

# STROMMARKTDESIGN FÜR DIE INTEGRATION EINES HOHEN ANTEILS ERNEUERBARER ENERGIE – EIN VERGLEICH DES EUROPÄISCHEN MIT DEM U.S.-STROMMARKT

Hans AUER<sup>1</sup>, Audun BOTTERUD<sup>2</sup>

## Motivation

Sowohl im europäischen als auch U.S. Strommarkt hat sich in den letzten Jahren die grundsätzliche Frage aufgedrängt, ob ein sogenannter „energy-only“ Markt bei weiter zunehmender Integration von variabler erneuerbarer Stromerzeugung ausreichend sein wird, oder ob Marktinterventionen unumgänglich werden, um mittel- bis langfristig die entsprechenden Investitionen in gesicherte Kraftwerkskapazitäten zu gewährleisten. Die vielfach volatilen, niedrigen und zum Teil negativen Strom-Großhandelspreise der vergangenen Jahre werden oft der steigenden Erzeugung geförderter erneuerbarer Technologien zugeschrieben.

Sowohl in Europa als auch in den USA sind in den letzten Jahren bereits einige Länder bzw. Marktregionen vom reinen „energy-only“ Markt abgewichen und haben gewisse „Kapazitätsmechanismen“ implementiert, um gesicherte Kraftwerksinvestitionen zu triggern; siehe Abb. 1.

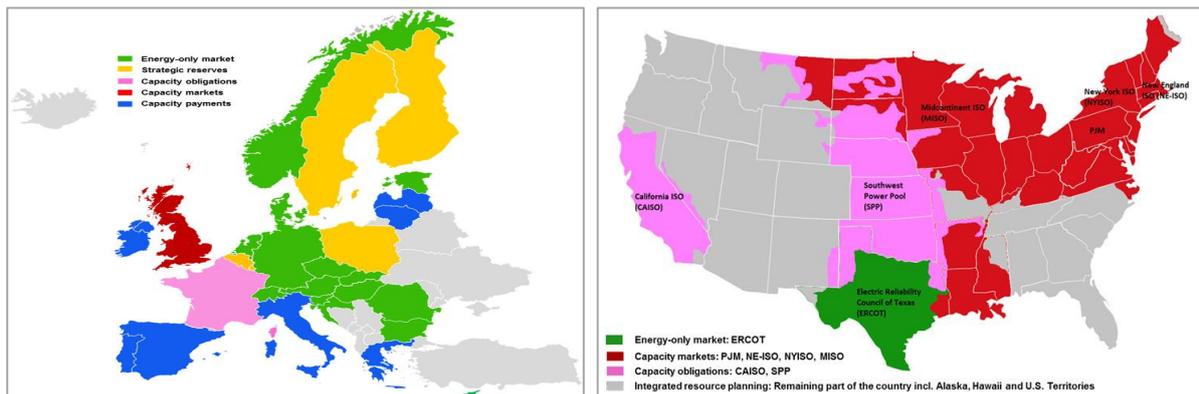


Abbildung 1: Links: Kapazitätsmechanismen in Europa (Quelle: EEG-EEMD 2017)  
Rechts: USA (Quelle: IRC 2017)

## Fragestellung

Die zentrale Frage dieses Beitrags ist, wie das jeweilige Strommarktdesign in Europa und den USA weiterentwickelt werden soll, um eine stark zunehmende Integration erneuerbarer Stromerzeugung weiterhin zu gewährleisten, die jedoch ohne bzw. einer so gering wie möglichen Marktintervention auskommt.

Weiters soll beim Vergleich des europäischen mit dem U.S. Strommarkt die Übertragbarkeit der einzelnen - bewährten - Elemente des Marktdesigns geprüft und diskutiert werden, ohne jedoch das Ziel zu verfolgen, eines der beiden Marktdesigns als das einzig „Richtige“ zu identifizieren; denn schlussendlich müssen die derzeitigen Strukturen und Marktdesigns aus einem historischen Zusammenhang heraus erklärt und weiterentwickelt werden.

<sup>1</sup> Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, auer@eeg.tuwien.ac.at

<sup>2</sup> Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Information and Decision Systems & Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, USA, audunb@mit.edu

## Ergebnisse und Empfehlungen für Verbesserungen des jeweiligen Strommarktdesigns

Der Vergleich der beiden Strommärkte zeigt, dass es einerseits Entwicklungen gibt, die sich unabhängig vom Detail des jeweiligen Strommarktdesigns auf den Strom-Großhandels- bzw. Regelenergiemarktpreis und die Investitionsbereitschaft in neue Kraftwerke auswirken (z.B. Gaspreise, Nachfrage). Andererseits auch solche, die von der detaillierten Ausgestaltung des jeweiligen Strommarktsegments bzw. der Förderung der erneuerbaren Technologien abhängen (z.B. Ausgestaltung des jeweiligen Regelreserve- bzw. Regelenergiemarktes; Förderinstrument erneuerbarer Technologien). Von großer Bedeutung ist beispielsweise – unabhängig, ob es sich um „Nodal“ (USA) oder „Zonal“ (Europa) Pricing handelt – das Aussenden von nicht verzerrten, korrekten lokalen bzw. regionalen Marktpreissignalen, um insbesondere jegliche Art von „Knappheit“ richtig zu allozieren und dieser dann marktbasierend zu begegnen (z.B. stark zunehmender Redispatch-Aufwand in Mitteleuropa ist diesbezüglich kritisch zu sehen).

In der nachfolgenden Tabelle ist eine kurze Zusammenfassung aller Empfehlungen für Verbesserungen im jeweiligen Strommarktdesign angeführt. Diese werden im Rahmen des Vortrags dann vertiefend betrachtet.

<u>General electricity market improvements</u>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gradual removal of technology specific subsidy schemes for clean energy</li> <li>• Adequate pricing of carbon and other environmental externalities as a market compatible incentive scheme for clean energy resources</li> <li>• Improved price formation in energy and reserves markets, particularly during scarcity situations</li> <li>• Move day-ahead markets closer to the operating day</li> <li>• Improved incentives for system flexibility from supply, demand and energy storage</li> <li>• Enable participation of distributed energy resources in electricity markets</li> <li>• Reduce reliance on explicit capacity mechanisms to incentivize investments</li> </ul>	
<u>Specific improvements for Europe</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Improved representation of transmission in market clearing to better reflect congestion in prices</li> <li>• Imbalance netting to avoid opposite activation of frequency reserves in neighboring zones</li> <li>• Shortening timeframes in intraday market</li> <li>• Higher frequency of real-time dispatch and market clearing</li> <li>• Co-optimization of energy and reserves</li> <li>• Economic dispatch of renewable resources</li> <li>• Better coordination between TSOs</li> </ul>	<u>Specific improvements for United States</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Increased liquidity and transparency in long-term contracts</li> <li>• Implementation of intraday markets for market-based balancing</li> <li>• Higher time resolution of settlements in real-time energy and reserve markets</li> <li>• Further refinements of products in ancillary services markets</li> <li>• Full co-optimization of energy and reserves in all regional markets</li> <li>• Better coordination between regional capacity, energy, and reserves markets</li> </ul>

**Tabelle 1: Generelle und für die Marktregion spezifische Vorschläge zur Verbesserung des jeweiligen Strommarktdesigns (Quelle: Auer/Botterud 2017)**

## Schlussfolgerungen

Es gibt keine allgemeine, eindimensionale Empfehlung für ein verbessertes Strommarkt-Design. Beide Märkte, Europe und USA, können von den jeweiligen Vorzügen bei einzelnen Elementen und Strukturen ihrer Strommarkt-Designs lernen und übertragbare Teile davon übernehmen. Dieses Lernen und mögliche Übertragen geht in beide Richtungen. Das Ziel muss sein, dass die Preisbildung über alle Segmente des Strommarktes (kurz- und langfristig) die dahinterliegenden Kosten so verzerrungsfrei wie möglich abbildet. Nur dann kann langfristig bei einem hohen Anteil variabler erneuerbarer Stromerzeugung auf eine Marktintervention verzichtet oder diese minimiert werden.

## Referenzen

- [1] EEG-EEMD (2017), European Electricity Market Database, Internal Database at Energy Economics Group (EEG) at Vienna University of Technology
- [2] IRC (2017), ISO/RTO Council, <http://www.isorto.org>
- [3] Auer Hans, Audun Botterud (2017), Market Design for Resource Adequacy with Increasing Shares of Renewable Generation: A Comparison of European and U.S. Electricity Markets, Working Document, 2017