

# SOLAR SPITZEN GESETZ

PRAXISNAH ERKLÄRT

**Auswirkungen auf PV &  
Speicher im C&I-Segment**

by minimum energy

minimum  
energy

# SOLAR SPITZEN GESETZ

PRAXISNAH ERKLÄRT

## Inhaltsverzeichnis

1. Schnelldurchlauf: Was hat sich geändert – und was heißt das für EPCs?
2. Was ist das Solarspitzengesetz und warum wurde es eingeführt?
3. Relevanz für Commercial & Industrial (C&I) PV-Anlagen
4. Auswirkungen auf Planung und Auslegung von PV- und Speichersystemen
5. Betrieb: Intelligentes Last- und Speichermanagement bei negativen Strompreisen
6. Die Lösung von minimum.energy: Solarspitzengesetz-konforme Einspeiseplanung
7. Abschließend lässt sich festhalten

# Schnelldurchlauf: Was hat sich geändert – und was heißt das für EPCs?



## Geltung & Ziel

Seit 25. Februar 2025 in Kraft. Ziel: Solar-Mittagsspitzen glätten, negative Börsenpreise reduzieren, Systemintegration von PV & Speichern stärken. PV deckt bereits ~15 % des Strombedarfs in Deutschland; Flexibilisierung wird zentral.



## Negative Preise → keine Vergütung (mit Ausgleich)

Bei negativen Börsenpreisen wird die Vergütung auf 0€ gesetzt; ausgefallene Zeiträume werden am Vergütungsende kompensiert (§§ 51/51a EEG). Künftig auf Viertelstundenbasis.



## 60 %-Einspeisegrenze (Übergang)

Neue Anlagen ohne installiertes iMSys/Steuerbox dürfen vorübergehend max. 60 % ihrer Nennleistung einspeisen; die Begrenzung entfällt nach erfolgreichem iMSys-Einbau + Fernsteuer-Test.



## Wer ist betroffen?

Schwerpunkt 2–100 kW Neuanlagen (technische Übergangsregeln bis iMSys aktiv sind). Für < 2 kW gelten Sonderregeln; Details per BNetzA-Festlegung.



## Smart-Meter/Steuerbarkeit

Beschleunigter Rollout; Ziel: 90 % der seit 30.09.2026 neu installierten PV-Leistung bis 31.12.2026 mit iMSys & Steuerung. Direktvermarktung: 25–100 kW müssen fernsteuerbar sein.



## Speicher-Flexibilität

Speicher markt- & netzdienlich betreiben (PV-Puffer, Lastverschiebung, Arbitrage). Gesetz eröffnet praktikable Optionen (Pauschal-/Abgrenzungsoption nach § 19 EEG-Anpassungen).

# Was ist das Solarspitzengesetz und warum wurde es eingeführt?

Das **Solarspitzengesetz** (offiziell *Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen*) wurde ins Leben gerufen, um Probleme durch **gleichzeitige Solarspitzen** im Stromnetz zu lösen [1][19]. Photovoltaik deckt bereits **~15%** des deutschen Strombedarfs und wächst rasant [20]. Besonders mittags an sonnigen Tagen erzeugen PV-Anlagen in Summe mehr Strom, als aktuell verbraucht wird – die Folge sind **negative Strompreise** an der Börse [21]. Bisher erhielten PV-Betreiber trotz negativer Preise eine feste **EEG-Vergütung** (z.B.  $\sim 8 \text{ ct/kWh}$ ), was den Anreiz setzte, auch bei Überschuss weiter einzuspeisen [21]. Das führte zu **Netzüberlastungen** und zwang Netzbetreiber, Anlagen abzuregeln oder ganze Netzabschnitte abzuschalten („**Brownouts**“) [22][23]. Diese Kosten für Eingriffe trugen letztlich alle Stromkunden.

## Das Solarspitzengesetz setzt hier an und verfolgt zwei Hauptziele

Erstens **Netzengpässe verhindern**, ohne den PV-Ausbau zu bremsen, und zweitens die **Systemintegration der Solarenergie** verbessern [19][24].

**Statt pauschaler Deckelung oder Ausbaustopp setzt der Gesetzgeber auf intelligente Steuerung:**

Durch zeitweises Reduzieren der Einspeisung bei Überschuss und durch Fördern von Speicher- und Smart-Meter-Einsatz [19][25]. Kurz gesagt sollen Anlagen mehr Eigenverbrauch vor Einspeisung realisieren und bei Einspeisung markt- und netzdienlich agieren [25][26]. Indem PV-Spitzen geglättet werden, sinkt das Risiko von negativen Preisen und die Solarstrom-Markterlöse stabilisieren sich [26]. Gleichzeitig soll die Regelung dazu beitragen, dass die ambitionierten PV-Ausbauziele (215 GW bis 2030, 400 GW bis 2040) erreicht werden können, ohne dass die Netze zum Flaschenhals werden [27].



# Relevanz für Commercial & Industrial (C&I) PV-Anlagen

Gewerbliche und industrielle PV-Anlagen im C&I-Segment sind typischerweise größer und erzeugen erhebliche Überschüsse, insbesondere wenn sie auf Volleinspeisung oder hohe Einspeisungsraten ausgelegt sind. Damit stehen sie im Zentrum der Solarspitzengesetz-Regelungen. Warum ist das Gesetz für C&I-Anlagen relevant?



## Hohe Einspeiseleistung

C&I-PV-Anlagen (oft 30 kW bis mehrere 100 kW oder größer) speisen mittags große Leistungen ins Netz ein. Sie tragen damit überproportional zu den „Solarspitzen“ bei, die das Gesetz adressiert. Negative Strompreise und Einspeisebegrenzungen treffen diese Anlagen wirtschaftlich besonders, weil ein größerer Teil ihres Stroms ins Netz geht (im Gegensatz zu kleinen Eigenverbrauchsanlagen). Die Regel „Keine Vergütung bei negativen Preisen“ ist daher gerade für kommerzielle Anlagen wichtig zu kennen – hier können ohne Gegenmaßnahmen Erträge verloren gehen. Gleichzeitig bietet das Gesetz C&I-Betreibern neue Chancen, z.B. durch Direktvermarktung mit Speicherflexibilität zusätzliche Einnahmen zu generieren [16].



## Regulatorische Anforderungen

Für professionelle PV-Anlagen gelten strengere technische Pflichten. So greift die Smart-Meter-Pflicht ab 7 kW praktisch bei allen C&I-Anlagen [11]. Planer und Installateure müssen sicherstellen, dass die entsprechenden Mess- und Steuergeräte frühzeitig eingeplant werden. Anlagen >25 kW in der Volleinspeisung benötigen nun Fernsteuerbarkeit und ggf. vorübergehend die 60%-Leistungsbegrenzung [13]. Diese Anforderungen beeinflussen die Anlagenauslegung (z.B. Wahl des Wechselrichters mit Regelbarkeit, Integration von Rundsteuerempfängern oder modernen Energie-Management-Systemen). EPCs im C&I-Segment müssen ihre Kunden auf diese Pflichten hinweisen und Lösungen anbieten, um die Compliance sicherzustellen.



## Wirtschaftlichkeit und Business Case

C&I-Anlagen werden häufig als Investitionsprojekte mit klaren Renditezielen realisiert. Das Solarspitzenengesetz ändert einige Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Beispielsweise könnte ohne Gegenmaßnahmen die erwartete Vergütung leicht sinken (durch zeitweise Nullvergütung und leichte Mehrkosten für Messtechnik). Die gute Nachricht: Laut Bundesverband Solarwirtschaft bleibt die Wirtschaftlichkeit weitgehend erhalten [28]. Die maximale Ertragsminderung durch die 60%-Regel ist – wie erwähnt – sehr gering (meist unter 5%) [9]. Mit intelligentem Eigenverbrauchsmanagement steigt sie im besten Fall sogar: Die HTW Berlin und der BSW kommen zum Schluss, dass Speicher + EMS wirtschaftliche Vorteile bringen können, indem mehr Solarstrom selbst genutzt wird [28]. Für C&I-Betreiber heißt das: Wer in Flexibilitätstechnologien investiert, kann trotz neuer Auflagen weiterhin hohe Autarkiegrade und Einsparungen erzielen. Insbesondere gewerbliche Verbraucher mit hohem

Tagesstrombedarf können vom Eigenverbrauch vor Ort noch stärker profitieren, da Überschüsse nicht mehr verschenkt werden müssen.



## Planungssicherheit und Förderung

Das Gesetz nimmt etwas Planungsunsicherheit aus dem Markt. Projektierer im C&I-Bereich hatten zuletzt Sorge vor häufigen negativen Preisen und möglichen politischen Eingriffen, die Projekte unrentabel machen. Durch den Kompensationsmechanismus bei negativen Preisen und die moderate 60%-Begrenzung wurde ein politisch drohender „Deckel“ auf PV-Leistung abgewendet [29]. Statt einer Ausbaubremse setzt man auf Flexibilität – das ist ein positives Signal für Investoren im Gewerbesektor. Außerdem wurden auf EU-Ebene beihilferechtliche Genehmigungen eingeholt, um die Maßnahmen rechtskonform umzusetzen [30]. Unterm Strich wissen EPCs nun: Neuanlagen lassen sich weiterhin wirtschaftlich realisieren, wenn auch mit leicht angepassten Auslegungsparametern.

# Auswirkungen auf Planung und Auslegung von PV- und Speichersystemen

**Für Planer und Installateure (EPCs) bedeutet das Solarspitzenengesetz, dass PV-Anlagen und Speicher von Anfang an entsprechend ausgelegt werden sollten. Folgende Punkte sind bei der Planung von C&I-Systemen nun besonders zu berücksichtigen:**

# 1

## Leistungsbegrenzung und Anlagenkonfiguration

Wird eine neue PV-Anlage <100kW ohne zeitnahe Smart-Meter-Installation ans Netz gehen, muss sie zunächst auf 60% der Peak-Leistung limitiert einspeisen [8]. In der Praxis könnte man das durch einen entsprechend konfigurierten Wechselrichter oder ein Energiemanagement erledigen. Planer sollten hier darauf achten, Wechselrichter mit Kappungsfunktion oder überschussfähige Batteriewechselrichter vorzusehen. Beispielsweise kann bei einer 100kW Anlage ohne Smart Meter die AC-Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt zunächst auf 60kW begrenzt werden. Empfehlenswert ist es, die nötige Mess- und Steuertechnik frühzeitig mit dem Netzbetreiber abzustimmen, damit die 60%-Phase möglichst kurz bleibt (idealerweise nur wenige Monate). Auch eine Overplanting-Strategie (z.B. mehr PV-Module installieren als Wechselrichterleistung) kann dank Speicher sinnvoll sein: Der Wechselrichter begrenzt zwar die Einspeisespitze, aber der Speicher kann überschüssige DC-Erzeugung aufnehmen, sodass die PV-Module öfters am Maximum arbeiten, ohne das Netz zu belasten.

## Vermarktungsform und Tarife beachten

# 2

Für C&I-Anlagen >100kW ist die Direktvermarktung ohnehin Pflicht (Marktprämienmodell). Aber auch im Bereich darunter kann die freiwillige Direktvermarktung attraktiver werden. Das Solarspitzenengesetz erleichtert die Direktvermarktung insbesondere, weil es kleine Anlagen <100kW von einer ursprünglich geplanten verpflichtenden Direktvermarktung verschont und stattdessen andere Anreize setzt [36]. Planer sollten mit dem Betreiber abstimmen, welche Vermarktungsstrategie verfolgt wird – Einspeisevergütung (mit festen Sätzen, aber Regulierungsvorteilen) oder Direktvermarktung (mit Marktpreis Chancen und neuer Speicher-Flexibilität). Beispielsweise ermöglicht nur die Direktvermarktung die erwähnte Netzstromnutzung des Speichers für Arbitrage [16]. Wenn ein Kunde also bereit ist, am Strommarkt zu partizipieren, kann man den Speicher so auslegen, dass er neben PV-Eigenverbrauch auch Handelsgewinne erzielt (etwa tagsüber günstig Strom laden und morgens/abends bei höherem Preis einspeisen). Hierdurch wandelt sich die Rolle des Speichers vom reinen PV-Puffer hin zu einem aktiven Ertragsbringer. Bei kleineren Gewerbeanlagen, die lieber im einfachen EEG-Vergütungsmodell bleiben, liegt der Fokus hingegen darauf, den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren – also Verbraucher (wie z.B. Kühlanlagen, Wärmepumpen, E-Ladestationen) möglichst in die Mittagsstunden zu legen oder durch Speicher zu bedienen.

# 3

## Batteriespeicher dimensionieren und integrieren

Das Solarspitzenengesetz erhöht den Nutzen von Batteriespeichern in PV-Systemen erheblich. Bei der Planung einer C&I-Anlage ist daher die Frage „Speicher ja/nein?“ neu zu bewerten. Ein Speicher kann Überschüsse puffern, die sonst wegen 60%-Limit oder negativer Preise abgeregelt würden [32]. Damit lassen sich nahezu alle potenziellen Verluste vermeiden [33]. Planer sollten die Größe des Speichers so auslegen, dass er zur Mittagszeit genügend Aufnahmekapazität hat, um die PV-Spitze aufzunehmen. Der Bundesverband Solarwirtschaft empfiehlt, Speicher nicht zu klein zu dimensionieren und sie intelligent anzusteuern, damit zur Mittagszeit ausreichend Ladeleistung verfügbar ist [34][35]. Für ein typisches Gewerbedach-PV-System (z.B. 100kWp) könnte etwa ein Batteriespeicher im Bereich 100–200kWh sinnvoll sein, je nach Lastprofil. Wichtig ist auch, dass das Energiemanagement Prognosedaten nutzt: Mit Solar- und Lastprognosen kann der Speicher gezielt vor Mittag entladen werden (insbesondere wenn zu diesem Zeitpunkt der eigene Verbrauch gedeckt ist), um Platz für den kommenden Solarpeak zu schaffen [35]. Durch diese vorausschauende Steuerung kann die PV-Anlage trotz gesetzlicher Begrenzungen nahezu verlustfrei betrieben werden.

## Smart-Meter- und Steuertechnik einplanen

# 4

Ein zentrales To-Do ist die Integration intelligenter Messsysteme (iMSys). Für alle Anlagen >7kW sollte im Projektplan der Einbau eines Smart Meters (und ggf. eines zertifizierten Steuergeräts) fest eingeplant sein [11]. Da der Rollout beim grundzuständigen Messstellenbetreiber erfolgt, müssen Installateure und Betreiber hier frühzeitig den Bedarf anmelden. In der Planung sollte ein Puffer für die Messtechnik-Kosten (gedeckelt auf 50€/Jahr für <15kW, etwas mehr für größere Anlagen [31]) berücksichtigt werden. Außerdem ist die Kommunikationsanbindung wichtig: das iMSys benötigt Konnektivität (Mobilfunk oder Breitband), um Steuerbefehle zu empfangen. EPCs sollten ihre Kunden beraten, welche Fernsteuer-Lösungen für die Anlage erforderlich sind – z.B. die Installation eines Rundsteuerempfängers oder die Nutzung eines Energiemanagementsystems, das Fernzugriff ermöglicht. Die Inbetriebnahme-Tests mit dem Netzbetreiber (Fernsteuerbarkeits-Test) sollten zeitnah nachgerüstet werden, da erst danach die 60%-Limitierung entfällt [10].

# Betrieb: Intelligentes Last- und Speichermanagement bei negativen Strompreisen

**Eine der größten Änderungen ist die Behandlung negativer Strompreise. Für Betreiber bedeutet das konkret: In einigen Stunden im Jahr (typischerweise sonnige Wochenenden oder Feiertage im Sommer) kann der Börsenstrompreis ins Negative fallen. Ohne Gegenmaßnahmen würde die PV-Anlage in diesen Stunden keine Vergütung erhalten – oder bei Direktvermarktung sogar aktiv vom Direktvermarkter abgeregelt werden, da der Strom für ihn unverkäuflich ist. Mit intelligentem Last- und Speichermanagement (EMS) lässt sich jedoch optimal auf solche Situationen reagieren**

## Automatische Erkennung negativer Preise

Moderne Energiemanagement-Systeme können Preisprognosen aus Strombörsen oder dynamischen Tarifen auslesen. Sobald für den nächsten Tag oder die kommenden Stunden negative Preise vorhergesagt werden, kann das EMS entsprechende Maßnahmen einleiten. Beispielsweise könnte es veranlassen, dass der Batteriespeicher bis zu diesem Zeitpunkt möglichst entladen ist (durch Erhöhung der Eigenversorgung vorher), um dann genau in der Negativpreis-Phase leer zur Verfügung zu stehen. So kann die Anlage den gesamten Solarstrom in den Akku laden, anstatt ihn unvergütet ins Netz zu schicken.

## Lastverschiebung und temporärer Mehrverbrauch

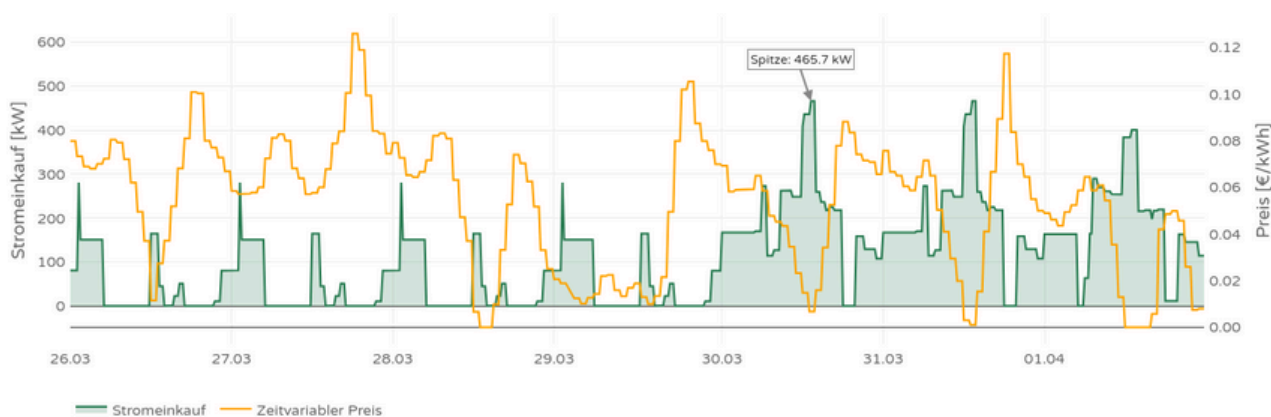
Betriebe im C&I-Bereich haben oft flexible Verbraucher oder Prozesse, die zeitlich verschoben werden können. Bei vorhergesagten negativen Preisen könnte ein EMS beispielsweise Kälteanlagen stärker vorkühlen, Klimaanlage einschalten oder Produktionsprozesse vorziehen, um überschüssigen Solarstrom im Betrieb zu nutzen. Selbst Power-to-Heat-Lösungen (Heizstab im Warmwasserspeicher, Wärmepumpen) sind denkbar, um Überschüsse in nutzbare Wärme umzuwandeln<sup>[37]</sup>. Wichtig ist, dass diese Verbraucher automatisiert durch das EMS angesteuert werden, sobald Überschuss erkannt wird. So wird aus einer potenziell wertlosen Kilowattstunde Einspeisung eine nützliche Kilowattstunde vor Ort – man spart Netzbezug und damit Kosten, anstatt keine Vergütung zu erhalten.

# Speicher-Arbitrage bei negativen Preisen

In der Direktvermarktung können negative Preise bedeuten, dass man für Einspeisung draufzahlen müsste. Hier bietet ein Speicher eine lukrative Option: Das EMS kann bei negativen Preisen sogar erwägen, zusätzlichen Strom aus dem Netz aufzunehmen (falls der Speicher nicht durch PV voll wird), denn bei einem stark negativen Preis wird einem im Grunde Geld dafür gezahlt, Strom abzunehmen. Ein solcher „gekaufter“ Stromüberschuss kann im Speicher zwischengespeichert und bei späteren positiven Preisen wieder eingespeist werden. Dank der neuen gesetzlichen Regelungen geht dieses Vorgehen nicht mehr mit dem Verlust der EEG-Förderung einher[16] – vorausgesetzt, die Anlage ist in der Direktvermarktung und nutzt die vorgesehene Speicheroption. Für einen C&I-Betrieb mit großem Speicher kann dies eine zusätzliche Einnahmequelle sein und zugleich dem Netz helfen, Überschusszeiten auszugleichen.

## Beispielszenario

Nehmen wir ein mittelständisches Unternehmen mit einer 200kWp PV-Anlage und 200kWh Batteriespeicher. An einem sonnigen Sonntag im Juli fallen mittags die Strompreise für zwei Stunden ins Negative (z.B. -50€/MWh). Das EMS hat das kommen sehen: Bis 11 Uhr hat es die Kühlhäuser extra stark gekühlt und den Batteriespeicher durch Lieferung an interne Verbraucher auf 30% Restladung entleert. Ab 12 Uhr, als der Preis unter 0 fällt, wird die PV-Leistung nicht ins Netz eingespeist, sondern vollständig in den Speicher geladen. Um 14 Uhr ist der Preis wieder positiv; der Speicher ist zu diesem Zeitpunkt zu 100% gefüllt. Am Montag, wenn der Betrieb wieder läuft, entlädt das EMS den Speicher zu den üblichen Spitzenstromzeiten in den Eigenverbrauch. Ergebnis: Das Unternehmen hat keine Kilowattstunde zu Nullvergütung eingespeist. Stattdessen hat es zusätzlichen Kühlkomfort geschaffen, den Speicher kostenfrei gefüllt und am nächsten Werktag Netzbezug gespart. Durch intelligentes Management wurde aus der Herausforderung Negativpreis ein Vorteil.



**Zusammenfassend** erlaubt ein gut konfiguriertes EMS den C&I-Betreibern, maximal flexibel zu reagieren. Es stellt sicher, dass kein Solarstrom ungenutzt oder unvergütet bleibt, sondern entweder intern verbraucht, zwischengespeichert oder im optimalen Moment eingespeist wird. So umgehen Anlagenbetreiber die potenziellen Nachteile des Solarspitzengesetzes und erfüllen gleichzeitig dessen Intention: Netz und Markt werden entlastet, ohne dass der Betreiber Einbußen hat[28].

# Die Lösung von minimum.energy: Solarspitzenengesetz-konforme Einspeiseplanung

**Bei all den neuen Regeln und Optimierungsmöglichkeiten kann es komplex werden, die beste Betriebsstrategie für PV-Anlagen mit Speicher zu finden. Genau hier setzt die Software-Plattform von minimum.energy an. Unsere Lösung unterstützt EPCs und Anlagenbetreiber dabei, optimal zu planen und zu betreiben – selbst unter den Randbedingungen des Solarspitzenengesetzes.**

## Was bietet minimum.energy?

Unsere Plattform führt eine ganzheitliche Simulation und Optimierung Ihres Energiesystems durch. Dabei können auf Wunsch explizit die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Konkret heißt das:

## Einspeiseplanung mit Gesetzeslogik

Die Algorithmen von minimum.energy kennen die 60%-Einspeisebegrenzung und die Regel „0€-Vergütung bei negativen Preisen“. In der Simulation Ihrer PV-Anlage wird automatisch eingeplant, dass in relevanten Stunden nicht eingespeist wird – es werden stattdessen Eigenverbrauch oder Speicherladung optimiert. So erhalten Sie eine realistische Prognose der Energieflüsse und Erträge, die bereits kompatibel mit dem Solarspitzenengesetz ist. Dieser Grad an Detailtreue ist ein Alleinstellungsmerkmal unserer Software und bewahrt Sie davor, Erträge zu überschätzen.

## Optimale Speicher- und Laststeuerung

Die USP von minimum.energy ist die Multi-Use-Optimierung. Unser Tool berechnet in Minuten die optimale Größe und Steuerung des Batteriespeichers für Ihre spezifische Anwendung[38][39]. Dabei werden alle relevanten Nutzungsarten gleichzeitig berücksichtigt – Eigenverbrauchssteigerung, Peak Shaving, Lastverschiebung, dynamische Tarife und nun auch Arbitrage bei negativen Preisen. Die Software zeigt Ihnen schwarz auf weiß, wie ein Speicher in Ihrem Projekt die Einspeiseverluste minimiert und den Nutzen maximiert. Sie können z.B. Szenarien durchspielen: Wie groß muss der Speicher sein, um bei einem gegebenen Lastprofil alle 60%-Abregelungen zu puffern? Oder wie viel Mehrertrag bringt es, wenn das System bei erwarteten Negativpreisen aktiv Netzstrom aufnimmt? Die mathematische Optimierung findet hier die beste Lösung, was manuell kaum zu erreichen wäre[40][41].

# Regelkonforme Betriebsstrategie als Verkaufsargument

Mit minimum.energy können EPCs ihren Kunden gegenüber belegen, dass die geplante Anlage gesetzeskonform und zukunftssicher betrieben werden kann. Unser Tool generiert beispielsweise Berichte und Grafiken, die dem Kunden zeigen: Trotz Solarspitzenengesetz schöpft Ihre PV-Anlage dank Speicher und EMS nahezu 100% ihres Potenzials aus. Etwaige Einspeisebeschränkungen werden intelligent umgangen, negative Strompreise werden proaktiv genutzt. Dies nimmt dem Kunden mögliche Sorgen vor den neuen Regelungen – im Gegenteil, Sie können hervorheben, dass Ihre Lösung aktiv von den neuen Spielregeln profitiert. Ein Speicher, der nach dem Solarspitzenengesetz gesteuert wird, kann zum „Cashflow-Booster“ werden[42][43]. Diese Transparenz und Optimierung verschaffen Ihnen einen Vertrauensvorsprung und können den Unterschied machen, um Projekte im C&I-Bereich zu gewinnen.

## Abschließend lässt sich festhalten

Das Solarspitzenengesetz bringt Veränderungen, die insbesondere im Commercial-&-Industrial-Sektor relevant sind. Mit der richtigen Planung – Fokus auf Eigenverbrauch, Speicher und smarte Steuerung – bleiben PV-Anlagen jedoch weiterhin höchst rentabel und netzdienlich. Die Plattform von minimum.energy ist dabei Ihr zuverlässiger Partner, um komplexe PV-Speicher-Systeme effizient zu planen und Ihren Kunden die optimalen Lösungen im neuen regulatorischen Umfeld zu präsentieren. Wir berücksichtigen heute schon die Herausforderungen von morgen – damit Ihre PV- und Speicherprojekte auch im Zeitalter der Solarspitzen ein voller Erfolg werden.