

Wie Supermärkte von Stockholm bis Palermo

Stefan P. Schleicher, Ökonomieprofessor mit Schwerpunkt Klima und Energie, kommentiert die aktuelle Lage zu Gas und Strom, erklärt das Merit-Order-Prinzip und nennt Best-Practice-Beispiele der Gegenwart und Zukunft.



ÖKO+: Lieber Herr Professor Schleicher, haben Sie Wahrnehmungen zu den Erdgasleitungen Italiens, die im vorigen Interview bereits ein Thema waren? Kommt auf diesem Weg schon etwas zu uns?

Prof. Stefan Schleicher: Ich weiß von großen Unternehmungen, die sich Kapazitäten gesichert haben. Aber die wesentliche Frage ist, ob das Gas jetzt gebraucht wird. Das russische Gas fließt weiterhin, allerdings in stark reduzierten Mengen nach Österreich und dürfte noch immer preisgünstiger sein als alternative Quellen. Generell finden wir uns in einer völlig neuen Zeit wieder mit völlig neuen Problemstellungen. Lange Zeit war man der Meinung, es soll so wenig wie möglich Restriktionen im internationalen Handel geben. Dies sieht jetzt doch deutlich anders aus, vor allem am Energiemarkt.

Das heißt, der Energiebinnenmarkt rückt wieder weiter weg?

Bei der Frage der Strompreisregulierung kommt man mit dem bisher akzeptierten Argumentationsschema nicht weiter. Jacques Delors, der Kommissionspräsident von 1985 bis 1995, hat einmal gesagt, er wünscht sich, dass in

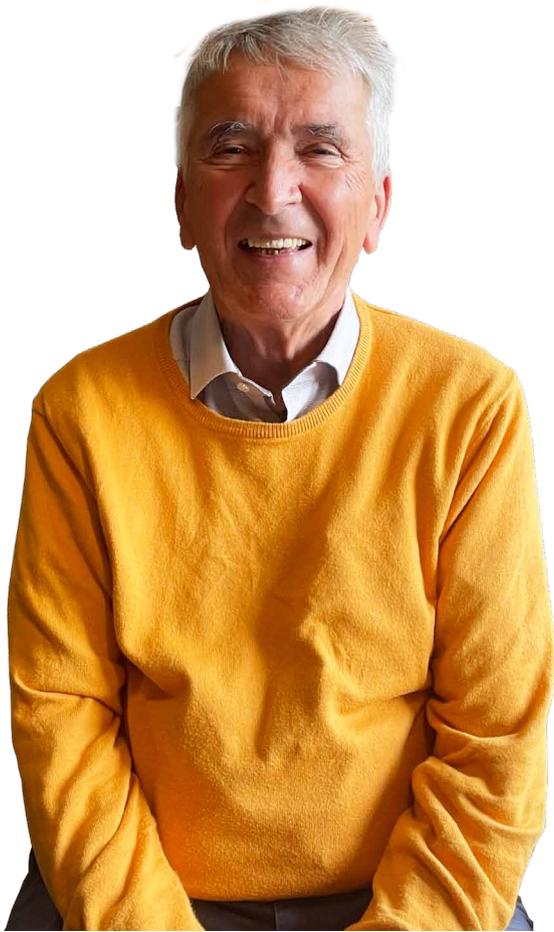
Zukunft die Supermärkte von Stockholm bis Palermo gleich bestückt sein sollen. Übertragen auf das Thema Energie würde das heißen: Elektrizität soll überall gleich viel kosten. Dann reicht es aus, darauf zu achten, dass die entsprechende Infrastruktur – vor allem in Form der sogenannten Interkonnektoren – verfügbar ist. Und da kommt jetzt auf einmal eine Erfahrung, wofür man wirklich keine ökonomische Studie braucht: Wenn ein Land wie Österreich drei Viertel seiner Elektrizität selbst sehr billig erneuerbare Energie erzeugen kann und sich nur den verbleibenden Rest irgendwie besorgen muss: Warum machen wir alle Schwankungen des europäischen Großhandelsstrompreismarktes in Österreich mit? Natürlich gibt es Profiteure dieses Systems und daher auch ein gewisses Beharrungsvermögen.

Gibt es Länder, die das Problem anders gelöst haben?

Schauen wir in die Schweiz. Die Schweiz nimmt am europäischen Strommarkt teil, aber die Inlandspreisbildung schaut ganz anders aus. Diese ist weitgehend ein Poolpreis. Also das, was im Inland angeboten wird, und das, was im Ausland zugekauft werden muss, bestimmt den Mischpreis für Elektrizität. Dann gibt es noch ein paar Differenzierungen, denn ab einer bestimmten Abnahmemenge kann man entscheiden, ob man voll am liberalisierten Markt teilnehmen will oder nicht, das ist interessanterweise eine Einmalentscheidung. Man kann nicht sagen, heute möchte ich dabei sein und morgen nicht mehr. Die Schweiz braucht dafür einen sehr hohen Regulierungsaufwand, um diese Preisbildung durchzuhalten. Das muss man immer dazu sagen. Aber im Endeffekt beträgt die Preissteigerung für Elektrizität in der Schweiz einen Bruchteil von dem, was wir in Österreich beobachten. Und letztlich läuft es immer darauf hinaus, dass man sich beim Gut Elektrizität überlegen muss, warum sollte es hier nicht regionale Differenzierungen geben. Es gibt sogar für Deutschland Vorschläge, drei Preiszonen zu bilden. Das muss seine Gründe haben und hängt natürlich auch damit zusammen, dass zum Beispiel der Norden viel leichter mit billiger Windenergie beliefert werden kann, als der Süden. Aus dem simplen Grund, weil es aussichtslos erscheint, in den Süden die entsprechenden Leitungen zu legen.

Heißt das, Österreich ist nun noch getrennter vom deutschen Markt, Stichwort Strompreistrennung?

Wir sind de facto abgehängt worden. Wir waren lange Zeit dabei und haben sicher davon sehr profitiert. Die Überraschung ist, dass die Zusatzkosten durch das Abhängen der deutschen Preiszone kaum spürbar sind im Vergleich zu dem, was wir derzeit durch die Verwerfungen bei den Großhandelspreisen erfahren. Das heißt, die Strompreistrennung tut uns gar nicht so weh, wie die großen krisenbedingten Energieschocks.



Prof. Stefan Schleicher im Interview mit ÖKO+ im Oktober 2022.

Sind wir mit dieser Erkenntnis in Österreich allein?

Ich habe sehr gute Kontakte nach Großbritannien, wo es diese Diskussion auch gibt, ausgelöst durch den Ausbau der Erneuerbaren. Letztlich sind es überall die Erneuerbaren, die das sogenannte Merit-Order-Prinzip in Frage stellen, weil Elektrizität aus Windturbinen und Photovoltaik auf einmal im Vergleich zu den Fossilen sehr billig geworden sind. Nach dem Merit-Order Prinzip bestimmen aber die teuersten fossilen Anlagen den für alle Marktteilnehmer geltenden Großhandelspreis. Sobald größere Mengen Erneuerbare in den Markt kommen, stellt sich zusätzlich die Frage: Wie geht man mit der Volatilität der Erneuerbaren um? Einige EnergieökonomInnen meinen, es müssen von den Betreibern der Erneuerbaren selbst Reservekapazitäten bereitgestellt werden. Das würde heißen: Jemand, der Wind- oder Photovoltaikstrom herstellt, muss selbst sicherstellen, dass er Ausgleichsenergie hat, wenn der Wind nicht bläst oder die Sonne nicht scheint.

Das heißt, er müsste sich Dieselgeneratoren hinstellen?

Da kann man sich viel vorstellen, auch alle möglichen Arten von Speichern, was natürlich schon ein bisschen absurd ist. Ich bringe das nur als Beispiel, wie diese Diskussion mit Scheuklappen behaftet auch in der Zukunft der Energieexpert:innen geführt wird. Theoretisch

könnte ein Erneuerbarenstrom-Hersteller eine Art als Versicherung mit einem Betreiber von Gaskraftwerken abschließen, als Backup. Dieser fossile Strom wird ins Netz eingespeist, wenn zu wenig erneuerbarer Strom da ist. Und diese Versicherung kostet natürlich etwas, und verteuert den Strom der Erneuerbaren. Das als Hinweis, auf welche abwegigen Ideen bisherige Denkschablonen führen.

Und wo kommen wir mit einem neuen Denken hin?

Die neuen Überlegungen versuchen, die Märkte für Elektrizität aufzutrennen, beispielsweise einen Markt für Elektrizität aus Erneuerbaren und einen Markt für den Rest. Dabei müsste sichergestellt werden, dass die Erneuerbaren vorrangig abgenommen werden. Dann ist noch eine weitere Restriktion erforderlich, die aus Erneuerbaren bereitgestellte Elektrizität nur auf einen bestimmten geografischen Bereich, wie den Staat Österreich, eingrenzt. Zum Beispiel dürfte Elektrizität, die aus österreichischen Windkraftanlagen generiert wird, nicht mit einem Zusatzgewinn nach Bayern verkauft werden. Diese Teilung der Märkte für Elektrizität demonstriert auch das Schweizer Modell: Primär ist mit den einheimischen Anlagen einmal das Inland zu bedienen, und zwar zu einem sogenannten Cost-Plus-Preis, Kosten plus einem akzeptierten Gewinnaufschlag, aber nicht mehr. Reicht die inländische Erzeugung nicht aus, dann wird der Restbedarf im internationalen Großhandel eingekauft. Der Inlandspreis ist dann eine Gewichtung der Preise aus der inländischen Bereitstellung und dem internationalen Zukauf. Grundsätzlich bleibt bei einer solchen Marktauftrennung das Merit-Order-Prinzip erhalten, allerdings nur für die Restmengen auf dem internationalen Markt.

Ihre Schlussfolgerung für das Energiesystem?

Wir müssen bei der Preisbildung für Elektrizität das gesamte Energiesystem im Auge haben. Es fängt damit an, dass man, wo es nur geht, bei thermischen Anlagen Cogeneration forcieren soll, also Wärme und Strom gleichzeitig zu erzeugen und zu nutzen. Und bei der Photovoltaik gibt es eine Entwicklung, die in Österreich noch kaum angekommen ist, sogenannte Hybridpaneele, die auch die bei der Erzeugung der Elektrizität in den Paneelen entstehende Wärme abführen und nutzbar machen.

Was bedeutet das für den Umgang mit Energie in Gebäuden?

Hier beginnen sich sogenannte Quartierskonzepte zu entfalten, die Gebäude immer im Verbund sehen, statt nur den Blick auf einzelne Gebäude zu werfen. Die innovativen Elemente sind die bewusste gemischte Nutzung dieses Gebäudebestands vom Wohnen über Arbeiten bis zu den sonstigen Aktivitäten, wodurch kurze Wege entstehen, die den Mobilitätsbedarf deutlich

reduzieren. Dann ein sehr innovatives Energiesystem, das vor allem im Bereich Wärme und Kühlen auf Niedertemperatur über Anergienetze setzt und damit lokale Geothermie als neue Energiequelle entdeckt. Verbunden sind diese Netze mit Tiefenbohrungen, über die im Winter Erdwärme verfügbar wird und im Sommer Erdkälte für das Kühlen. Diese neuen Konzepte für die Temperierung der Gebäude sind wahrscheinlich auch die leichteste Lösung, um aus Öl und Gas rauszukommen. Vor allem in der Schweiz sind herausragende Beispiele für solche Quartiere zu sehen. Zögernd werden auch in Österreich erste Projekte mit der Qualität von Quartieren umgesetzt.

Wie kann man sich Anergienetze vorstellen?

Das sind Niedertemperatur-Wärmenetze, wo im Winter warmes Wasser mit rund 25 Grad Celsius durchfließt, im Gegensatz zu Fernwärmenetzen, wo diese Temperaturen in Wien sogar bis zu 90 Grad Celsius erreichen können. So hohe Temperaturen erfordern dafür eine geeignete Primärenergie, wie Gas, und haben auch größere Netzverluste. Niedrigtemperatur-Wärmenetze im Verbund mit Geothermie hingegen haben einige Zusatzqualitäten. Zusammen mit Wärmepumpen ist viel weniger Primärenergie erforderlich. Dann wird Abwärme recycelt. Was also üblicherweise an Wärme den Kanal runter geht, versucht man gleich wieder raufzuholen. Wir duschen meist mit Warmwasser zwischen 35 und 40 Grad Celsius, Waschmaschinen und Geschirrspüler arbeiten in einem ähnlichen Temperaturbereich. Dieser Wärmeverbrauch soll aber keine Einbahnstraße sein. Diesen zu recyklieren, bringt schon sehr viel.

Das heißt, aus Abwassernetzen lässt sich viel Wärme rausholen?

In Wien testet man dieses Wärme-Recycling zentral über eine Riesenwärmepumpe. In den Quartierslösungen ist Wärme-Recycling integraler Bestandteil der Anergienetze. Durch Geothermie und solare und photoelektrische Sonnenenergie wird dann über Wärmepumpen der Bedarf an Wärme fast vollständig lokal erfüllt, bei Elektrizität gibt es Beispiele für eine Eigenversorgung bis zu zwei Drittel. Das sind Hinweise, dass die künftigen Strukturen der Energiesysteme sich stärker zu dezentralen Clustern entwickeln könnten.

Wie schnell, glauben Sie, kann man solche Anergienetze bauen?

Der Engpass sind die dafür notwendigen Tiefenbohrungen. Hier können wir viel von Schweden lernen. Lokale Geothermie ist dort, vor allem im Neubau, praktisch zu einem Standard geworden. Daher kostet eine schwedische Tiefenbohrung meist nur ein Drittel von dem, was wir in Österreich derzeit zahlen. Umweltprobleme entstehen durch diese Bohrungen, die zwischen 100 und 300 Meter Tiefe erreichen, nicht.

Warum bekommen diese Energiesysteme der Quartierskonzepte so viel Aufmerksamkeit?

Es sind mindestens drei Innovationen, die diese als Energie-Cluster oder Energie-Hubs bezeichneten Energiesysteme auszeichnen. Erstens die Erkenntnis, dass wirklich viel Energie lokal verfügbar ist, neben den in die Gebäude integrierten Panels für Elektrizität und Wärme auch die lokal erreichbare Geothermie. Zweitens ein neuer Umgang mit Wärme über die Anergienetze, mit Recycling von Wärme und Nutzung von lokaler Geothermie. Drittens eine sehr sorgfältige Steuerung beim Verbrauch von Wärme und Elektrizität in hocheffizienten Anwendungen, vor allem durch die thermische Qualität der Gebäude. Dadurch bleibt eben nur ein sehr kleiner Restenergiebedarf übrig, für den dann das lokale Energiesystem künftig immer mehr ausreichend sein wird. Verbindungen mit übergeordneten Netzen bei Elektrizität sind dann meist nur mehr für Ausnahmesituationen erforderlich. Damit ist in solchen Systemen die Abhängigkeit der Preise von Elektrizität über einen Großhandel und dortigen volatilen Preisbewegungen gekappt.

Wer stemmt diese Art von Investitionen?

Überraschenderweise sind das in der Schweiz meist private Investoren, die eine lange Industrietradition haben, zum beispielsweise in der Stadt Cham im Kanton

Stefan Schleicher
veranschaulicht Merit-Order
im Interview mit ÖKO+



Zug, eine Stadt mit ungefähr 17.000 Einwohner:innen. Eine Familie hat dort über 300 Jahre auf einem mehr als 10 Hektar großen Areal Papier erzeugt, ein Produkt, das in der Schweiz nicht mehr profitabel erzeugt werden kann. Auf diesem Industrieareal ist nun von dieser Familie mehr als eine Milliarde Euro in das Quartier „Papieri“ investiert worden. Dahinter steckt die strategische Überlegung, dass innovatives Bauen und die Nutzung dieser Bauten nicht nur ein zunehmend gefragtes Produkt sein werden, sondern auch eine langfristige Werterhaltung der Investitionen erwarten lässt.

Wie ist das Merit-Order-Prinzip eigentlich entstanden, die zentrale EU-Regelung im Strommarktdesign?

Das Merit-Order Prinzip reflektiert das Verständnis der Elektrizitätsmärkte in den Neunziger-Jahren. Zugrunde liegt die Vorstellung, dass es für ein Land nur einen Bereitsteller für Elektrizität gibt. Wie würde sich dieses Unternehmen verhalten? Basierend auf Einschätzungen der Nachfrage würde man unterschiedliche Kraftwerksanlagen bauen: Also einige für Grundlast, einige für Mittellast und einige für Spitzenlast. Die hätte man gemäß der Nachfrage eingesetzt. Grundlast sollte immer durchfahren, Mittellast wird wahrscheinlich Tagesspitzen abdecken und wenn es besondere Spitzen gibt, kommen ein paar Gasturbinen dazu. Und das, was aus der Sicht eines einzelnen Anbieters völlig plausibel ist, hat man versucht auf ganz Europa zu projizieren. Österreich kann etwa durch seine Speicherkraftwerke sehr viel Tagesspitzenlast liefern, Deutschland hat eine starke Geschichte bei Kohle und Kernenergie. Besonderes Gewicht bekam dann der Day-ahead-Markt, wo der Kraftwerkeinsatz für den nächsten Tag festgelegt wird. Dafür liefern die potenziellen Anbieter am Vortag an die Börse lieferbare Mengen und dazugehörige Preise, die deren Grenzkosten reflektieren sollen. Die Administratoren der Börse legen dann unter Abschätzung der erwarteten Nachfrage den Einsatz der angebotenen Liefermengen dermaßen fest, dass die angebotenen Mengen nach den damit verbundenen Preisen gereicht werden, bis die erwartete Nachfrage erfüllt werden kann.

Das damit verbundene teuerste Kraftwerk, in der Regel auf dem Einsatz von Gas basierend, bestimmt dann den am nächsten Tag geltende Preis auf diesem Markt, der aber für alle Angebote gilt. Von diesem Preis profitieren offensichtlich alle Anbieter, die mit niedrigeren Preisen anbieten konnten. Die damit verbundenen zusätzlichen Gewinne sind besonders hoch bei Erneuerbaren mit niedrigen Grenzkosten. Diese Schere öffnete sich weit, als die Preise für Gas und die damit verbundenen Kraftwerke für Elektrizität explodierten. Das war spätestens der Zeitpunkt, das gegenwärtige Design des Elektrizitätsmarktes zu überdenken.

Und warum ist immer ein Gaskraftwerk das teuerste?

Das muss nicht sein. Derzeit könnten das auch Kohlekraftwerke sein, weil Kohle teuer geworden ist. Aber bisher war es weitgehend ein Gaskraftwerk, auch aus dem Grund, weil Gaskraftwerke im Einsatz flexibler sind. Ein Kohlekraftwerk kann man nur eingeschränkt flexibel betreiben.

Gibt es auch andere Möglichkeiten als mit Gaskraftwerken Ausgleichsenergie zu „erzeugen“?

Eine Schweizer Firma namens „tiko“ verfügt über virtuelle Kraftwerke: Das sind normale Verbraucher, die die Autonomie bei Waschmaschine, Geschirrspüler etc. teilweise aufgeben. Im Viertelstunden-Intervall werden diese Geräte ab- oder zugeschaltet. Damit generieren sie Regelenergie für das Netzmanagement. Weitere Möglichkeiten wären sogenannte Time-of-use-Tarife, die auf die Netzauslastung reagieren, was wiederum die Verbraucher zum überlegten Einsatz der Geräte motiviert. Hinter diesen neuen Geschäftsmodellen stehen Smart Metering und neue Möglichkeiten für Steuerungen, die fast nichts kosten. Den Beweis dafür liefern die Foodautomaten für die Katze, die von jedem Ort über das Internet per Handy steuerbar sind. ●

Weitere Infos:

- Interviews mit Prof. Schleicher in ÖKO+ 2/2022 ([Link](#)) und 3/2022 ([Link](#))
- tiko Energy Solutions AG ([Link](#))
- Stefan P. Schleicher – Energy, Climate, New Economic Thinking ([Link](#)).
- Projekt „Papieri“ in der Schweiz ([Link](#))



Mag. Axel Steinsberg MSc (WKÖ)

axel.steinsberg@wko.at