

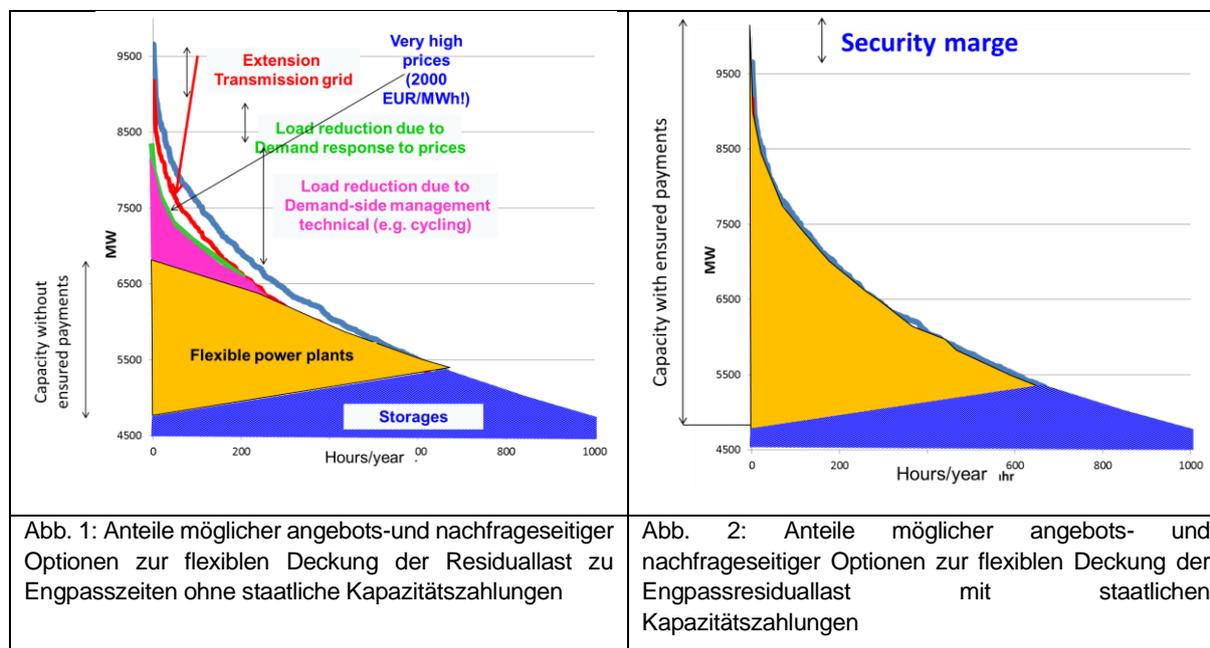
# RANDBEDINGUNGEN FÜR EIN DEMOKRATISCHES UND NACHHALTIGES STROMMARKTDESIGN

Reinhard HAAS<sup>1</sup>

## Abstract

In der Geschichte der Stromsysteme in verschiedenen Ländern hat es unterschiedliche Konstellationen in Bezug auf die Preisbildung in den Strommärkten gegeben. Nach den Perioden der staatlichen Regulierung und der Liberalisierung der Großhandelsmärkte steht das Stromsystem derzeit vor der dritten großen Herausforderung: dem Umbau zu einem bidirektionalen System, das demokratischer und nachhaltiger sein soll. Dies ist zumindest in einigen Ländern, wie Deutschland, Kalifornien oder Österreich der Fall. In diesem Kontext ist vor allem die derzeitige Diskussion um ein neues Strommarktdesign von Interesse. Ein zentraler Grund für dieses Re-design der Strommärkte ist, dass in den letzten Jahren die Stromproduktion aus variablen erneuerbaren Energieträgern (EET), speziell aus Wind- und PV-Kraftwerken in Europa beträchtlich gestiegen ist. Dies hat weiters zur Befürchtung geführt, dass aufgrund großer Mengen variabler EET und reduzierter Verfügbarkeit (flexibler) thermischer Kraftwerke die Versorgungssicherheit sinken könnte bzw. wenn – aufgrund von Überschussproduktion – die Strompreise gegen Null konvergieren („Duck“-curve) oder sogar negativen Preisen – die Einnahmen aus dem Stromgeschäft nicht mehr ausreichen, um die Kosten zu decken.

Das zentrale Ziel dieses Beitrags ist es, die Randbedingungen aufzuzeigen, um große Mengen variabler erneuerbarer Energie in das Stromsystem zu integrieren, das System demokratischer zu machen und es (energiewirtschaftlich) trotzdem ausgeglichen zu halten. Die wichtigsten Optionen zur Lösung der vermuteten Probleme – *revised Energy-only-markets* und staatlichen Kapazitätzahlungen für angebotsseitige Kapazitäten – werden im Folgenden analysiert und deren Vor- und Nachteile identifiziert.

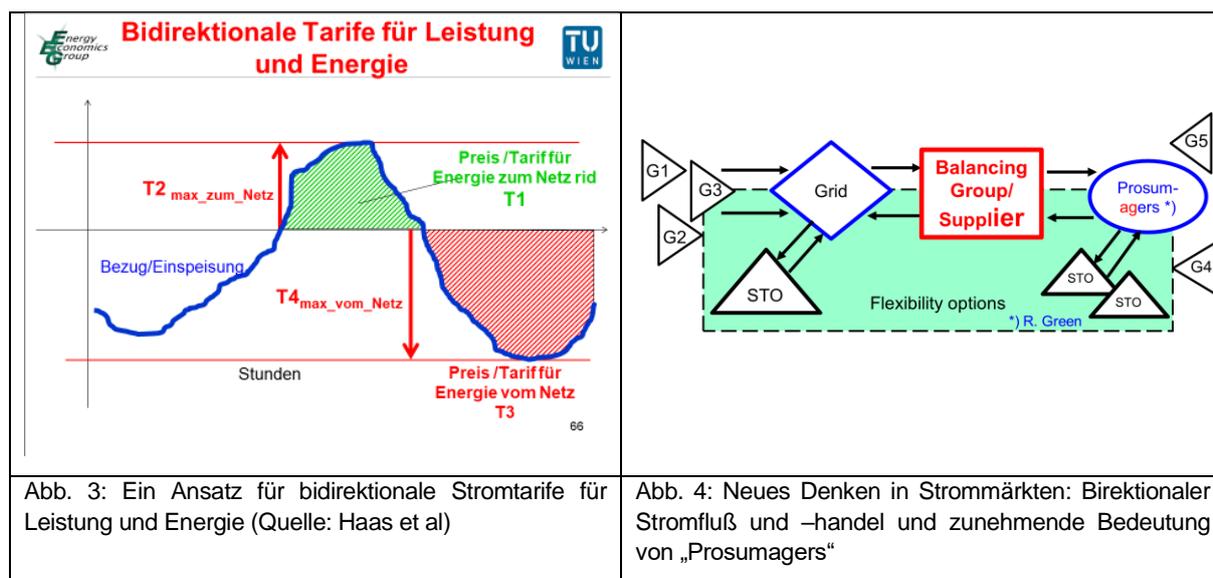


Die Idee der *Revised Energy-only-markets* basiert auf der Überzeugung, dass in Zukunft nicht immer die kurzfristigen Grenzkosten die Strompreise bestimmen, sondern auch Knappheitspreise zustande kommen können, um den Betreibern flexibler Kraftwerke zumindest ausreichende Deckungsbeiträge zu sichern. Am einfachsten und am kompatibelsten mit Wettbewerb ist es daher, die Strompreise weiterhin die Märkte bestimmen zu lassen. Es werden sicher nicht alle konventionellen Kraftwerke von heute auf morgen abgeschaltet oder eingemottet werden und es werden sich Strommarktpreise und angebotene

<sup>1</sup>Energy Economics Group, TU Wien, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel. +431/58801-37352, e-mail: [haas@eeg.tuwien.ac.at](mailto:haas@eeg.tuwien.ac.at); Web: [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

Kraftwerkskapazitäten nach einiger Zeit einpendeln. Allerdings ist dazu ein Preismuster zu akzeptieren, bei dem die Regulatoren bereit sind, gelegentlich hohe Preisspitzen – die deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten liegen können – in Spotmärkten zu akzeptieren, ohne die Marktteilnehmer des Missbrauchs von Marktmacht zu beschuldigen. Als Ergänzung ist es auf der Verbraucherseite wichtig, einen Ansatz für bidirektionale Stromtarife für Leistung und Energie, bei dem es vier zentrale Komponenten gibt, siehe Abb. 3, zu implementieren. Als Alternative dazu werden zentrale Kapazitätszahlungen diskutiert. Das Hauptargument der Apologeten dieser Idee ist, dass, wenn nicht eine fixe “Stand-by fee” für fossile Kraftwerke bezahlt werden würde, diese stillgelegt werden, weil sie nicht mehr profitabel wären oder sogar Verluste bedeuten würden. Das zentrale Problem dieses Ansatzes ist, dass dieser rein auf der Stromerzeugung fokussiert und damit die Marktanreize für viele andere Optionen vor allem nachfrageseitig völlig vernachlässigen würden.

Als wichtigste Erkenntnis ergibt sich, dass im derzeitigen und zukünftigen System also nicht mehr die Erzeuger im Mittelpunkt stehen sondern die Vertriebsunternehmen bzw die Bilanzgruppen, siehe Abb. 4. Eine Bilanzgruppe ist eine Einheit in einer Regelzone eines Strommarktes (zumindest in Deutschland und Österreich), welche sicherzustellen hat, dass Angebot und Nachfrage in jedem Moment ausgeglichen sind, z.B. die Grazer oder die Wiener Stadtwerke. Um dieses Ziel zu erreichen sind Eigenstromerzeugung, zentrale oder dezentrale Speicher, kurz- und langfristiger Handel sowie diverse Flexibilitätsmaßnahmen möglich. Wichtig ist, dass jede Abweichung vom Fahrplan bzw Differenz hohe Kosten verursacht und somit eine Bestrafung bewirkt. Das Stromsystem im *Neuen Denken* der Zukunft wird also anders aussehen als das eindimensionale *Alte Denken*. Es wird die Bilanzgruppe im Mittelpunkt haben, bidirektional sein und „Prosumagers“ werden eine wichtige Rolle spielen. Darauf würde ein Modell zur zukünftig möglichen flexiblen Deckung der Residuallast aufbauen.



Die wichtigsten **Schlussfolgerungen** sind: (i) die Annahme, dass der Strompreis immer aus den kurzfristigen Grenzkosten zu resultieren hat, ist nicht länger haltbar; (ii) Kapazitätsmärkte bedeuten eher Rückschläge für die Wettbewerbsidee und die Rückkehr zu einer rein angebotsorientierten Strom“planwirtschaft“; (iii) Der wichtigste Aspekt derzeit ist, das Potenzial an phantasievollen Lösungen aller Marktteilnehmer auszuschöpfen und der vollen Bandbreite an angebots- und verbraucherseitigen Optionen (inkl. Smart grids, Speicher und verbraucherseitige Optionen) eine Chance zu geben; (iv) Eine bedeutende Rolle im zukünftigen Stromsystem wird die dezentrale Photovoltaik spielen, Abb.3, inkl. und exkl. dezentrale Speicher, vor allem, wenn die Schere zwischen Kosten und Endverbraucherpreisen noch weiter auseinander geht.

## Referenzen

- [1] Haas R., Duic N., Auer H., Ajanovic A., Ramsebner J., Knapek J., Zwickl-Bernhard S: The photovoltaic revolution is on: How it will change the electricity system in a lasting way, *Energy*, 265, 126531, 2023.