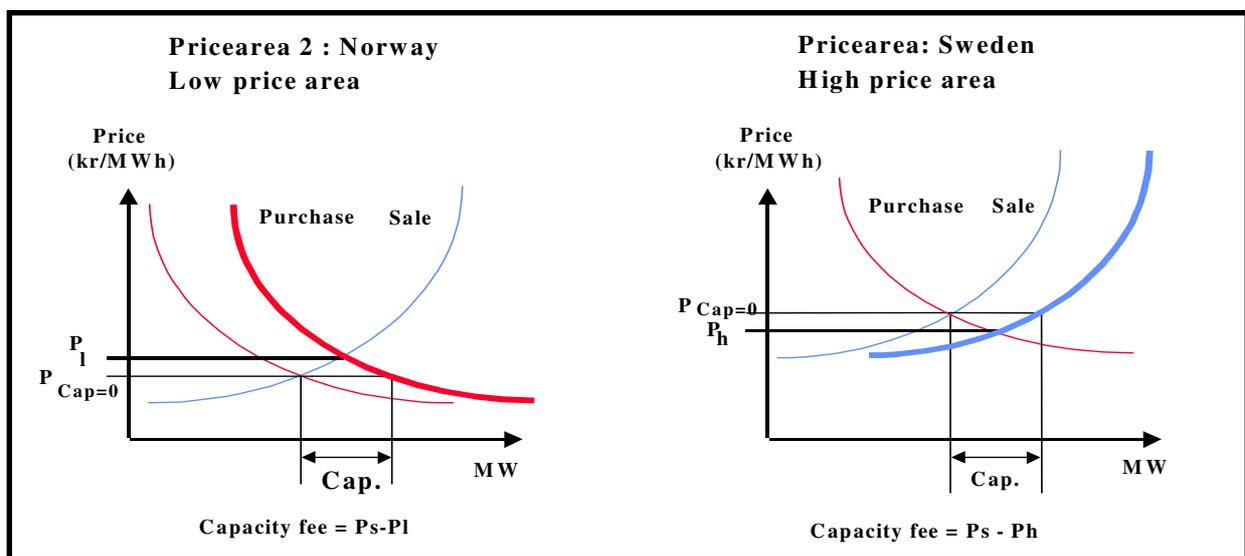


ZUR ANWENDBARKEIT VON NTC, PTDF, ENERGY-ONLY-MARKT, NODAL PRICING – MODELLE UND IMPLIKATIONEN

Heinz Stigler¹, Udo Bachhiesl¹

NTC ist ein gutes Konzept, die Leitungsbelastung von „langgestreckten“ Elektrizitätswirtschaften zu kontrollieren. So war in Norwegen bereits ein „price-cap“ eingeführt, um die einzige Nord-Süd-Leitung nicht über Gebühr zu belasten.

Dem entspricht die folgende Vorgangsweise: Zuerst wird ein Preis $P_{Cap=0}$ berechnet, der nur auf den Angeboten und Nachfragen des jeweiligen Gebietes beruht. Im Überschussgebiet ergibt sich dann die Preiskurve aus zusätzlicher, nicht preisabhängiger Nachfrage die einer Menge der Kapazität "Cap" entspricht und einer korrespondierenden preisabhängigen Verkaufsmenge im Defizitgebiet. Dies impliziert eine Parallelverschiebung der Nachfragekurve im Überschussgebiet und der Angebotskurve



im Knappheitsgebiet. Dieser Mechanismus ermöglicht die Nutzung der gesamten Transportkapazität.

Ähnliche Gegebenheiten findet man auch in Schweden, wo sieben parallele Nord-Süd-Verbindungen als „trunk line“ die im Norden erzeugte elektrische Energie in die Verbrauchsschwerpunkte im Süden Schwedens transportiert werden.

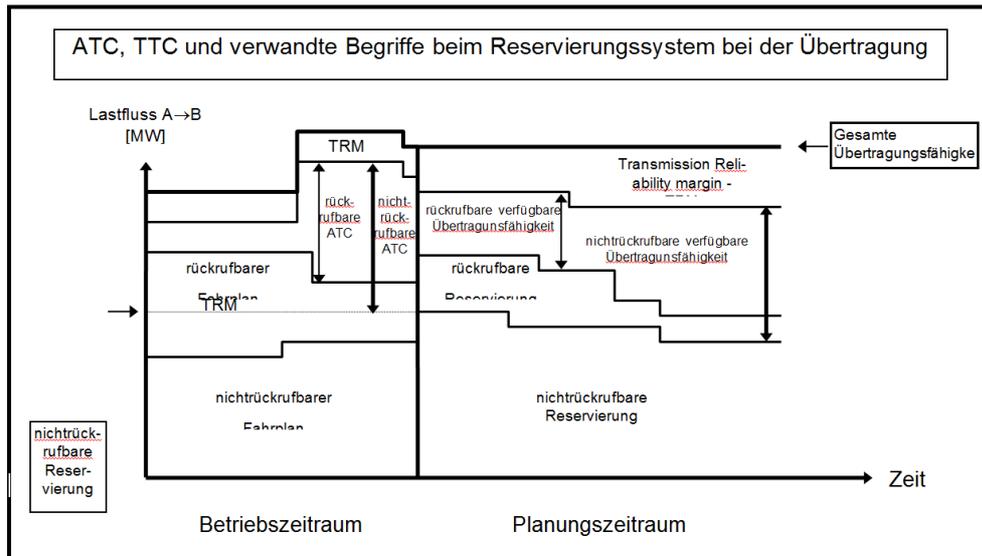
In Großbritannien verbinden zwei parallele Leitungen im Osten und im Westen des Landes den Verbrauchsschwerpunkt im Süden mit dem Norden. Diese beiden Leitungen sind mehrmals quer miteinander verbunden. Im Großen und Ganzen ergibt sich damit auch die Anwendbarkeit eines NTC-Konzepts, wenngleich auch wegen der Querverbindungen von „Zonen“ – mit zunehmendem Abstand von London – gesprochen wird.

Neuseeland weist ebenfalls eine langgestreckte Elektrizitätssystem-Struktur auf, die die Nord- mit der Südinsel verbindet. Auch hier ist ein NTC-Konzept anwendbar.

Australien ist in einem schmalen Randbereich der Meere besiedelbar, sodass sich auch hier ein langgestrecktes Elektrizitätssystem entwickelt hat; auch hier können die Leitungen mittels des NTC-Konzepts ohne Überlastungen betrieben werden.

Der Begriff der „Available Transfer Capability“ ATC – und die davon abgeleitete NTC – kommen auch im amerikanischen Reservierungssystem für die Auslastung von langen Leitungen im amerikanischen Mittelwesten vor.

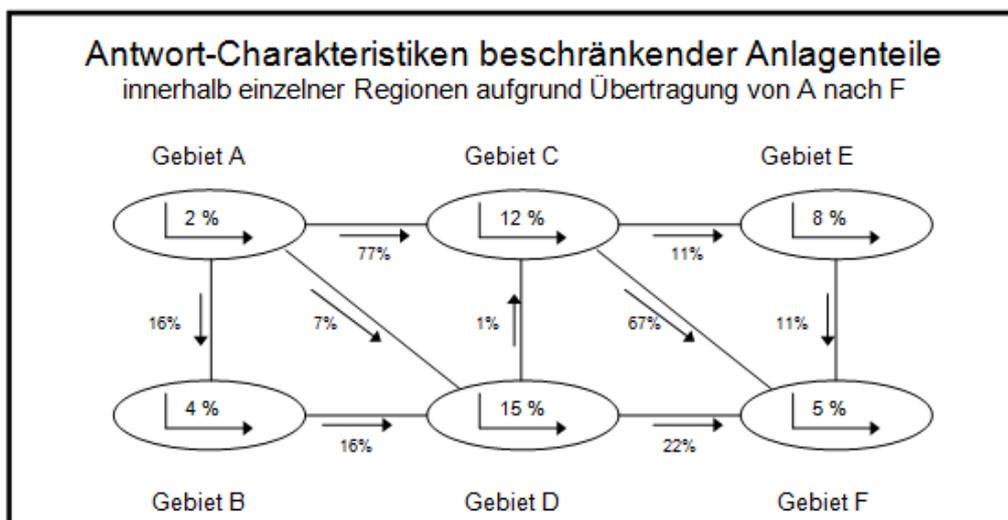
¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910; Stigler@TUGraz.at, www.iee.tugraz.at



Wie man einfach erkennt, dienen in diesen Ländern NTC-Werte zur Vermeidung von Überlastungen von langen Leitungen, indem man durch „price-caps“ die Entstehung von Überlastungen von Leitungen vermeiden kann.

In dichten, hochvermaschten Übertragungsnetzen wurde bereits 1999 die „Netzantwortmethode“ angewendet, bei denen Kundenbedarf, Erzeugungsquellen und Übertragungssystem eng miteinander verknüpft sind. In solchen Netzen können kritische Übertragungspfade für eine bestimmte Übertragung nicht generell im Voraus identifiziert werden. Der kritische Pfad wird zumeist von den konkreten Bedingungen zu Zeitpunkt der Durchführung der Übertragung abhängen.

Durch eine konkrete Durchleitung in einem eng vermaschten Netz, antwortet das gesamte Netz auf die zusätzliche Belastung. Die Lastflüsse auf jedem Pfad verändern sich entsprechend der Netztopologie, Kraftwerkseinsätzen, Höhe des Kundenbedarfs, andere Durchleitungen durch das Gebiet und Auswirkungen von anderen Transaktionen aus anderen benachbarten Gebieten.



Warum die EU – mit einem hoch vermaschten, flächigen Marktgebiet – das NTC-Konzept als Lösung für die bei der Einführung eines Energy-Only-Marktes zwangsläufig entstehenden Netzengpässe eingeführt hat, ist unklar. Offensichtlich haben nicht-kontinentale ökonomische Denkrichtungen – gestützt auf langgestreckte Elektrizitätssysteme – diese Entscheidung maßgeblich beeinflusst.

Energy-Only-Markt ist ein ausgezeichnetes Instrument, mit marktwirtschaftlichen Mitteln eine wohlfahrtökonomische Optimierung zu erreichen. Dabei kommt es zu einem Abtausch des Einsatzes von teureren durch (noch verfügbare) billigere Kraftwerke eines anderen Erzeugers. Der ansonsten teurere Erzeuger erspart sich dadurch die Differenz seiner teureren Erzeugung und dem „Tauschpreis“; der nunmehr liefernde billigere Erzeuger erhält nicht nur seine variablen Kosten sondern zusätzlich die Differenz dieser und dem Marktpreis.

Das EOM-Konzept setzt allerdings eine sogenannte „Kupferplatte“ zwischen allen Erzeugern des Gebietes voraus, das in der Realität nicht gegeben ist. Durch die Netzbeschränkungen kommt es zu Engpässen, die mittels Engpassmanagement (Countertrading, Redispatch usw.) aufzulösen sind. Warum die Kosten dieses Engpassmanagements durch die Netzbetreiber aufzubringen sind, bleibt ein Geheimnis der Erfinder dieser Regelung.

Jedenfalls ist der Energy-Only-Markt nicht in der Lage, entsprechende langfristige Signale für den Zeitpunkt und den Ort künftig erforderlich werdender neuer Kraftwerkskapazitäten zu liefern. Im Gegenteil befördern diese Gegebenheiten sogar die örtliche Allokation neuer Kraftwerkskapazitäten ohne Berücksichtigung der konkreten aktuellen und künftigen Netzgegebenheiten.

Da die Preisbestimmung am Energy-Only-Markt ausschließlich mittels der variablen Kosten der am Markt beteiligten Unternehmen erfolgt, ist ein Marktpreis, der gerade die richtige Höhe hat, sodass auch die fixen Kosten abgegolten werden, ein glücklicher Zufall.

Nodal Pricing führt im Ergebnis im Großen und Ganzen zum gleichen Ergebnis wie ein Energy-Only-Markt in Kombination mit Engpassmanagement. Dabei setzt ein zentraler Systemoperator (ISO) alle Kraftwerke seines Gebietes unter Berücksichtigung der beschränkenden Gegebenheiten des Netzes kostenminimal ein. Die eingesetzten Kraftwerke bekommen ihre variablen Kosten ersetzt sowie die Differenz des Knotenpreises (der den Einsatz der einzelnen Kraftwerke unter diesem Knoten determiniert) und den konkreten variablen Erzeugungskosten. Da es beim Nodal Pricing aber sehr viele Knoten im Vergleich zu dem fiktiven einen Knoten des Energy-Only-Marktes gibt, sind die Gewinne der Erzeuger viel geringer.

Diese eher zentralwirtschaftliche Vorgehensweise war bereits 1999 im Gebiet von PJM im Osten der Vereinigten Staaten unter wissenschaftlicher Federführung von Harvard (HEPG) installiert.

Jedenfalls ist hier ein Independent System Operator (ISO) erforderlich, der das System zentral steuert. Da die Kraftwerksbetreiber nur ihre variablen Kosten (samt einem surplus) abgegolten bekommen, ist auch eine Regelung für die Abgeltung der Fixkosten in geeigneter Weise erforderlich.

Aus Sicht der Netzbetreiber stellt das Nodal Pricing eine gute Möglichkeit dar, ihr Netz zuverlässig und sicher zu betreiben. Dies deshalb, da der wohlfahrtsökonomisch günstigste Kraftwerkseinsatz ja unter Berücksichtigung der Netzgegebenheiten gesteuert wird.