Globale Strompreisschocks treffen den Mittelstand zuerst – was dagegen tun?

Peter Vest

Der deutsche Mittelstand hat nicht selten ein ernsthaftes Strombeschaffungsproblem. Zahlreiche Betriebe zahlen nicht nur (zu) viel für Energie, sondern sind darüber hinaus strukturell benachteiligt, was Marktzugänge angeht. Strom wurde lange wie ein standardisiertes Produkt eingekauft, doch infolge des strukturellen Wandels der gesamten Energiewirtschaft und Stromerzeugung muss sich auch der Mittelstand an die neuen Gegebenheiten besser anpassen können. Eine zukunftsfähige Absicherung der Energiepreise für mittelständische Unternehmen gelingt daher nur, wenn sie sich von den volatilen Energiebörsen mit ihren schwer kalkulierbaren Preissprüngen möglichst unabhängig machen. Dies gelingt nur, wenn erneuerbare inländische Erzeugung und Verbrauch näher zusammenrücken.

Ein stetig wachsender Teil unseres Stroms – heute schon deutlich mehr als die Hälfte – kommt aus volatil produzierenden Wind- und PV-Anlagen. Deren Erzeugungs-Vollkosten (LCOE) liegen mittlerweile deutlich unter denen fossiler Kraftwerke, da weder Brennstoff noch CO_2-Zertifikate eingepreist werden müssen. Trotzdem sind die Energiemärkte weiter höchst anfällig gegenüber globalen Krisen – wie aktuell anhand der Situation im Nahen Osten deutlich wird. Die Energiebörsen werden so immer wieder durch geopolitische Schocks erschüttert, was regelmäßig zu einer Explosion der Großhandelspreise führt, die aufgrund der Merit Order stark von globalen Gaspreisen abhängen.



Damit mitttelständische Unternehmen am Markt bestehen können, muss ihre Strombeschaffung besser kalkulierbar werden *Bild: Adobe Stock*

Der Industriestrompreis greift zu kurz

In der politischen Debatte klingt es oft so, als ließe sich die Herausforderung hoher Stromkosten vor allem über staatliche Entlastung lösen. Der Industriestrompreis zeigt jedoch, wie begrenzt dieser Ansatz ist. Das höchstens kurzfristig entlastende Programm richtet sich an energieintensive Branchen und unterstützt theoretisch dort, wo der Verbrauch besonders hoch und die internationale Konkurrenz besonders stark ist.

Angesichts von Unternehmensinvestitionen, die sich über Jahrzehnte amortisieren müssen, stellt sich die Frage, wie eine auf zwei Jahre befristete Entlastung langfristige Investitions- und Standortentscheidungen in Deutschland beeinflussen soll – statt nur politischen Aktionismus zu demonstrieren. Viele Unternehmen des Mittelstands können aber auch von dieser politisch motivierten Kurzfristentlastung schon deswegen in keiner Weise profitieren, weil sie gar nicht zum erwählten Kreis möglicher Subventionsempfänger gehören.

Sie sind zusätzlich oft zu groß für einfache Standardtarife und zugleich zu klein für Instrumente, die auf sehr hohe Abnahmemengen, eigene Energieabteilungen oder starke externe Ratings zugeschnitten sind. Genau in dieser beschaffungsrelevanten Lückensituation befindet sich ein großer Teil des Mittelstands, darunter Maschinenbau, Metallverarbeitung, Lebensmittelproduktion, Logistik und Kunststoffverarbeitung.

Selbst dort, wo der Industriestrompreis formal möglich ist, wird der bürokratische Aufwand insbesondere für Verwendungsnachweise voraussichtlich sehr hoch werden, zumal die Entlastung auch erst ex post wirken wird und insofern kaum kurzfristig positive Liquiditätseffekte zu erwarten sind. Folglich ist für die Prüfung der Anträge mit einem neuen Bürokratiemonster zu rechnen. Staatliche Eingriffe können und sollen grundsätzlich nur vorübergehende Preisspitzen befristet dämpfen, sie ändern aber nichts daran, dass mittelständische Unternehmen ihre Strombeschaffung grundsätzlicher neu aufstellen müssen, um langfristig effizient wirtschaften zu können.

Mehr Erneuerbare machen Strom nicht automatisch planbar

Der Industriestrompreis kaschiert deshalb nur ein tieferes Problem. Auch ein wachsender Anteil günstiger Wind- und Solarstromerzeugung schützt Unternehmen nicht automatisch vor hohen Marktpreisen, solange Strombeschaffung weiter stark an Gaspreise, Börsenvolatilität und kurzfristige Ausgleichsbedarfe gekoppelt bleibt. Der Grund liegt im Strommarktdesign. In vielen Stunden setzen nach wie vor Gaskraftwerke den Preis. Wenn Gas knapp oder teuer wird, steigt damit auch der Strompreis, obwohl immer mehr Wind- und Photovoltaik(PV-)Strom im System ist – auch weil volatile erneuerbare Erzeugung ausgeglichen werden muss und der dringend notwendige Ausbau der Speicherkapazitäten wie zu erwarten langsamer voranschreitet als geplant, wobei die Netzanschlussbedingungen in der Regel mit Restriktionen gespickt sind.

Die jüngsten Verwerfungen im Nahen Osten haben ein Kernproblem deutlich sichtbar gemacht. Europa hat seine frühere Abhängigkeit von russischem Pipelinegas durch neue Abhängigkeiten von den globalen LNG-Märkten ersetzt. Wenn Lieferwege, Tankerströme oder Produktionsanlagen unter Druck geraten, schlägt das über Gaspreise auf den Strommarkt durch. Daraus folgt für Mittelständler, dass sie ihre Absicherung nicht allein am Terminmarkt ausrichten sollten.

Terminmärkte lösen nur einen Teil des Problems

Die klassische Absicherung über Terminmärkte ist in Zeiten hoher Preis-Volatilität und anziehender Großhandelspreise teurer als die Vollkosten erneuerbarer Erzeugung. Zudem braucht es dafür Marktzugang, Know-how und die Bereitschaft, Mengenrisiken zu tragen. Für große Industriekunden ist das Teil des Geschäfts. Für viele Mittelständler bedeutet das hingegen zusätzliche Komplexität.

Deshalb gewinnt für mittelständische Unternehmen reales Hedging an Bedeutung. Gemeint ist damit keine Absicherung über Finanzprodukte (Futures), sondern die engere Kopplung des eigenen Strombezugs an konkrete inländische erneuerbare Erzeugungsanlagen. Wenn ein größerer Teil der Versorgung aus Wind- und PV-Anlagen kommt, deren Kosten und Erzeugungsprofile bekannt und stabil sind, sinkt die Abhängigkeit von Gaspreisen, CO_2-Kosten und kurzfristigen Ausschlägen am Großhandelsmarkt.

Hierfür lassen sich langfristige Stromlieferverträge – teilweise über 10 bis 20 Jahre – mit Erzeugern abschließen. Diese Power Purchase Agreements (PPAs) funktionieren jedoch nur, wenn Mengen, Laufzeit und Reststrombeschaffung sauber zusammenpassen. Wer sich entweder für ein Wind- oder ein PV-PPA entscheidet, ist darüber hinaus an das jeweils spezifische Erzeugungsprofil gebunden und wird in der Regel nur deutlich unter 40 % des Verbrauchs im Unternehmen abdecken können. Für klassische PPAs – egal ob pay-as-produced oder pay-as-nominated – sind zudem bei den meisten Anbietern Mindestmengen abzunehmen. Darüber hinaus bestehen hohe Anforderungen an Bonitätsnachweise in Form von externen Ratings, die bei mittelständischen Unternehmen oft nicht in der geforderten Form vorliegen.

Der Versorger muss tiefer in den Betrieb schauen

Bei einer sinnvollen Strombeschaffung muss man mit dem individuellen Lastprofil für die geplanten Lieferjahre beginnen. Wann läuft die Grundlast? Wo entstehen Spitzen? Welche Prozesse sind verschiebbar, welche nicht? Gibt es eigene PV-Anlagen, Speicher, Kälteprozesse, Ladeinfrastruktur oder geplante Erweiterungen der Produktion? Wer die Antworten auf diese Fragen nicht kennt, kann keinen Stromliefervertrag strukturieren, der wirklich zum Unternehmen passt. Ein einzelner PV-PPA löst das Problem nicht, ein Wind-PPA allein ebenso wenig. Entscheidend ist vielmehr eine sinnvolle Kombination aus PV- und Winderzeugung, ggf. Speichern und möglichst geringer Reststrombeschaffung über die Energiebörse European Energy Exchange (EEX) zur optimalen Abdeckung des Lastprofils. PV passt insbesondere in den sonnenstarken Monaten oft gut zu Tageslasten, Wind kann komplementär die meisten übrigen Stunden abdecken. Speicher glätten Spitzen und schaffen die notwendige Flexibilität.

Auf diese Weise muss oft nur eine kleine Restmenge über die Strombörse beschafft werden. Preisrisiken bestehen nur noch für diese geringe Zusatzbeschaffung über die Kombination von preislich fixiertem Bezug aus definierten Solar- und Windanlagen hinaus. Auch diese Risiken lassen sich, sofern sinnvoll, durch eine gezielte kurzzeitige Absicherung am Terminmarkt, z. B. in Wintermonaten, weiter reduzieren.

In solchen Beschaffungsmodellen gewinnt die Qualität von Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen erheblich an Bedeutung. Es geht um das bestmögliche „Matching" von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen und darum, Ausgleichsenergierisiken zu reduzieren sowie Flexibilität bestmöglich zu nutzen. Damit verändert sich die Rolle des Energieversorgers grundlegend. Er wird vom reinen Lieferanten zum technischen und kaufmännischen Partner.

Aus Stromlieferanten müssen Versorgungspartner werden

Partnerschaften mit innovativen Energieversorgern, die über gute Zugänge zu erneuerbaren Erzeugungsanlagen verfügen, ermöglichen mittelständischen Unternehmen eine zukunftsfähige Aufstellung. Strombeschaffung muss durch möglichst günstige und stabile Preise besser kalkulierbar werden – transparent nachvollziehbar und nah am eigenen Bedarf. Ganz frei von Marktrisiken wird sie nie werden, aber das Ziel muss es sein, den Risiken der globalen Energiemärkte deutlich weniger ausgeliefert zu sein.

Das ist die Voraussetzung dafür, dass mittelständische Produktion und Investitionen in Deutschland wirtschaftlich gesichert werden können. Die Belieferung muss zudem flexibel sein, sobald ein Betrieb eigene PV-Anlagen und/oder Speicher installiert, Ladeinfrastruktur aufbaut oder Produktionszeiten verändert. Insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen brauchen Modelle, die Komplexität reduzieren, keine starren Standardprodukte mit hohen Risikozuschlägen.

Damit solche Modelle breiter funktionieren, muss die Politik die Hürden im Markt abbauen. Es geht um schnellere Netzanschlüsse, saubere Messdaten und digitale Prozesse, die in der Praxis tragen. Der Mittelstand braucht Zugang zu Strom aus klar definierten inländischen erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Versorger, die daraus eine maßgeschneiderte Belieferung für den Lastgang des Kunden strukturieren.

Dr. P. Vest, Geschäftsführer, STARQstrom GmbH, Hamburg
Peter.Vest@starqstrom.de