

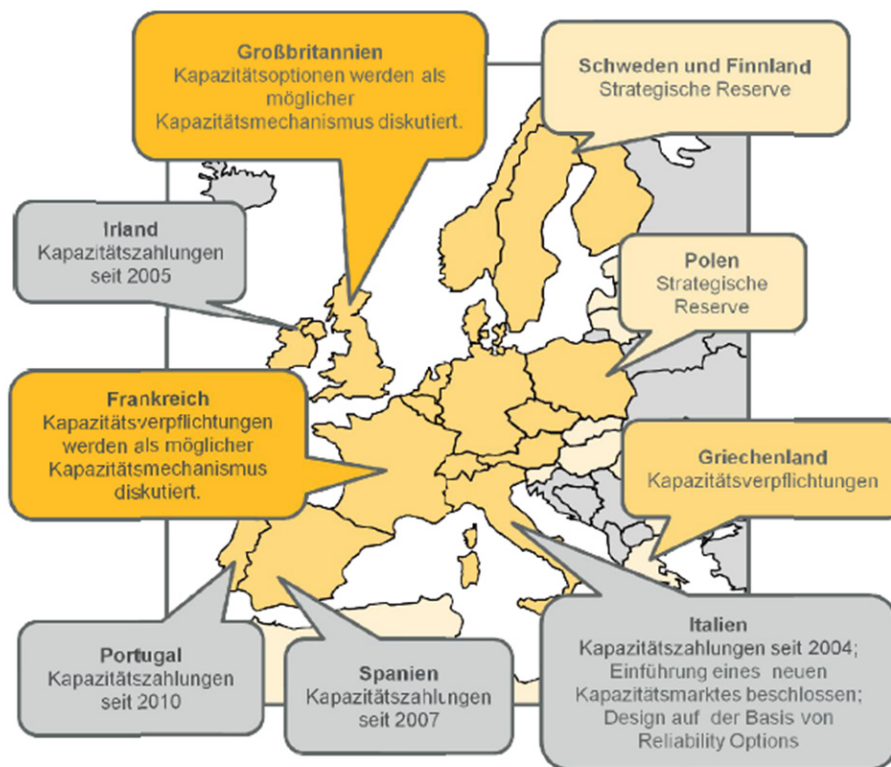
KONZEPTE ZU KAPAZITÄTSMÄRKTEN: INNEHALTEN UND AUSBLICK

Heinz Stigler¹, Udo Bachhiesl¹

„Innehalten und Ausblick“

In der Österreichisch-Ungarischen Monarchie gab es die häufig praktizierte Vorgangsweise, dass neue, risikobehaftete Verwaltungsvorhaben und Ähnliches vorab in der Verwaltungseinheit Galizien „ausprobiert“ wurden. Falls sich das neue Vorhaben bewährte, kam es für die gesamte Monarchie zum Tragen; falls nicht, hatte zwar Galizien ein Problem, aber die übrige Monarchie keinen Nachteil.

Angesichts der vielen Versuche und unterschiedlichen Vorgangsweisen hinsichtlich der „Erprobung“ von Kapazitätsmechanismen in so vielen Staaten Europas – wie sie dem eindrucksvollen Schaubild von ewi-Köln zu entnehmen sind – kann man sich des Eindrucks nicht erwehren, dass sich einerseits viele nach dem „Galizien-Status“ drängen und andererseits der „Gemeinsame Elektrizitätsbinnenmarkt“ – wie er von der EU angedacht und in seiner Richtlinie vorgesehen ist – in weitere Ferne gerückt scheint.



EWI Köln: „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“ März 2012

Wenn auch der Energy-Only-Markt anscheinend an Grenzen gestoßen ist, so soll man keinesfalls „das Kind mit dem Bade ausschütten“: Die Meriten und Vorteile des EOM sollen jedenfalls auch künftig zum Tragen kommen.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910; Stigler@TUGraz.at, www.iee.tugraz.at

Heute gibt es dank der Elektronischen Datenverarbeitung viele Möglichkeiten, die kurz-, mittel- und langfristigen Konsequenzen von neuen Marktordnungsvorstellungen (Aufbau- und Ablauforganisation) detailliert zu analysieren und ihre Wirkungen auf alle Marktteilnehmer abzuschätzen. Erst dann wären die Ergebnisse von unterschiedlichen Herangehensweisen an die Problemstellungen zu diskutieren, zu bewerten und in der Folge die entsprechenden Entscheidungen zu treffen.

(Anm.: Bewusst wurde nicht der Begriff „market design“ verwendet, da es sich um eine zu ernste und kostenträchtige Aufgabenstellung handelt. Zum design-Begriff siehe: ²⁾

Meriten und Probleme des Energy-Only-Marktes

Der EOM bringt deutliche wohlfahrtsökonomische Gewinne mit sich, indem er teurere durch billigere Kraftwerke ersetzt. Dieser gesamtwirtschaftliche Nutzen kommt einerseits den Erzeugern mit höheren Kosten (Differenz zum Tauschpreis), andererseits den Erzeugern mit niedrigeren Kosten (Differenz zum Tauschpreis) zugute. Diese wohlfahrtsökonomische Funktion des EOM muss auch bei allen künftigen Markorgani-sationen erhalten bleiben. Für den EOM ergibt sich in Kombination mit Engpassma-nagement ein ähnliches Ergebnis wie beim zentralen „Nodal Pricing“, wie es in den USA (PJM-Markt) angewendet wird.³

Das Elektrizitätssystem als Gesamtheit weist gegenüber anderen Branchen die we-sentliche Besonderheit auf, dass die variablen Produktionskosten mit zunehmender Produktionshöhe besonders stark ansteigen.

Diese Ähnlichkeit des Kurvenverlaufs der variablen Kosten über der erzeugten Menge (nicht zu verwechseln mit der Kurve der „marginal costs“ – MC) mit den in der Literatur anzutreffenden Angebotskurven stellte wohl die Verführung dar, den EOM als den „Elektrizitätsmarkt“ anzusehen. Der Energy-Only-Markt ist aber eine „Kraftwerksein-satzoptimierungs- und -tauschbörse“ und erfüllt damit eine wesentliche Funktion.

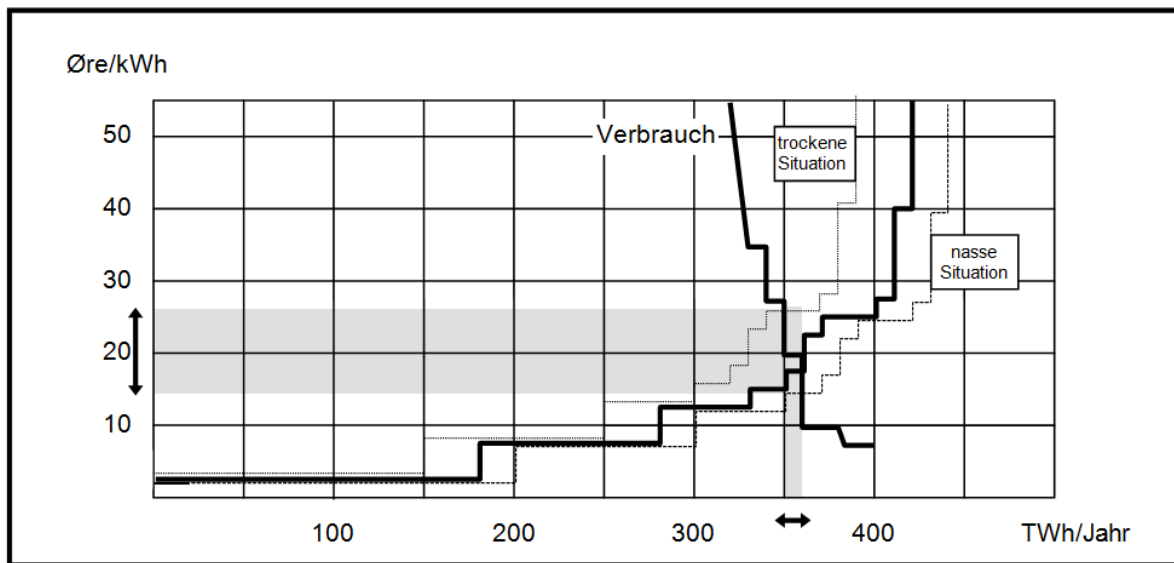
Die Preisbildung am EOM erfolgt sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrage-seite allein auf der Basis der variablen Kosten von Erzeugern. Der sich einstellende Tauschpreis trennt die ersetzten von den ersetzenden Kraftwerkseinsätzen. Da bei der Preisbildung keinerlei Fixkosten vorkommen, ist es ein (glücklicher) Zufall, wenn durch die Differenz zwischen dem „Tauschpreis“ und den gesamten variablen Kosten der Stromproduktion die gesamten Fixkosten des Kraftwerksparks abgedeckt werden.

Aktuell ist das nicht mehr der Fall, da sich die Angebotskurve aufgrund der deutlich gestiegenen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien – denen keine variablen Kosten zuzuordnen sind – nach rechts verschoben hat. Diese vorherzusehende Folge

² **Design** (lt. Wikipedia) Sprachgeschichtlich stammt der Begriff vom italienischen disegno ab. Im Englischen und Französischen bedeutet design „Gestaltung“ oder „Entwurf“, während das Italienische stärker einen erprobenden Vorgang betont, ähnlich dem spanischen diseño. Im Gegensatz zum deutschen Sprachgebrauch, der eher auf gestalterisch-kreative Aspekte abzielt und den Designbegriff weitgehend verdinglicht, umfasst der angelsächsische Begriff design auch technische bis konzeptionelle Anteile der „Gestaltung“. Der deutsche Begriff stammt vom französischen »Dessin«.

³ Stigler, H., Bachhiesl, U.: Zur Anwendbarkeit von NTC, PTDF, Energy-only-Markt, Nodal Pricing – Modelle und Implikationen; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

hat der Erstautor bereits in seiner Dissertation (angewendet auf „nasse Situationen“ – Gleiches gilt auch für mehr Wind- oder PV-Einspeisung) 1999 dargestellt ⁴ :



Wie man direkt erkennen kann, wirkt der Bereich des Schnittpunktes zwischen dem Angebot der Erzeuger (=Supply) und dem Bezug der Erzeuger (=Demand) aufgrund der Steilheit des Angebots vergleichbar einem Transistor: kleine Änderungen der Erzeugung bedingen große Änderungen beim zugehörigen Preis.

Der Schnittpunkt der Kurve der variablen Kosten mit der Nachfragekurve ergibt einen „Marktpreis“, der neben der Abdeckung der dabei angefallenen variablen Kosten noch die Abdeckung der Fixkosten für die Erzeugungskapazität ermöglichen muss: also die Abschreibungen und die Zinskosten für Eigen- und Fremdkapital sowie den überwiegenden Anteil der Personalkosten, die ja für den Betrieb der Anlagen jedenfalls erforderlich sind.

Stellte man sich ein Elektrizitätssystem vor dem geistigen Auge vor, das ausschließlich mit gleichen Kohlekraftwerken oder ausschließlich gleichen GuD-Anlagen betrieben würde, erkannte man sofort, dass in einem solchen System die Abdeckung von Fixkosten von vornherein nicht möglich wäre.⁵

In diesem Gedankenmodell eines Erzeugungssystems ausschließlich mit gleichen Kohle- oder GuD-Kraftwerken ergibt sich als interessantes Ergebnis: Es stellt sich ein „Marktpreis“ ein, der genau die und nur die variablen Erzeugungskosten abdeckt. Die Fixkosten verbleiben zur Gänze ungedeckt. („Quod erat demonstrandum!“)

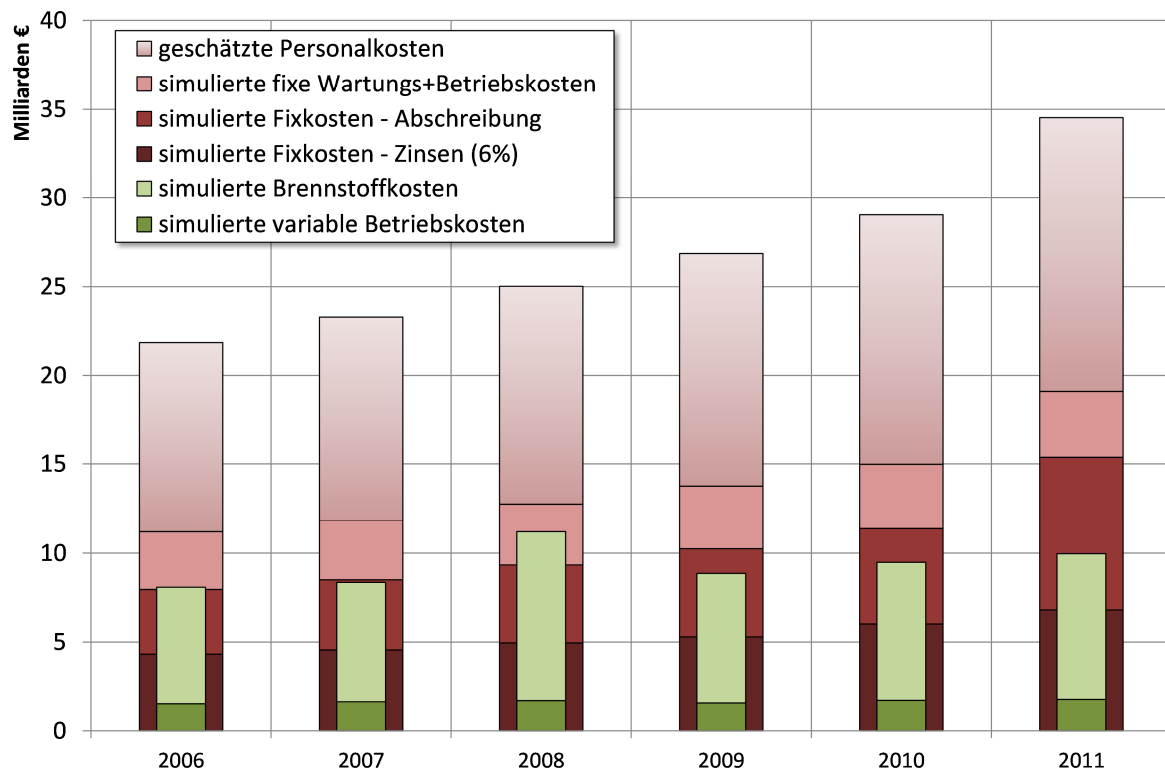
Ähnliches geschieht aktuell auf dem kontinentaleuropäischen Elektrizitätsmarkt, indem die Kurve der variablen Erzeugungskosten durch die vermehrte Einspeisung von erneuerbarer Energie immer weiter nach rechts verschoben wird.

⁴ Stigler, H.: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation TU Graz 1999

⁵ F. Tyma; W. Süßenbacher; U. Bachhiesl; H. Stigler: Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise; 11. Energieinnovations-symposium, TU Graz 2010

Abschätzung der Relation von fixen zu variablen Kosten im Elektrizitätssystem Deutschlands

Mithilfe des Modells ATLANTIS an unserem Institut haben wir für die fünf größten Erzeugungsunternehmen deren Aufwandsstruktur ermittelt. Da in ATLANTIS keine steuerrechtlichen Vorgänge abgebildet werden, entsprechen diese Aufwendungen in etwa den tatsächlich anfallenden Kosten.⁶



Die Kostenrelation zwischen variablen (grüne Balken) und fixen (braune Balken) Kosten zeigt ein massives Übergewicht der Fixkosten. Der deutliche Anstieg im Jahr 2011 ist auf den Kernenergieausstieg in Deutschland und die damit stillgelegten Kernkraftwerke zurückzuführen.

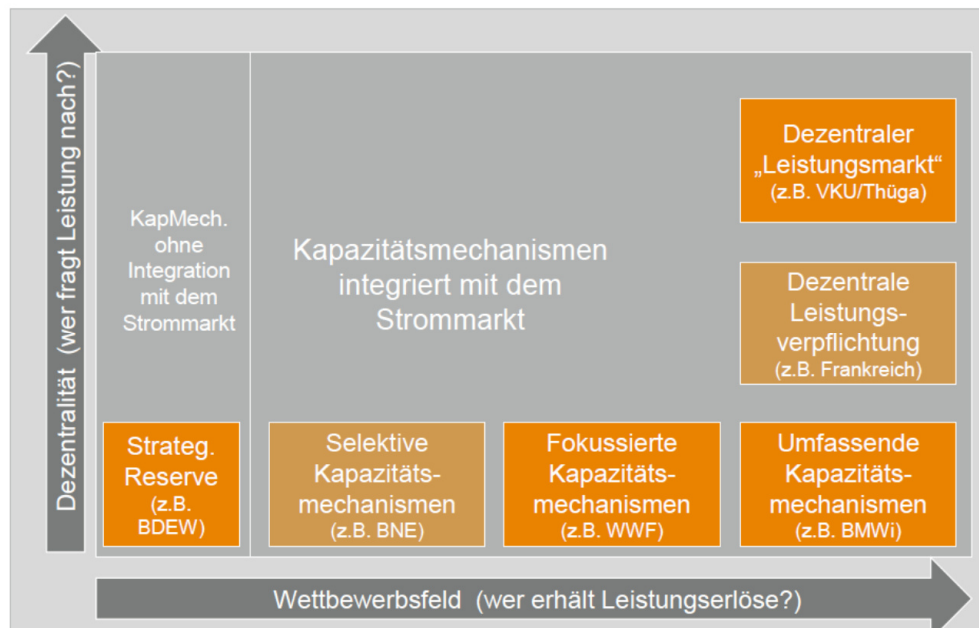
Mit diesen Kostenrelationen ist direkt einsichtig, dass die aktuelle Preisbildung, die ausschließlich auf variablen Kosten beruht, nur schwer in der Lage ist, langfristig und dauerhaft für eine Vollkostendeckung zu sorgen.

Kapazitätsmärkte und -mechanismen

Bisher fehlt eine – gemeinsam verstandene und akzeptierte – Begriffsbildung zu Kapazitätsmärkten und -mechanismen. Dies wäre für eine zielführende Diskussion eine wertvolle Voraussetzung. Auch so weit entfernt klingende Formulierungen wie „Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien“ bedingt wohl die Verfügbarkeit von entsprechender Kapazität in Hochlastzeiten.

⁶ Schüppel, A., Stigler, H.: Der Wohlfahrtsgewinn der „Energy Only“-Strombörse; 13. Energieinnovations-symposium 2014, TU Graz

„Enervis“ strukturiert aktuelle Diskussionen nach den Kriterien Wettbewerbsfeld und Dezentralität: ⁷



Quelle: enervis

Kapazitätsmärkte und / oder Energy-Only-Markt?

Wie bereits ausgeführt, ergäbe sich bei einem Energy-Only-Markt ausschließlich mit Erneuerbaren Energien oder ausschließlich mit kosten-ähnlichen thermischen Kraftwerken das Ergebnis, dass sich entweder kein Preis einstellte oder ein Preis, der zwar die gesamten variablen Kosten aber keinerlei Kosten für die Kapazität abdeckte.

In einem Kraftwerkssystem, in dem sehr kostengünstige Kraftwerke (z.B. Kernkraftwerke) in verhältnismäßig kurzer Zeit durch andere thermische Kraftwerke (z.B. GuD-Kraftwerke) ersetzt werden, ergibt sich folgendes Bild: Einerseits steigen die sich einstellenden EOM-Preise aufgrund der Links-Verschiebung relativ stark an, andererseits verringert sich die Fläche zwischen dem sich dann einstellenden (Tausch-) Preis und der Fläche unter der Kurve der variablen Kosten.

Dass in einem solchen Fall die Fixkosten abgedeckt werden könnten, ist aus folgendem Grund zu bezweifeln: Die neu ans Netz gegangenen Kraftwerke sind neu und haben damit im Vergleich sehr hohe Anschaffungswerte, von denen abzuschreiben ist. Weiters sind diese Kraftwerke noch nicht abgeschrieben, sodass auch Zinsen für das Kapital in voller Höhe der Anschaffungswerte zu bezahlen sind. Das eventuell geringer notwendige Personal fällt dem gegenüber nicht wesentlich ins Gewicht.

Diese Gegebenheiten sprechen durchwegs für die Einrichtung eines Kapazitätsmarkts neben dem bisherigen Energy-Only-Markt, der aufgrund seiner Meriten jedenfalls auch künftig bestehen muss.

⁷ Herrmann: Der dezentrale Leistungsmarkt – Vorstellung und Einordnung eines Vorschlags zur marktlichen Organisation der Leistungsvorhaltung; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Kapazitätsmärkte und die Verbraucherseite

Die Gegebenheit, dass elektrische Energie nicht speicherbar ist, bedingt besonders zu Spitzenlastzeiten eine entsprechende Nachfrage.

Auf der Angebotsseite stehen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke zur Verfügung. Bei den Nachfragern gibt es solche, die ganzjährig Strom beziehen, manche besonders im Winterhalbjahr, manche nur im Sommerhalbjahr, manche in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung (Strand-Cafés) usw.

Die Zuordnung der entstehenden Kosten soll entsprechend dem Anforderer- = Verursacherprinzip so erfolgen, dass jeder Verursacher genau jene Kosten tragen soll, die ihm auch zuzurechnen sind – und keine weiteren.

Soferne künftig auch Kapazitätsmärkte oder -mechanismen zum Tragen kommen, so sind eben die Preise auf den Tauschbörsen (= EOM) nicht mehr als Gesamtpreise für das Gesamtprodukt aus Leistung und Energiemenge anzulegen, sondern die beiden Produkte: Energiemenge und Leistung (= Energiebezug zu einem bestimmten Zeitpunkt) getrennt zu bepreisen.

Diese Vorgangsweise gibt es ja bereits heute: So werden die Kosten für die Infrastruktur Netz ja auch nach dem Leistungsbezug und der für die Energielieferung benötigte Energiemenge (= Verlustenergie für den Stromtransport) bepreist.

Wissenschaft als „l'art pour l'art“?

Es ist zum Teil verwirrend und bedrückend, wenn man die energiewirtschaftlichen Entwicklungen der letzten Jahrzehnte verfolgt: zwar gibt es genügend Beispiele, was energiepolitisch „schief“ gehen kann, trotzdem wird es gemacht. Eindrucksvolle Beispiele sind die sogenannten PURPA-Maschinen der USA; Kleinwasserkraftwerkszertifikate; die Idee, dass Strom handelbar wäre wie „Schweinebäuche“; die wieder intensivierete Diskussion um Doppelregulierung der Elektrizitätswirtschaft durch CO₂-Zertifikate und EE-Quoten (führt zu einem schwingungsfähigen System) u.v.a.m.

Es ist zu hoffen, dass die Verantwortlichen der Energiebranche auch künftig wie in der Vergangenheit ein Naheverhältnis zur Wissenschaft und deren Ergebnissen haben – und umgekehrt die Energiewissenschaftler zur Praxis. Diesbezügliche klingende Namen der Vergangenheit sind die leider nicht mehr unter uns weilenden: Oskar von Miller, Oskar Vas, Ludwig Musil, Leopold Bauer u.a.

Literatur

Fink, J.: Grundlagen, Analysen und Modelle für Elektrizitätsmärkte; Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz 2002

Hütter, D., Stigler, H.: Die Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Nacht, Th., Stigler, H.: Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke, 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Schüppel, A., Stigler, H.: Der Wohlfahrtsgewinn der „Energy Only“-Strombörse; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Schüppel, A., Stigler, H.: Wertigkeit erneuerbarer Energien am Beispiel Windenergie in Deutschland; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Stigler, H.: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation TU Graz 1999

Stigler, H.: Die Anforderungen für eine erfolgreiche Energiewende; ÖVE/ÖGE-Tagung Graz 10.10.2013

Stigler, H.: Konzept für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes, Eltville 3.9.2013

Stigler, H., Bachhiesl, U.: Problemstellungen des wohlfahrtsökonomischen Marktkonzepts in der Elektrizitätswirtschaft; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Stigler, H., Bachhiesl, U.: Die Leistungskomponente in der klassischen Kostenformel der Energieumwandlung „Spezifische annuitätische Stromerzeugungskosten“; 13. Energieinnovationssymposium TU Graz, 2014

Stigler, H., Bachhiesl, U.: Zum Speicherproblem: Energiedienstleistungs-Speicherung vs. Just-in-time-Produktion; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Stigler, H., Bachhiesl, U.: Zur Anwendbarkeit von NTC, PTDF, Energy-only-Markt, Nodal Pricing – Modelle und Implikationen; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Stigler, H., Bachhiesl, U., Hütter, D.: Sind „energy only“-Märkte langfristig tragfähig? 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2013

Süßenbacher, W.: Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft; Dissertation am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz 2011

Tyma, F.: Mikroökonomisches und makroökonomisches Modell der Elektrizitätswirtschaft; Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz 2009

Tyma F., Süßenbacher, W., Bachhiesl, U., Stigler, H.: Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise; 11. Energieinnovationssymposium, TU Graz 2010