

By PwC Deutschland | 27. April 2026

Sector Shorts: Energiekrieg im Einkaufskorb; Teil 2 Die Festung bauen – Rechtliche Beschleuniger für die Eigenversorgung

Wenn die Energiemärkte unter Druck stehen, ist Eigenversorgung kein ökologisches Bekenntnis mehr, sondern ein Akt wirtschaftlicher Selbstverteidigung. Der Gesetzgeber hat diese Logik längst erkannt und mit dem Solarpaket, den anstehenden Neuerungen im EEG sowie der Einführung von Energy Sharing im Energiewirtschaftsgesetz den regulatorischen Rahmen erheblich erleichtert. Für Unternehmen eröffnet sich ein Zeitfenster, das es zu nutzen gilt.

Die Kilowattstunde vom eigenen Dach als sicherste Versicherung

Die zentrale Erkenntnis lautet: Die rechtlichen Hürden für die Eigenversorgung sind beherrschbar. Was viele Unternehmen zurückhält, ist nicht mehr die Regulierung, sondern die Komplexität der Umsetzung und die Unsicherheit darüber, welches Modell zum eigenen Standort passt.

*„Das regulatorische Zeitfenster für die industrielle Eigenversorgung ist so günstig wie nie zuvor. Mit dem Solarpaket, Energy Sharing ab Mitte 2026 und der Neuregelung der Vorgaben für Kundenanlagen hat der Gesetzgeber die wichtigsten Hürden abgebaut. Unsere Erfahrung zeigt aber: Viele Unternehmen unterschätzen die Komplexität der Umsetzung – von der Wahl des richtigen Versorgungsmodells, der richtigen Marktpartner und Lieferanten sowie der Beachtung steuerlicher und bilanzieller Wechselwirkungen. Wer die Kilowattstunde vom eigenen Dach als strategische Versicherung gegen geopolitische Risiken begreift, sollte jetzt handeln – nicht erst, wenn der nächste Preisschock kommt“, ergänzt **Michael Küper, Partner bei PwC und Experte für Energie- und Klimathemen in Industrie und Gewerbe.***

Was sich 2025 und 2026 geändert hat

Der Gesetzgeber hat in kurzer Folge mehrere Stellschrauben gedreht, die in ihrer Kombination einen spürbaren Unterschied machen.

Die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle betrifft Unternehmen, die PV-Anlagen auf Gewerbedächern betreiben. Seit Anfang 2025 war die Direktvermarktung bereits für Anlagen ab 90 Kilowatt verpflichtend, seit Anfang 2026 liegt die Schwelle bei 75 Kilowatt. Das bedeutet: Auch mittelgroße Dachanlagen müssen den

eingespeisten Überschussstrom über einen Direktvermarkter an der Börse veräußern. Wer dies nicht rechtzeitig organisiert, riskiert den Verlust des Vergütungsanspruchs für eingespeiste Mengen. Die praktische Konsequenz ist ein Direktvermarktervertrag, der vor Inbetriebnahme der Anlage stehen muss.

Der Smart-Meter-Rollout schafft die technische Grundlage für alles Weitere. Seit 2025 ist der Einbau intelligenter Messsysteme für alle Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden oder PV-Anlagen mit einer Leistung von über 7 Kilowatt Pflicht. Ohne Smart Meter kein dynamischer Tarif, kein Lastmanagement, kein Energy Sharing. Unternehmen sollten den Einbau nicht als bürokratische Pflicht begreifen, sondern als Investition in die Steuerungsfähigkeit.

Dynamische Stromtarife sind seit 2025 von jedem Stromanbieter verpflichtend anzubieten. Für Unternehmen mit flexiblen Verbrauchsprofilen eröffnet das die Möglichkeit, Produktionsprozesse gezielt in Stunden mit niedrigen Börsenpreisen zu verlagern – typischerweise in Zeiten hoher Wind- oder Sonneneinspeisung. Die Einsparungen können erheblich sein, setzen aber ein intelligentes Lastmanagement und die Bereitschaft voraus, Produktionsabläufe an Preissignale zu koppeln. Entsprechende Ansätze können aufgrund technischer und wirtschaftlicher Restriktionen nicht bei jedem produzierenden Unternehmen umgesetzt werden; unsere Erfahrungen zeigen aber, dass an dieser Stelle bei vielen Unternehmen ein signifikantes Potential schlummert.

Die Einführung von Energy Sharing nach § 42c EnWG ab Juni 2026 ist die vielleicht bedeutsamste Neuerung. Erstmals wird es operativ möglich, selbst erzeugten Strom innerhalb eines Quartiers oder Konzessionsgebiets mit anderen Standorten oder Partnern zu teilen, ohne die volle Last der Endkundenbürokratie tragen zu müssen. Für Unternehmen mit mehreren Standorten in räumlicher Nähe – etwa einem Produktionsstandort und einem Logistiklager – eröffnet das die Möglichkeit, Überschüsse sinnvoll zu nutzen, statt sie zu Börsenpreisen einzuspeisen, die oft unter den Gestehungskosten liegen.

Kundenanlage oder öffentliches Netz: Die richtige Infrastruktur für Ihren Standort

Die Neuregelung für Konstellationen, die sich bislang als Kundenanlage i. S. d. Energiewirtschaftsgesetzes eingestuft haben, hat bei vielen Unternehmen die akuten Nöte (vermeintlich) beseitigt. Für Unternehmen stellt sich aber nach wie vor die Frage: Wie geht es nach der dreijährigen Übergangsfrist weiter, welches Modell passt in Zukunft zu meinem Standort und wie gehe ich in den kommenden Monaten damit um?

Neben einem Verbleib in der Kundenanlagen mit ungewisser Prognose über den Dreijahres-Zeitraum hinaus, stellen sich viele Unternehmen derzeit die Frage, ob eine Einstufung als geschlossenes Verteilernetz eine zukunftsgerichtete Option ist. Die Abgrenzung ist dabei nicht nur begrifflich, sondern hat erhebliche operative und finanzielle Konsequenzen, insbesondere bei den Netzentgelten und weiteren netzgebundenen Abgaben/ Umlagen sowie bei der Kommunikation mit Marktpartnern und den Regulierungsbehörden.

Eine Einstufung als Kundenanlage erlaubt es einem Unternehmen (noch), Strom an Dritte weiterzuleiten, ohne dabei als Netzbetreiber reguliert zu werden. Das reduziert die administrativen Pflichten und die Kostenbelastung deutlich. Voraussetzung ist allerdings weiterhin, dass der Standort die im EnWG vorgegebenen Kriterien erfüllt, insbesondere hinsichtlich der räumlichen Anforderungen und der Hauptnutzung der Infrastruktur durch den Anlagenbetreiber.

Für Industriestandorte mit mehreren Mietern oder Tochtergesellschaften an einem Standort kann die Einstufung als Kundenanlage nach wie vor mit erheblichen Einsparungen verbunden sein. Gleichzeitig ergeben sich aus der Neuregelung Implikationen für bestehende Geschäftsmodelle, etwa bei Contracting-Vereinbarungen oder bei der Versorgung von Kantinen, Wachschutzunternehmen oder anderen Dienstleistern auf dem Betriebsgelände.

Praxisempfehlung: Lassen Sie eine standortbezogene Analyse erstellen, welche die unterschiedlichen Szenarien und Optionen gegenüberstellt: die Versorgung über das öffentliche Netz mit eigenem Erzeugungsanteil, die Möglichkeiten des (Weiter-)Betriebs einer Kundenanlage oder die Nutzung von Energy Sharing-Lösungen ab Juni 2026. Die Analyse sollte die Implikationen für Netzentgelte, die weiteren regulatorischen Pflichten und den Umsetzungsaufwand für jedes Szenario genau beschreiben.

Herkunftsnachweise: Von der Kür zur Pflicht

Die Beschaffung und der Einsatz von Herkunftsnachweisen für Grünstrom entwickelt sich von einem freiwilligen Nachhaltigkeitsinstrument zu einer regulatorischen Notwendigkeit. Mehrere Entwicklungen treiben diese Verschiebung an.

Die Strompreiskompensation und der Industriestrompreissind zunehmend an ökologische Gegenleistungen geknüpft. Unternehmen, die Beihilfen für stromintensive Prozesse erhalten, müssen nachweisen, dass ein bestimmter Anteil ihres Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammt, oder alternativ in die Dekarbonisierung investieren. Die Anforderungen steigen schrittweise an.

Die RED III verschärft die Erneuerbaren-Quoten für industrielle Prozesse, insbesondere dort, wo Wasserstoff eingesetzt wird. Grüner Wasserstoff setzt den Nachweis voraus, dass der für die Elektrolyse verwendete Strom erneuerbar ist – und zwar nicht nur bilanziell, sondern nach den Kriterien der zeitlichen und räumlichen Korrelation.

Auch die ESG-Berichterstattung nach der CSRD fordert zunehmend granulare Nachweise über den Strommix. Pauschale Angaben zum deutschen Durchschnittsmix reichen nicht mehr aus, um Prüfern und

Investoren gegenüber die eigene Klimabilanz glaubhaft darzustellen.

Praxisempfehlung: Bauen Sie eine Beschaffungsstrategie für Herkunftsnachweise auf, die über den reinen Zertifikatehandel hinausgeht. Langfristige Power Purchase Agreements mit regionalen Erzeugern bieten nicht nur Preisstabilität, sondern liefern gleichzeitig hochwertige Herkunftsnachweise, die den steigenden regulatorischen Anforderungen standhalten.

Corporate Power Purchase Agreements: Preisstabilität durch Direktverträge

Ein Corporate PPA ist ein langfristiger Stromliefervertrag zwischen einem Unternehmen und einem Erzeuger erneuerbarer Energie, typischerweise einem Wind- oder Solarpark. Der Vertrag garantiert dem Unternehmen einen festen oder indexierten Preis über eine Laufzeit von üblicherweise sieben bis fünfzehn Jahren und entkoppelt es damit zumindest teilweise vom Marktpreis.

Für die Krisenvorsorge sind PPAs deshalb so wertvoll, weil sie eine kalkulierbare Preisbasis schaffen, die von geopolitischen Verwerfungen an den Gas- und Strommärkten weitgehend unberührt bleibt. Die Kilowattstunde aus einem deutschen Windpark wird nicht teurer, wenn der Suezkanal blockiert ist.

Rechtlich sind PPAs allerdings komplex. Die Vertragsstruktur hängt davon ab, ob der Strom physisch oder virtuell geliefert wird, ob die Erzeugungsanlage gefördert oder ungefördert ist, und wie das Preisrisiko – also die Abweichung zwischen dem volatilen Erzeugungsprofil des Windparks und dem Verbrauchsprofil des Unternehmens – verteilt wird. Unternehmen können sich an dieser sensiblen Stelle nicht auf Standardverträge verlassen, sondern müssen die Vereinbarung an ihr spezifisches Lastprofil und ihre Risikotoleranz anpassen lassen.

Ansprechpartner:

Michael Küper, Partner bei PwC und Experte für Energie- und Klimathemen bei energieintensiven Unternehmen

michael.kueper@pwc.com

Tel.: +49 171 7664226

Checkliste Teil 2: Eigenversorgung

Energieserie – Teil 2: Die Festung bauen – Rechtliche Beschleuniger für die Eigenversorgung

Maßnahme	Priorität
Flächenpotenzialanalyse für PV auf Dächern und Freiflächen	Sofort
Direktvermarktungsvertrag für bestehende oder geplante PV-Anlagen abschließen	Vor Inbetriebnahme
Energy-Sharing-Potenzial für mehrere Standorte prüfen	Ab Sommer 2026
Kundenanlagen-Status des Standorts prüfen lassen	Sofort
PPA-Machbarkeitsstudie beauftragen	Mittelfristig
Herkunftsnachweise-Strategie entwickeln	Bis Jahresende

PwC

Schlagwörter

Einkommensteuerrecht, Energiehandel, Energiesteuerrecht