch wechselhafte Windverhältnisse entstehen.

Im Jahr 2014 wurden an der Strombörse Epex Spot rund 1,1 Terawattstunden (TWh) im Intraday-Handel gehandelt. Zusammen mit den am Day-Ahead-Markt gehandelten 20,4 TWh entspricht dies rund 33 Prozent des nationalen Gesamtverbrauchs.