

Die neue Realität der Strombeschaffung für Unternehmen

Optimierung in Zeiten neuer Marktspielregeln und Risiken



Deutschland hat sich für die kommenden Jahrzehnte auf dem Feld der Energiepolitik sehr ambitionierte Ziele gesetzt. Der CO₂-neutrale Umbau einer großen industriebasierten Volkswirtschaft bei gleichzeitigem Verzicht auf Kernenergie und sukzessivem Ausstieg aus fossilen Energieträgern ist ohne Vorbild in der Welt. Dies birgt große strukturelle Veränderungen und Herausforderungen, aber auch die Chance, die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu erhöhen.

Im Fokus steht dabei die Elektrizitätswirtschaft, die nicht nur Vorreiter, sondern auch Rückgrat der deutschen Energiepolitik sein soll. Mit dem angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien und der Elektrifizierung der Mobilität sinken nicht nur die langfristigen CO₂-Emissionen, auch die Versorgungssicherheit und Planbarkeit des Strombezugs wird dadurch berührt. Zudem werden aufgrund der gestiegenen Energiekosten, der volatilen Märkte und der absehbaren Elektrifizierung der Volkswirtschaft sowohl die Bezahlbarkeit als auch die Planungssicherheit der Strombeschaffung wichtiger für den Gesamterfolg des Unternehmens.

Aktuell können die Stromkunden ihre Nachfrage am Strommarkt nur bedingt und unter Akzeptanz hoher Preisrisiken decken, weil die Stromproduktion bedarfsgerecht ist. Noch beruht sie zu etwas mehr als der Hälfte auf fossilen Energieträgern und Kernkraft. Der Anteil erneuerbarer Energien liegt knapp darunter, wird jedoch weiter anwachsen. Damit nimmt auch die Volatilität im Handel an den Strombörsen sowie im Over-the-Counter-Handel (OTC) abseits der Börsen weiter zu – falls Speicherkapazitäten nicht in ausreichendem Maße geschaffen werden. Mit dem geplanten massiven Ausbau der erneuerbaren Energien können selbst kurzfristige Preisausschläge größer werden als bisher.

Die Unternehmen stehen vor der Aufgabe, ihre Strombeschaffungsstrategie in Eigenverantwortung professioneller und sorgfältiger zu planen als in der Vergangenheit. Denn der Ausbau der erneuerbaren Energien geht möglicherweise nicht schnell genug voran, um den absehbaren Mehrbedarf an Strom zu decken. Das heißt: Energiebeschaffung muss Teil der Elektrifizierungsstrategie von Unternehmen werden, weil sie die gesamte Wertschöpfungskette beeinflusst. Energiebeschaffung wird damit zu einem zentralen Management-Thema – für die Industrie, aber auch in nicht-stromintensiven Branchen.

Die Energiewende schafft allerdings auch neue Möglichkeiten, den Strombedarf zunehmend unabhängig von den bisherigen Strommärkten zu decken – aus reinen Stromkonsumenten werden Prosumer, die Elektrizität nicht nur passiv von einem Versorger beziehen, sondern auch selbst erzeugen, verbrauchen und gegebenenfalls Überschussstrom in das öffentliche Netz einspeisen. Der Strommarkt wird komplexer, dynamischer und bietet mehr Möglichkeiten, sich zu optimieren, als in der Vergangenheit. Unternehmen, die sich schneller an die neuen Rahmenbedingungen anpassen, eigene Kompetenzen und Know-how aufbauen, verschaffen sich wichtige Wettbewerbs- und Standortvorteile.

Im Folgenden sollen der Wandel des Strommarkts im Zuge der Energiewende dargestellt und die sich daraus ergebenden Chancen für Unternehmen im Bereich Stromkosten – insbesondere mithilfe digitaler Technologien – erörtert werden.



Wandel des Strommarkts

Die alte Energiewelt

Oligopole und Liberalisierung

Die Liberalisierung der Energiemärkte Ende der 1990er-Jahre führte zu einer Stärkung des Wettbewerbsmechanismus. Der Handlungsspielraum der Energieunternehmen entgrenzte sich, sodass viele Anbieter über ihre vormals geografisch festgelegten Netzgebiete (Versorgungsgebiete) hinaus die Stromnachfrager bedienen. Sie planen den Einsatz ihrer Kraftwerke dezentraler und unter Berücksichtigung ihrer Wettbewerber. Im Vertriebsbereich agieren daneben reine Stromhändler, die keine Kraftwerke mehr betreiben, sondern Strom nur noch ein- und verkaufen. Gleichzeitig wurde die Branche für neue Energieunternehmen geöffnet – auch aus dem Ausland.

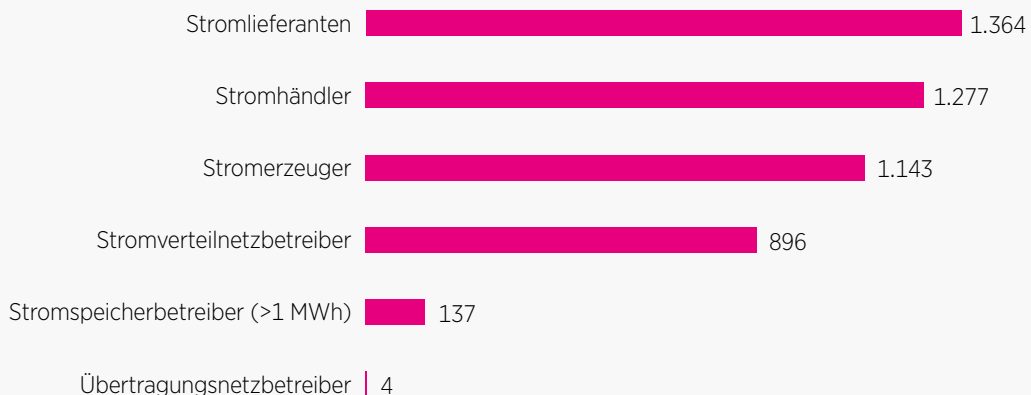
Dadurch wuchs die Wettbewerbsintensität auf den liberalisierten Wertschöpfungsstufen stark an. Unternehmen können seither von der höheren Wettbewerbsintensität auf der Anbieterseite profitieren. Sie haben die Auswahl unter einer Vielzahl von Stromlieferanten.

Der wettbewerbliche Strommarkt mit Strombörsen sowie außerbörslichem Over-the-Counter (OTC)-Handel, wie er sich seit den 2000er-Jahren entwickelt hat, ist für strombeschaffende Unternehmen durch folgende Risiken charakterisiert.



Abbildung 1:

Anzahl der Unternehmen am Strommarkt im Jahr 2021



Quellen: BDEW, Bundesnetzagentur

Preisrisiko

Durch die Entwicklung von Spot- und Terminmärkten entstanden unterschiedliche Preisrisiken. Für Stromabnehmer ist die Planungsunsicherheit durch den Spotmarkt aufgrund ungesicherter Preise in der Regel größer als auf dem Terminmarkt – allerdings bieten sich auch größere Chancen in fallenden Märkten. Im Terminmarkt werden die Akteure hingegen zum Markttiming verleitet. Dies kann unter Umständen zu langfristig erhöhten Bezugskosten führen. Das Risiko ist hierbei immer im Vergleich zur Konkurrenz und zu den Produktionskosten zu setzen.

Liquiditätsrisiko

Das strombeschaffende Unternehmen sichert sich über seinen Stromversorger einen Preis für zukünftige Lieferungen am Terminmarkt. Bei Terminmarktgeschäften muss sein Lieferant (Stromversorger) garantieren können, Preisschwankungen abzusichern. Daher müssen für einen Teil des Handelsvolumens Sicherheitsleistungen (Collaterals) hinterlegt werden. Diese Summe verändert sich parallel zur Entwicklung des Strompreises. Übersteigen die Preise deutlich den gesicherten Preis, muss der Lieferant über ausreichend Liquidität verfügen, um die Sicherheitsleistung (Margin Call) erhöhen zu können.

Kontrahenten-/Lieferantenrisiko

Das Unternehmen sichert sich einen Preis für zukünftige Lieferungen. Im Markt wird der Strom (das Produkt) allerdings noch weiter gehandelt, sodass die Handelskette reißen kann, wenn im Zeitraum bis zur vereinbarten Lieferung ein Glied in der Kette ausfällt. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass auch Lieferanten ohne die notwendigen Risk Guidelines ausfallen können, sofern diese auf niedrigere Preise als vom Kunden kontrahiert gesetzt haben, der Markt jedoch bis zur Erfüllung/Lieferung gestiegen ist. Die preisgesicherte Lieferung ist dann gefährdet.

Vor dem Hintergrund u. a. dieser Risiken liegt die Herausforderung für die Unternehmen darin, eine individuelle und passende Risikostrategie festzulegen. Die Risikostrategie sollte in regelmäßigen Abständen überprüft und Risikokennzahlen sollten entsprechend der Strategie aufgezeigt werden. Viele Unternehmen setzen hier auf die Terminmarktabsicherung, um damit Deckungsbeiträge für Produkte/Erzeugnisse abzusichern.

Dabei existierte bislang ein Trade-off zwischen den Preischancen bzw. -risiken auf der einen Seite und der Planbarkeit des Strombezugs andererseits, d.h. der Fristigkeit bzw. Duration der Verträge. Hohe Chancen auf einen günstigen Preis gingen vor dem russischen Überfall auf die Ukraine im Regelfall mit einer kurzen Duration einher. Umgekehrt verzichtete das Unternehmen „in der alten Welt“ durch eine langfristige Vertragsbindung auf die Chance sinkender Preise im Zeitablauf, war gleichzeitig jedoch vor Preissteigerungen geschützt. Ein Mischmodell, bei dem ein Teil des Stroms auf dem Terminmarkt und ein Teil auf dem Spotmarkt eingekauft wird, kann diesen Zielkonflikt auflösen.

Vollstromversorgung

Insbesondere kleine und mittelständische Unternehmen ohne ein spezielles Team für die Energiebeschaffung greifen häufig auf vertraute Beschaffungsmodelle und die jahrelang bekannten Energieversorger aus Zeiten des Oligopols als Geschäftspartner zurück. Diese haben allerdings nur ein geringes Interesse daran, dass ihre Kunden einen Teil ihres Stroms selbst produzieren, gegebenenfalls ins öffentliche Netz einspeisen oder ihren Verbrauch optimieren. Bei der Wahl des Beschaffungszeitpunktes war nur selten der aktuelle Marktpreis entscheidend, sondern die simple Tatsache, dass Bezugsverträge endeten bzw. ausliefen. In der Vergangenheit war dies eine pragmatische Lösung, zumindest in fallenden Märkten – jedoch nicht mehr in der heutigen Zeit. Auch sich automatisch verlängernde Bezugsverträge dürften nun der Vergangenheit angehören, in den letzten zwei Jahren kam es reihenweise zu Kündigungen seitens der Lieferanten. Solange Strompreise fielen, war eine automatische Verlängerung ein probates Mittel – jedoch nicht in steigenden Märkten.

Festpreislieferungen waren bis zu diesem Jahr das häufigste Bezugsmodell, nehmen aber nun in ihrer Bedeutung ab. Zuvor betrug selbst unter energieintensiven Unternehmen der Anteil nicht selten über 50 Prozent. Durch einen festen Arbeitspreis konnten Unternehmen für ein bis drei Jahre im Voraus den gesamten Strombezug absichern. Dies garantierte ein Höchstmaß an Budget- und Planungssicherheit während der Vertragslaufzeit. Quasi als „Versicherungsprämie“ war der Preis leicht höher als bei flexiblen Angeboten, denn der Stromlieferant kalkulierte mit Risikoaufschlägen, um sich vor volatilen Spotpreisen zu schützen. Diese klassische Vollstromversorgung wird heute kaum mehr angeboten, weil die Energieversorger das Risiko nicht mehr tragen wollen und können. Sinkende Margen – etwaige aktuelle Übergewinne sind von dieser Betrachtung ausgenommen – und steigende Zinsen in Verbindung mit nachteiligen Zahlungszielen führen dazu, dass die Erlöse der Stromversorger langfristig nicht ausreichen, um das benötigte Finanzpolster aufzubauen, das dieses Modell ermöglicht. Der Stromhandel wird künftig (noch) flexibler und kurzfristiger (siehe Abschnitt „Klassisches Modell (Terminmarkt + Spot)“). In Skandinavien ist beispielsweise eine hundertprozentige Strombeschaffung über den Spotmarkt seit Jahren die Regel.

Power Purchase Agreement (PPA)

Ein zweiter Weg, das Marktrisiko zu diversifizieren, sind Power Purchase Agreements (PPA). Ein PPA ist im Grundsatz ein OTC-Geschäft, bei dem der Strom nicht von konventionellen Kraftwerken geliefert wird, sondern aus Wind- oder Solarparks mit variabler Produktion stammt. Mit einem PPA können Unternehmen ihre Stromversorgung zum Teil unabhängig von einem Energieversorger realisieren. Dabei handelt es sich häufig um langfristige Stromlieferverträge zwischen Anlagenbetreiber(n) und einem Stromabnehmer (Stromverbraucher oder Stromhändler) – meist sind es (große) Unternehmen mit einem hohen Strombedarf. Statt bei einem Energieversorger kaufen die Unternehmen ihren Strom direkt bei Betreibern von Windkraft- oder Solarparks. Der Vorteil für die Betreiber bzw. Investoren: Sie haben während der Vertragslaufzeit, die in vielen Fällen sieben bis zehn Jahre beträgt, Planungssicherheit. Die Abnehmer wiederum sichern sich für den Teil des Stroms, der über ein PPA bezogen wird, einen Festpreis. Auch wenn das aktuelle Marktumfeld beim Abschluss des PPAs eine Rolle spielt: Abnehmer machen sich unabhängig von zukünftigen Preisschwankungen. Für die Vorteile der Langfristigkeit und Planbarkeit des Strombezugs verzichten die Abnehmer des PPA-Stroms auf die Chance möglicher sinkender Marktpreise während der Vertragsdauer.



Beschaffung auf dem Spotmarkt

Das Gegenteil zur Vollstromversorgung, die in der Regel auf Terminmarktpreisen basiert, oder einem PPA ist die vollständige Strombeschaffung über den kurzfristigen Spotmarkt, auf dem Strom für den Folgetag (Day-Ahead) sowie den laufenden Tag (Intra-day) gehandelt wird. Erneuerbare Energie wird größtenteils über den Spotmarkt verkauft. Durch den starken Zubau der volatilen Wind- und Solarenergie kommt es dort in bestimmten Zeiten zu einem Überangebot, wodurch die Preise sinken oder sogar negativ werden. Bleibt die Erzeugung aus den EE-Anlagen aus, sind deutliche Preissteigerungen die Folge.

Unternehmen konnten bis 2022 ihren Strom ohne allzu großes Marktrisiko über ihren Energieversorger am Spotmarkt einkaufen. Im Sommer 2021 kam es mit gestiegener Nachfrage nach dem pandemiebedingten Einbruch 2020/21 und eine schwache EE-Produktion zu ersten Preissteigerungen; mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022 sind die Strompreise dann explodiert. Unternehmen mit reinen Spotmarktverträgen wurden mit stark steigenden Energiekosten konfrontiert – wie auch Unternehmen, die für 2023 noch offene Positionen hatten. Viele Versorger wiederum bieten aktuell nur Spotmarktverträge an, d.h., sie verschieben Marktrisiken, aber auch -chancen vollständig auf ihre Kunden.

Klassisches Modell (Terminmarkt + Spot)

Zwischen der reinen Spotmarktbeschaffung und den PPAs liegt im Chancen-Risiko-Planbarkeitsprofil der Stromeinkauf über den Terminmarkt, auf dem lediglich Base-/Peak-Kontrakte gehandelt werden. Bisher haben mittelständische Unternehmen ihren Strombedarf in der Regel größtenteils über ihren Lieferanten am Terminmarkt gedeckt. Der Käufer weiß dabei, wie viel er für die zukünftige Lieferung zahlen muss, und der Verkäufer, wie viel Geld er für seine in der Zukunft liegende Produktion erhält. Der Terminmarkt sorgt für Planungssicherheit bei Lieferant und Abnehmer. Das klassische Modell beinhaltet eine Aufteilung der Gesamtstrommenge in einen Terminmarkt- und einen Spotmarktanteil. Der größere Anteil wird am Terminmarkt gekauft, die kleinere Restmenge am Spotmarkt beschafft, zumeist für den bilanziellen Ausgleich, weil es im Terminmarkt nur Base- und Peak-Kontrakte zu kaufen gibt. Diese passen selten zur exakten Verbrauchskurve des Kunden.



Die neue Energiewelt

Ausbau erneuerbarer Energie

Neben der Liberalisierung der Energiemärkte waren die 1990er-Jahre auch durch den Einstieg in die erneuerbaren Energien geprägt. Nach dem Regierungswechsel im Jahr 2021 soll nun die Energiewende zumindest auf der langfristigen Planungsebene erneut Fahrt aufnehmen. Kurzfristig wird allerdings mit Strom- und Gaspreisbremsen sowie über Gewinnabschöpfung auch bei den Erzeugern erneuerbarer Energie ein gegenteiliger Effekt erzielt. Bei der letzten nationalen PV-Innovationsausschreibung mit Stichtag 1. Dezember 2022 ging lediglich ein einziges Gebot ein.

Das Ambitionsniveau beim Ausbau der erneuerbaren Energien wird deutlich angehoben. Im Jahr 2030 sollen nun 750 Terawattstunden (TWh) Strom in Deutschland erzeugt werden – das sind 30 Prozent mehr, als im vergangenen Jahr verbraucht wurden (565 TWh). Mindestens 80 Prozent, d.h. rund 600 TWh Elektrizität, sollen im Jahr 2030 aus regenerativen Quellen stammen. Ziel ist es, die Volkswirtschaft immer stärker zu elektrifizieren, Grünstrom soll an die Stelle fossiler Energieträger treten. Zahlreiche Experten sehen allerdings die Erreichung der Ausbauziele keineswegs als gesichert an.

Wind-Onshore wird stärker ausgebaut als bisher geplant

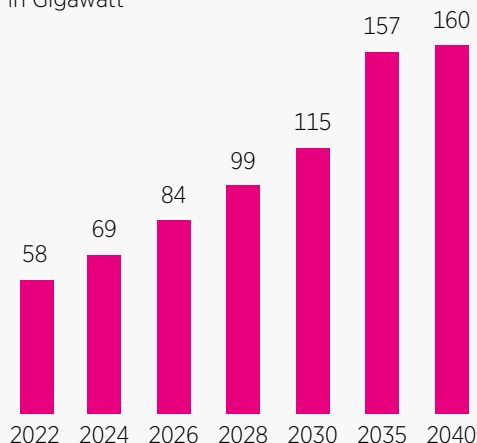
Bis zum Jahr 2030 sollen Windräder mit einer installierten Kapazität von 115 Gigawatt (GW) Strom produzieren – im EEG 2021 waren es lediglich 71 GW. Im Jahr 2040 werden Windkraftanlagen mit einer Leistung von 160 GW als Zielmarke genannt.

Wind-Offshore kommt wichtigere Rolle zu

Auch die Produktion von Windstrom auf See soll deutlich erhöht werden. War bisher bis zum Jahr 2030 ein Kapazitätswachstum auf 20 GW geplant, so sind es nun 30 GW. Noch größer ist die Differenz im Jahr 2045: 40 GW bisher, 70 GW künftig. Der Vorteil: Die jährliche Windausbeute auf See ist mit 4.000 Volllaststunden deutlich höher als an Land mit 2.000 Volllaststunden.

Abbildung 2:

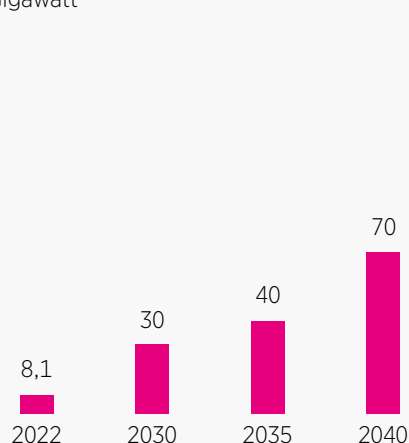
Installierte Windkraft-Onshore-Leistung
in Gigawatt



Quelle: Bundesregierung, ab 2030 Prognose

Abbildung 3:

Installierte Windkraft-Offshore-Leistung
in Gigawatt



Quelle: Bundesregierung, ab 2030 Prognose

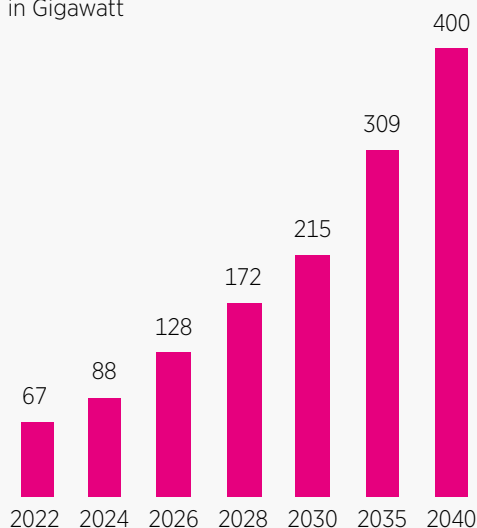
Solarenergie rückt in den Fokus

Bei der Solarenergie werden die Ausbauziele noch stärker angehoben, sodass im Jahr 2030 Solaranlagen im Umfang von 215 GW in Deutschland installiert sein sollen – im Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2021 lag die Zielmarke bei nur 100 GW. Für das Jahr 2040 werden nun sogar 400 GW angestrebt. Bei einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 1.000 können im Jahr 2040 rund 400 TWh Strom produziert werden – mehr als mit Windkraftanlagen an Land. Damit rückt die Solarenergie in den Fokus der Energiepolitik, bei der bisher der Ausbau der Windenergie an Land im Mittelpunkt stand.

Inwieweit diese Ausbauziele tatsächlich erreicht werden, bleibt abzuwarten und darf zumindest kritisch hinterfragt werden. So müssen laut Berechnungen des EWI aus Köln von 2023 an täglich 5,8 Windräder mit einer durchschnittlichen Leistung von je 4,2 Megawatt hinzukommen, um die Wind-Onshore-Ausbauziele des Jahres 2030 zu erreichen. Zum Vergleich: Im Mittel der Jahre 2010 bis 2021 wurden pro Tag rund 3,5 Windenergieanlagen errichtet, mit einer installierten Leistung von durchschnittlich 2,8 Megawatt.

Abbildung 4:

Installierte Photovoltaik-Leistung
in Gigawatt



Quelle: Bundesregierung, ab 2030 Prognose

Stromerzeugung verändert ihren Charakter

Sicher ist, dass die Stromproduktion in Deutschland volatiler, d.h. vor allem stärker vom Wetter abhängig sein wird. An besonders sonnigen und windigen Tagen kann die Stromnachfrage (bilanziell) allein aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Produzieren die konventionellen Kraftwerke an solchen Tagen ebenfalls, kommt es zu einem Überangebot. An windstillen Tagen ohne Sonnenschein fallen die Erneuerbaren demgegenüber in der Stromerzeugung fast vollständig aus. Für die Stromversorger wächst die Herausforderung, Stromerzeugung – abhängig von verlässlichen Wetterdaten – und Stromverbrauch möglichst exakt zu prognostizieren. Netzbetreiber müssen wiederum die Netzstabilität zu jedem Zeitpunkt gewährleisten.

Die Stromproduktion wird zudem immer dezentraler. An die Stelle relativ weniger (Groß-)Kraftwerke treten Millionen von Stromproduzenten.

Das Stromnetz muss auf allen Ebenen ausgebaut oder modernisiert werden. Neben den Übertragungsnetzen ist insbesondere ein massiver Ausbau der Verteilnetze sehr wichtig, um den Überschussstrom von zwei Millionen dezentralen Energieerzeugern, vor allem Photovoltaikanlagen, einzuspeisen. Der Strom wird nicht mehr wie bisher nur als Einbahnstraße von den Übertragungsnetzen zu den Hausanschlüssen weitergeleitet, sondern auch in die Gegenrichtung. Der Aufwand für Betrieb und Steuerung der Verteilnetze in beide Richtungen steigt enorm. Insbesondere für kleine Verteilnetzbetreiber wird dies eine große Herausforderung sein.

Eine technisch und ökonomisch befriedigende Lösung des Speicherproblems ist neben dem Ausbau der Versorgungsnetze entscheidend für das Gelingen der Energiewende. Zum einen, um die Fristentransformation zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten, zum anderen, um flexibel Schwankungen im Netz auszugleichen, wenn Einspeisungen und Verbrauch aktuell konträr verlaufen. Und schließlich, um Strom zeitlich versetzt nutz- und handelbar zu machen.

Bisher ist dieses Problem noch nicht gelöst, das gilt insbesondere für die Langfristspeicher. Neben den klassischen mechanischen Speichern (wie etwa Pumpspeicherkraftwerke oder Druckluftspeicher) zählen elektrische Verfahren für die kurzfristige (Kondensatoren, Spulen) oder elektrochemische für die mittelfristige Speicherung (Akkubatterien) dazu. Pumpspeicherkraftwerke gelten zwar als besonders leistungsfähig, doch gibt es diese in größerem Umfang bislang nur in bergigen Ländern wie Österreich und der Schweiz.

Schließlich steigt mit dem Ausbau der dezentralen Energiewelt die technische Komplexität und macht daher eine grundlegende Digitalisierung erforderlich. Nur so können die vielzähligen Transaktionen zwischen zahlreichen Marktteilnehmern effizient und effektiv ablaufen. Die Unternehmen der Energiewirtschaft müssen eine leistungsstarke digitale Infrastruktur aufbauen, die alle Beteiligten einbindet: konventionelle Kraftwerke, rund zwei Millionen Photovoltaikanlagen, Zehntausende Windkraftanlagen und eine wachsende Anzahl von Batteriespeichern.



Unternehmen als Prosumer in der neuen Energiewelt

Mit der Energiewende verschwimmen die vormals starren Grenzen zwischen Stromerzeugern und Stromverbrauchern. Dies eröffnet auch Unternehmen in wachsendem Maße die Möglichkeit, Strom selbst zu produzieren, zum Beispiel mithilfe von Photovoltaik (PV). Durch eine PV-Anlage auf dem Dach des Bürogebäudes, der Lager- oder Produktionshallen kann ein Unternehmen einen Teil seines Strombedarfs decken. Dies ermöglicht Unternehmen den Einstieg in eine resilientere Energiebeschaffung, die sie unabhängiger von der Marktvolatilität macht.

PV-Dachanlagen sind noch nicht bundeseinheitlich verpflichtend, allerdings planen EU und Bundesregierung noch in diesem Jahr ein Gesetz, nach dem auf dem Dach jedes neuen gewerblichen Gebäudes und Carports eine solche Anlage verpflichtend ist. Inwieweit das auch für bestehende Gebäude und Carports gelten wird, bleibt abzuwarten.

Einige Bundesländer sind schon weiter. Rund die Hälfte hat bereits eine eigene Solardachpflicht. Baden-Württemberg verlangt seit Januar 2022 ein Solardach für alle neuen Gebäude, die keine Wohngebäude sind; dazu zählen auch größere Parkplätze. Von Januar 2023 an gilt das ebenfalls bei einer grundlegenden Dachsanierung eines bestehenden Gebäudes. Andere Bundesländer haben ähnliche Regeln für Gewerbeimmobilien und führen die Solardachpflicht ab 2023 ein.

Bayern möchte eine Solardachpflicht für Gewerbeneubauten ab 2023 einführen, Nordrhein-Westfalen hat sie im Schwarz-grünen-Koalitionsvertrag ab 2024 verankert.

Der Eigenverbrauch hat wirtschaftliche Vorteile, denn zugekaufter Strom ist auf absehbare Zeit teurer als der selbst erzeugte, insbesondere wenn Strompreise und Netzgebühren weiter ansteigen. Daher empfiehlt es sich, den Strom maximal direkt vor Ort zu verbrauchen, um damit die Energiekosten deutlich zu senken. Deshalb ist es auch

sinnvoll, als Ergänzung zur PV-Anlage Batteriespeicher zu nutzen, um nicht genutzten Überschussstrom vorzuhalten. Batteriespeicher ermöglichen eine Eigenverbrauchsoptimierung des PV-Stroms, eine Lastspitzenkappung oder Lastspitzenverschiebung, eine unterbrechungsfreie Eigenstromversorgung selbst wenn die Sonne nicht scheint – zumindest in nicht energieintensiven Betrieben – sowie eine optimale Versorgung der Elektrofahrzeugflotte. Mit dem Ausbau der Elektromobilität könnten Autobatterien, die über Ladesäulen mit dem Unternehmen verbunden sind (Vehicle-to-Grid, V2G), künftig sogar als Zwischenspeicher für Erzeugungsspitzen dienen. Dies wird aktuell intensiv diskutiert.

Übersteigt die Stromproduktion – zum Beispiel an sonnenreichen Tagen – den Eigenbedarf, kann das Unternehmen den Überschuss verkaufen oder Speicher für Arbitrage-Handelsgeschäfte oder Regelernergie vorhalten. Die Vermarktung des Stroms über die Strombörse ist unter bestimmten Voraussetzungen verpflichtend – für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden und ab einer installierten Leistung von 100 kW – und erfolgt durch einen Direktvermarktungspartner mit der nötigen Expertise. Durch das Marktprämienmodell können attraktive Mehrerlöse erzielt werden. Der Vorteil der Direktvermarktung: Die Unternehmen erhalten immer mindestens die Höhe der EEG-Vergütung, und insbesondere Bestandsanlagen erhalten zusätzliche Mehrerlöse durch die Managementprämie. Ist der Stromversorger auch Direktvermarkter, vermeidet man Interessenkonflikte zwischen den beiden Parteien.

Im Ergebnis wächst in der neuen Energiewelt nicht nur die individuelle Versorgungssicherheit in dem Maße an, wie es den Unternehmen gelingt, sich beim Strombezug von gewissen Marktrisiken abzukoppeln. Unternehmen, die frühzeitig handeln, steigern darüber hinaus auch ihre Wettbewerbsfähigkeit durch geringere Energiekosten.

Neue Energiewelt, neue Risiken

Auch in der neuen Welt existieren Risiken für die Prosumer-Unternehmen, die ihre Energie teilweise selbst erzeugen. Diese betreffen:

› Vorhersage/Prognose

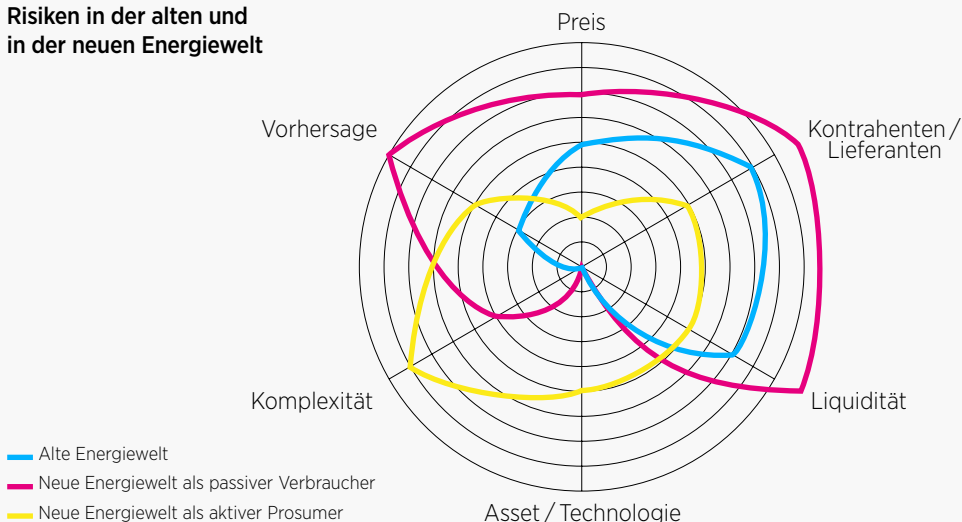
Die Volatilität von Stromproduktion und Strompreisen nimmt zu. Das Wetter hat großen Einfluss auf die Planbarkeit der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs. Die Unternehmen benötigen lokale Wettervorhersagen in hoher Qualität und mit schneller Verfügbarkeit, um die Eigenproduktion und den daraus resultierenden Strombezug aus dem Netz optimal in Einklang zu bringen. Die Vernetzung der Assets (PV-Anlage und Batteriespeicher) und des Verbrauchs sind notwendig, um eine harmonische Datengrundlage zu schaffen, die ein komplexes digitales Forecasting erlaubt.

› Assets/Anlagevermögen

Eine PV-Anlage schafft Entlastung auf der Kostenseite und bei den CO₂-Emissionen. Batteriespeicher können mit adäquaten Prognosen die Volatilität von Wetter und Preisen ausgleichen bzw. nutzen. Verschiedene Szenarien (speichern, verkaufen, kaufen, Eigenverbrauch, Lastspitzenkappung, Primärregelleistung) kommen für Speicher infrage. Diese werden durch komplexe KI-gestützte Software, die in Echtzeit Entscheidungen trifft, ermöglicht – remote oder mit lokal verbauter Software im lokalen Grid. Ein Risiko ist dabei die technische Verfügbarkeit, denn PV-Anlage und Batteriespeicher sollten immer remote erreichbar und steuerbar sein. Ein weiteres Risiko für Prosumer sind Wetterschäden, der Ausfall von PV-Anlage oder Batteriespeicher. Schließlich entsteht ein Finanzierungsrisiko, denn die Unternehmen investieren (Fremd-)Kapital in dieses Anlagevermögen.

Abbildung 5:

Risiken in der alten und in der neuen Energiewelt



Quelle: Risikomodell Energiewandel von neustrom

Komplexität

In der neuen dezentralen Energiewelt steigt die Komplexität hinsichtlich der Datenqualität und -sicherheit, der Steuerung der Assets sowie legislativer Eingriffe, z.B. mit hoher Frequenz wechselnde Marktdesigns. Der technische und administrative Aufwand der Unternehmen in der Prosumer-Welt steigt – und ist nur mit interner Professionalisierung oder spezialisierten Dienstleistern zu bewältigen.



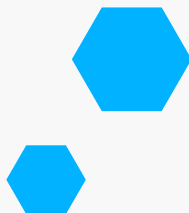
Diese neuen Risiken treten neben den oben erörterten Risiken aus der alten Energiewelt – Preisrisiko, Liquiditätsrisiko und Kontrahenten-/Lieferantenrisiko – auf, denn einen Teil des benötigten Stroms kaufen die Unternehmen weiterhin über den Markt ein. Allerdings verändern sich die Verteilung und die Gewichtung der Risiken, wie das von neustrom entwickelte Risikomodell verdeutlicht.

Überträgt man die sechs Risiken aus der alten und der neuen Energiewelt in ein Netzdiagramm, so zeigt die blaue Linie die Verteilung für ein Unternehmen in der alten Welt. Da in der Vollstromversorgung in der Regel kein eigener Strom erzeugt wird, spielen die Assets (PV-Anlage/Batteriespeicher) und die mit der Produktion verbundene Komplexität keine Rolle. Ein nur kleines Risiko entsteht auf der Verbraucherseite aus der Vorhersage/Prognose, da die Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien den Preis auf dem Spotmarkt beeinflusst. Die Preisrisiken sind höher, da der Puffer des selbst erzeugten Stroms fehlt. Große Risiken entstehen aus der vollständigen Abhängigkeit von externen Lieferanten und damit von deren Liquidität und physischer Lieferfähigkeit.

In der neuen Prosumer-Welt – dargestellt durch die gelbe Linie – verringern sich diese beiden letztgenannten Risiken. Die finanzielle und physische Abhängigkeit von den Strommärkten geht zurück. Gleiches gilt für das Preisrisiko; hier zeigen sich die Vorteile der Erzeugung eigenen Stroms, der selbst verbraucht oder vermarktet werden kann. Im Gegenzug steigen die mit dem Prosuming verbundenen Risiken im Vergleich zu einem Unternehmen aus der alten Energiewelt: Vorhersage, Assets und Komplexität.

Mithilfe der Digitalisierung verbessern sich allerdings die technischen Möglichkeiten, die alten und neuen Risiken in der Prosumer-Welt so auszutarieren, dass als Ergebnis ein Risikopotenzial gewährleistet werden kann, das in der Summe nicht höher ist als in der alten Welt – aber größere Chancen auf eine sichere, planbare und kostengünstige Strombeschaffung ermöglicht.

Wer allerdings mit der Technik der alten Welt, d. h. ohne die Möglichkeiten der Digitalisierung wie zum Beispiel Künstliche Intelligenz, in der neuen Prosumer-Welt agiert, hat ein deutlich erhöhtes Risikopotenzial – die rote Linie. Die Risiken aus der alten und der neuen Energiewelt addieren sich. Diese Unternehmen können sich nicht mit intelligenten Beschaffungs- und Vermarktungsmodellen gegen Marktschwankungen absichern bzw. von ihnen profitieren.





Robert Härtel

Vice President (VP)
Business Development, neustrom

Eine der großen Herausforderungen für die deutsche Wirtschaft ist das Thema Energie. Es gilt, die Versorgung sicherzustellen und gleichzeitig auf erneuerbare Energien umzusteigen. Was sind die größten Hürden?

Der Strommarkt befindet sich im größten Umbruch seit der Energieliberalisierung. Das bringt viele versteckte Risiken, aber auch Chancen für Unternehmen mit sich. Abnehmer von Energie müssen sich auf hohe Volatilität der Preise einrichten. Überdies kann mangelnde Verfügbarkeit zum existenzbedrohenden Problem werden. Wenn keine neuen Energieverträge für Strom und Gas angeboten werden oder nur zu schlechteren Konditionen abgeschlossen werden können, dann droht Unternehmen im schlimmsten Fall die Insolvenz. Das haben im vergangenen Herbst und im Winter 2022/23 einige Unternehmen unvorbereitet zu spüren bekommen.

Überdies führt die Elektrifizierung von Lieferketten und Produktionen zu einem deutlich höheren Strom- und Leistungsbedarf sowie einem Anstieg der Netzentgelte. Mancherorts gibt der vorhandene Netzanschluss die in den kommenden Jahren benötigte Leistung gar nicht her. Energiebeschaffung wird zum Stresstest für Unternehmen fast aller Branchen, der die Margen im Kerngeschäft unter Druck setzt.

Wie kann die deutsche Wirtschaft diese Herausforderungen meistern?

Unternehmen müssen die Strombeschaffung selbst in die Hand nehmen und überdies in Elektrifizierung investieren. Eigenstromproduktion wird unerlässlich. Mit selbst erzeugtem Strom und intelligentem Energiemanagement sind Unternehmen in der Lage, ihre Unabhängigkeit sowohl vom öffentlichen Netz als auch von fossilen Energieträgern zu erhöhen. Das stärkt ihre Resilienz. Jene Unternehmen, denen es gelingt, sich vom passiven Verbraucher zum aktiven Teilnehmer am Strommarkt zu wandeln, können daher Wettbewerbsvorteile erlangen.

Wie kann diese Transformation gelingen?

Der Aufbau intelligenter lokaler Netze ist elementar. Diese sogenannten Microgrids zur Eigenproduktion und Steuerung von Strom können beispielsweise aus Solaranlagen, Batteriespeichern, Blockheizkraftwerken, Wärmespeichern sowie einer Lade-Infrastruktur für E-Mobilität bestehen. Durch den Einsatz von intelligent gesteuerten Microgrids können Unternehmen ihre gesamte Strombeschaffung und -versorgung optimieren. So kommt zum Beispiel stets die günstigste verfügbare Stromquelle zum Einsatz; etwaige eigenproduzierte Strommengen werden preisoptimiert vermarktet oder eingespeichert. So können Kosten gesenkt und letztlich der Gewinn erhöht werden.

Wie genau unterstützen Sie Unternehmen bei diesem Prozess?

Wir bieten unseren Kunden zusätzlich zur Stromlieferung sowie der lokalen Steuerung und Optimierung ihres Microgrids auch den direkten Zugang zu Energiemärkten an. Das eröffnet Unternehmen ganz neue Möglichkeiten; erst so wird der Wandel vom passiven Verbraucher zum aktiven Prosumer gänzlich vollzogen. Basierend auf lokalen sowie globalen Echtzeitdaten können Unternehmen nun KI-gestützt einerseits produzierten und gespeicherten Strom handeln und andererseits zum optimalen Zeitpunkt automatisiert und durch unsere Software gesteuert einkaufen und verbrauchen. Wir bringen die lokale Optimierung mit externen Beschaffungsmaßnahmen in Einklang. So ermöglichen wir Unternehmen, Investitionen in Solaranlagen und Batteriespeicher schneller zu monetarisieren und Stromkosten sowie Beschaffungsrisiken zu reduzieren.

Welche Vorteile bietet die Digitalisierung der Strombeschaffung Unternehmen?

Viele Unternehmen nutzen bereits KI-gestützte Systeme zur Optimierung ihrer Prozesse, etwa in der Logistik und der Produktion, und können auf resultierende Wettbewerbsvorteile verweisen. Bis vor Kurzem war das Thema Strombeschaffung unproblematisch, weil Energie stets zur Verfügung stand, sodass langfristige Planungssicherheit gewährleistet war. Mittlerweile ist die Strombeschaffung sehr komplex geworden. Hier kann KI-gesteuerte Software helfen.

Was leistet die Künstliche Intelligenz?

KI steuert in Echtzeit die Microgrids, also die vernetzten Hardware-Elemente. Außerdem integriert sie den verbleibenden Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz in die lokale Infrastruktur. Sie optimiert also den selbst erzeugten und gegebenenfalls gespeicherten Strom mit dem aus dem Netz bezogenen Strom. Außerdem prognostiziert die Software die künftige Stromproduktion und den Verbrauch. Sie greift dabei auf Markt-, Handels-, Wetter-, Produktions- und Verbrauchsdaten zurück. Auf Basis dieser Daten entscheidet die Software beispielsweise, ob in einer konkreten Situation erzeugter Strom gespeichert werden soll-

te, um eine Lastspitze innerhalb von 24 Stunden abzufedern, oder ob der Überschuss besser direkt vermarktet wird. Solch eine Entscheidung kann nur eine intelligente Software zuverlässig treffen. Zudem kann die Künstliche Intelligenz durch Überwachung und Diagnose mögliche Probleme identifizieren, bevor es zu Ausfällen kommt, und damit für zusätzliche Sicherheit sorgen. Alle auf eine sichere Energieversorgung angewiesenen Unternehmen sind gut beraten, sich diesen Herausforderungen zu stellen. Staatliche Hilfen mögen zwar Probleme kurzfristig abfedern, sind aber keine dauerhafte Lösung.

Strategisches Strommanagement ist für viele Unternehmen Neuland. Fehlt es den Unternehmen an Know-how?

Ja, nur wenige, sehr große Unternehmen haben Abteilungen für den Stromeinkauf. Viele andere Betriebe müssen diese Expertise erst noch aufbauen. Wir übernehmen daher die Steuerung dieses Prozesses, geben unseren Kunden aber gleichzeitig auch die notwendigen Werkzeuge an die Hand. Selbstverständlich gehören die von uns erhobenen Daten unseren Kunden. Aus einer Blackbox von Daten und Stromflüssen werden nun wichtige neue Kennzahlen zur Unternehmenssteuerung. Dezentrales Strommanagement wird zur Kernkompetenz eines Unternehmens. Perspektivisch müssen die Unternehmen in Personal investieren, das auf Strombeschaffung spezialisiert ist. Dazu gehören nicht zuletzt auch Data-Analysten, Data-Scientists und Software-Developer.

Viele Unternehmen zögern angesichts unsicherer Konjunkturaussichten derzeit mit großen Investitionen. Ein Fehler?

Das Zögern ist angesichts sich rasant ändernder Rahmenbedingungen sowie des geringen Erfahrungsschatzes im Energiemanagement zwar verständlich. Allerdings erfordert die Implementierung Zeit, weil Anlagen nicht nur installiert, sondern auch genehmigt werden müssen. Entscheidend ist die richtige und ganzheitliche Beratung, um unnötige Verzögerungen zu vermeiden. Wir helfen unseren Kunden, damit aus einer Investition in die Elektrifizierung ein strategischer Wettbewerbsvorteil wird.

Wie sehen Sie die Strombeschaffung in Deutschland im Jahr 2030?

Smart gesteuerte Microgrids werden in Zukunft effizient und ressourcenschonend die Energieversorgung von Unternehmen steuern. Dies spart Kosten, senkt die Risiken und erhöht die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und Netzstrom. Überdies können Unternehmen, die ihre Produktion umweltfreundlich und nachhaltig gestalten, ihre Reputation verbessern. Schließlich erwartet die Gesellschaft von der Wirtschaft auf allen Stufen der Lieferketten möglichst rasche und möglichst hohe CO₂-Einsparungen.

Der Anteil der Erneuerbaren am Strommix wird in Deutschland und Europa massiv steigen. Zum Ende dieses Jahrzehnts wird mit der zunehmenden Anzahl flexibler Akteure am Strommarkt die Komplexität des Stromsystems massiv zunehmen. Die Hauptlast dieser gewachsenen Komplexität werden die Verteilnetze tragen müssen, wodurch es zu Interessenkonflikten mit der Industrie kommen kann. Dem kann durch eine möglichst hohe und effiziente Eigenproduktion entgegengewirkt werden.

Wird es zu Verlagerungen von Produktionsstätten kommen?

Ja, Produktionsstandorte werden dorthin wandern oder dort neu gegründet, wo der Strom am günstigsten ist. Erneuerbare Energieerzeugung hat stets nicht nur eine saisonale Komponente, sondern immer auch eine regionale. Nicht überall scheint die Sonne gleich viel oder weht der Wind gleich stark. Bislang ist der Norden klar im Vorteil, auch weil leistungsstarke Stromtrassen nach Süden fehlen. Im internationalen Wettbewerb werden der Strompreis und die Versorgungssicherheit immer stärker zum wichtigen Standortfaktor. Eine Investition in eine stärkere und effizientere Eigenproduktion dürfte sich also doppelt bezahlt machen, ökonomisch und ökologisch. Wir wollen, dass unsere Kunden dank unserer Tools, unserer Erfahrung und unseres Supports zum Vorreiter und damit zum Vorbild für andere Unternehmen werden.





neustrom

(eine Marke der Frequenz Energy-as-a-Service GmbH)

Neue Jakobstraße 1-3
10179 Berlin

www.neustrom.de
hallo@neustrom.de

neustrom revolutioniert die Art, wie Unternehmen Strom effizient beschaffen, optimieren und vermarkten. Die Services verbinden maßgeschneiderte Tarife, innovative Elektrifizierung und datenbasiertes Consulting für größtmögliche Flexibilität und Wirtschaftlichkeit.

Ob als Vollstromtarif, Spotmarkttarif, intelligente Direktvermarktung oder als breitgefächertes Strombeschaffungsportfolio mit multiplen Strombezugquellen: alle Tarife verknüpfen effiziente Stromlieferung, optimierte lokale Eigenproduktion mit intelligenter Direktvermarktung. Voll automatisch und in Echtzeit orchestriert durch die KI-gestützte Plattform.

Die intelligente Software steuert zugleich lokale Microgrids der Unternehmen bestehend aus dezentralen Energieerzeugern und E-Ladestationen und optimiert mit Batteriespeichern die Energieflüsse. Auf Wunsch werden diese Microgrids von den ersten Planungsschritten bis zum laufenden Betrieb umgesetzt oder bereits bestehende Anlagen erweitert und optimiert.

neustrom begleitet Unternehmen bei der Elektrifizierung, berücksichtigt individuelle Bedürfnisse und ermittelt maßgeschneidert die beste Stromstrategie – ganz gleich, ob das Unternehmen einen Standort hat oder tausende.

Handelsblatt RESEARCH INSTITUTE

Das **Handelsblatt Research Institute (HRI)** ist ein unabhängiges Forschungsinstitut unter dem Dach der Handelsblatt Media Group. Es erstellt wissenschaftliche Studien im Auftrag von Kunden wie Unternehmen, Finanzinvestoren, Verbänden, Stiftungen und staatlichen Stellen. Dabei verbindet es die wissenschaftliche Kompetenz des 20-köpfigen Teams aus Ökonom:innen, Sozial- und Naturwissenschaftler:innen, Informationswissenschaftler:innen sowie Historiker:innen mit journalistischer Kompetenz in der Aufbereitung der Ergebnisse. Es arbeitet mit einem Netzwerk von Partner:innen und Spezialist:innen zusammen. Daneben bietet das Handelsblatt Research Institute Desk-Research, Wettbewerbsanalysen und Marktforschung an.

Konzept, Analyse und Gestaltung

Handelsblatt GmbH
Handelsblatt Research Institute
Toulouser Allee 27
40211 Düsseldorf
www.handelsblatt-research.com

Autor: Dr. Jörg Lichter
Layout: Kristine Reimann, Christina Wiesen
Bilder: freepik, unsplash, neustrom

© 2023 Handelsblatt Research Institute