



neue energie

spotlight

2026

Smart Grids

› Digitale Stromnetze

Die Energiewende braucht Smart Grids. Derzeit sind die deutschen Stromnetze allerdings wenig digital – und deshalb wenig intelligent.

› Wann kommen die Smart Meter?

Wer die Stromnetze stabilisieren und entlasten will, braucht Infos in Echtzeit. Doch beim Rollout der Smart Meter holpert es noch.

› Autarke Inseln: Microgrids

Als unabhängige und vernetzte Inseln veranschaulichen Microgrids, welche Vorteile intelligente Smart Grids haben.



Auszug
aus der
Mai-
Ausgabe



Von wegen „Smart Grids“

von Michael Prellberg

Die Stromnetze in Deutschland sind wenig smart, sprich: intelligent. Warum es mit der Digitalisierung so langsam vorangeht, hat weniger technische als wirtschaftliche Gründe.

Intelligenz braucht Hirnzellen, die Informationen zu Wissen verarbeiten. Im deutschen Stromnetz gibt es zu wenig Hirnzellen. Diese Aufgabe ist Smart Metern zugeordnet, die an deutschlandweit mehr als 50 Millionen Messstellenpunkten aktuelle Informationen über den Stromverbrauch vor Ort aufnehmen und weiterleiten sollen. Mit diesem Wissen kann das Stromnetz als Smart Grid den Stromfluss steuern und Schwankungen ausgleichen. Das erhöht die Versorgungssicherheit und senkt die Kosten – für die Netzbetreiber ebenso wie für die Stromabnehmer.

Bei dieser anspruchsvollen Aufgabe kommt Deutschland nur mühsam voran. Damit stockt auch die Energiewende. Die braucht (außer mehr Stromtrassen) ein digitalisiertes Stromnetz. Doch dafür fehlt es an Hirnzellen. Kaum mehr als fünf Prozent aller Messstellenpunkte sind bislang mit einem Smart Meter versorgt (siehe auch Seite 40), während beispielsweise Schweden bereits vor anderthalb Jahrzehnten alle Unternehmen und Haushalte mit intelligenten Messsystemen (iMSys) versorgt hat. Dort nutzen die Netzbetreiber die Echtzeitdaten längst, gekoppelt mit modernen Lastmanagementsystemen, um die Netzstabilität zu stärken. Der langsame Fortschritt der Digitalisierung in Deutschland hingegen behindert die dringend nötige Fähigkeit der Netzbetreiber, Lasten effektiv zu

steuern und die Netzstabilität zu gewährleisten“, kritisiert Carlo Lazar, Sales Director beim finnischen iMSys-Unternehmen Aidon.

Saumselige Netzbetreiber

In skandinavischen Ländern liegt der Abdeckungsgrad mit Smart Metern ebenso wie in Italien, Spanien, Portugal, Frankreich und Österreich deutlich über 90 Prozent. Deutschland wird bis zum Jahresende wohl nicht einmal die Zehn-Prozent-Hürde nehmen. Das liegt daran, dass derzeit nur Haushalte mit einem hohen Stromverbrauch, Photovoltaikanlagen auf dem Dach oder neuen und leistungsfähigen Wärmepumpen und Wallboxen verpflichtend ein Smart Meter brauchen. Den Einbau übernehmen die jeweils zuständigen Verteilnetzbetreiber, von denen es in Deutschland mehr als 800 gibt.

Während einige davon vorbildlich arbeiten, zeigen sich andere saumselig. Im März leitete die Bundesnetzagentur 77 Verfahren gegenüber Netzbetreibern ein, die die gesetzlich festgelegte Quote für den iMSys-Rollout nicht eingehalten hatten. „Der Einbau von Smart Metern spielt eine zentrale Rolle für die Digitalisierung unseres Stromsystems“, erinnerte Bundesnetzagentur-Präsident Klaus Müller.

Die Zurückhaltung mancher Messstellenbetreiber mag damit zusammenhängen, dass es für sie kaum finanzielle Anreize gibt. Der iMSys-Betrieb, so rechnet die Branche, lohnt sich erst ab 500 000 Messstellen. In dieser Größenordnung rangieren exakt 19 der derzeit rund 850 Verteilnetzbetreiber.

Die Frage des Datenschutzes

Dass sich Smart Meter kaum rechnen, liegt auch an den technisch aufwendigen Messsystemen. Dafür ist das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) verantwortlich. Denn wo digitalisiert wird, fallen Daten an – das ruft den Datenschutz auf den Plan. Was heute zertifiziert wird und anschließend eingebaut werden darf, entspricht jedenfalls höchsten Standards. Die BSI-Anforderungen an Datensicherheit „auf Geheimdienstniveau“, kritisiert Carolin Schenuit vom Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) gegenüber *tagesschau.de*, habe jahrelang Fortschritt verhindert.

Nun soll das Tempo anziehen. Seit 2025 müssen Versorger ihren Kunden dynamische Stromtarife anbieten – das soll das Interesse an Smart Metern

auf Abnehmerseite steigern. Das Problem dabei: Finanziell interessant ist dieses Angebot vor allem für Haushalte mit Photovoltaik auf dem Dach, Wärmepumpe und/oder Wallbox. Sie sparen laut Analyse von Metrify Smart Metering jährlich bis zu 180 Euro. Durchschnittlich entlastet ein Smart Meter solche bundesdeutschen Haushalte um 116 Euro. Da der iMSys-Betrieb laut Finanztip-Spezialistin Sandra Duy jährlich zwischen 30 und 190 Euro kostet (plus Einbau), ist die Ersparnis überschaubar.

Es muss sich rechnen

Die Nachfrage lahmt – und das Stromnetz bleibt weiterhin unter seinen Möglichkeiten. Damit ein Smart Grid intelligent agieren kann, muss das Netz digital Millionen Geräte koordinieren und so Angebot und Nachfrage in Echtzeit ausgleichen. Dafür müssen Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher integriert und gesteuert werden.

Doch solange es sich weder für Netzbetreiber noch für Stromabnehmer rechnet, auf Smart Meter zu setzen und so dem Smart Grid weitere Hirnzellen zu spendieren, bleibt das Stromnetz überschaubar „smart“. ■

Virtuelles Smart Grid: Strom wird dann genutzt, wenn er besonders billig ist.

© tunzalei81, freepik.com



Was Smart Meter endlich smart macht

von Bernward Janzing



So sehen Smart Meter aus:
Produktion der intelligenten Messsysteme bei EMH Metering im mecklenburgischen Gallin.

© EMH Metering

Nach holperigem Start nimmt der Ausbau von Smart Metern jetzt Fahrt auf. Sie machen das Netz intelligenter – und ändern die Preisstrukturen im Strommarkt.

Zwei von drei Stromkunden in Europa haben ein Smart Meter. Deutschland zieht den Schnitt nach unten: Zum Jahreswechsel nutzten laut Bundesnetzagentur nur 5,5 Prozent der Stromabnehmer ein intelligentes Messsystem (iMSys). Woran liegt's? Offenbar an den hohen Anforderungen an die intelligenten Stromzähler, die Daten über Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit liefern. Das ermöglicht einerseits flexible Stromtarife und hilft andererseits Netzbetreibern, die Stromflüsse besser zu steuern. Deutschland gehe „mit dem iMSys-Rollout einen von Anfang an deutlich ambitionierteren Weg als viele europäische Nachbarn“, erklärt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) den langsamen Fortschritt. Hierzulande habe man nämlich die Steuerung von Anlagen gleich in das Konzept integriert.

Deutschland macht es anders

Andere Länder machten es „nicht besser, nur anders“ als Deutschland, sagt auch Frank Borchardt, Teamleiter Metering und Digitalisierung beim Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE). Was Deutschland zum Beispiel anders macht: Es hat „die mit Abstand höchsten Sicherheitsstandards weltweit“, sagt Arno Ritzenthaler, Geschäftsführer von Smart Grids BW: „Deren IT-Sicherheit ist vergleichbar dem Online-Banking.“ Und: Deutschland zwingt Kleinverbrauchern die neue Technik nicht auf.

Verpflichtend sind Smart Meter nur für Stromkunden, die entweder jährlich mehr als 6000 Kilowattstunden Strom beziehen, über eine Eigenerzeugung von mehr als sieben Kilowatt (meist Photovoltaik) oder eine steuerbare Verbrauchsanlage (etwa Wärmepumpe oder Wallbox) mit mindestens 4,2 Kilowatt Anschlussleistung verfügen. Bei diesen Stromkunden lag die Smart-Meter-Quote zum Jahreswechsel bei 23,3 Prozent und damit sogar leicht über der gesetzlich vorgegebenen Mindestquote von 20 Prozent.

Wer diese Vorgabe ignoriert, bekommt Post von der Bundesnetzagentur. Sie hat im März – nach vergeblichen Erinnerungen – Verfahren gegen 77 Unternehmen eingeleitet, „die mit dem Rollout noch nicht begonnen haben“, sagt ihr Präsident Klaus Müller. Die Bundesnetzagentur will weitere Verfahren gegen Netzbetreiber einleiten, die zwar mit dem iMSys-Einbau angefangen haben, allerdings weit entfernt sind von der 20-Prozent-Quote. Das Ziel der Verfahren: die Einhaltung der gesetzlich festgelegten Ausbauziele über Zwangsgelder sicherzustellen. Bis 2028 sollen die Pflichtfälle zu 50 Prozent mit Smart Metern ausgestattet sein, bis 2030 dann zu 95 Prozent.

Wohin mit den Daten?

Selbst wenn der Ausbau an Fahrt aufnimmt, ist die Frage keineswegs beantwortet, wie smart die Smart Meter wirklich sind. Ihr Potenzial können sie nur →

ausspielen, wenn sie ihre Daten problemlos austauschen können. Dafür bräuchten die Betreiber der Netzinfrastruktur und der Messstellen dieselbe Kommunikationsstruktur, ebenso die Stromlieferanten. Daran hapert es: „Da trifft mitunter KI auf das Faxgerät“, sagt Ritzenthaler. Das liege an „fehlenden Ressourcen auf allen Ebenen“, vor allem fehlten Mitarbeiter und finanzielle Mittel.

Ritzenthaler hat nicht nur die Smart Meter, sondern besonders auch die Smart Grids im Blick: Bei Smart Metern geht es um die Messtechnik beim Endverbraucher, bei Smart Grids um bessere Daten aus dem Verteilnetz. „Diese Informationen helfen dabei, den Stromverbrauch besser zu steuern, Engpässe zu vermeiden, erneuerbare Energiequellen wie Solar- und Windkraft effizienter zu integrieren und letztlich die Kosten für Stromkunden zu senken“, heißt es bei der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im VDE. Davon allerdings sind die Verteilnetze derzeit noch weit entfernt.

„Das größte Sorgenkind ist das 400-Volt-Netz“, sagt Gabi Jurleit, Teamleiterin Netztechnik und Netzbetrieb beim VDE. Dort gebe es „noch viele blinde Flecken“, in ganzen Straßenzügen hätten die Netzbetreiber keinen Überblick über die aktuellen Netzzustände. Erst allmählich werden Ortsnetzstationen mit der entsprechenden Kommunikationstechnik ausgestattet, damit die Netzleitstelle erkennen kann, wenn in einzelnen Netzsträngen die Einspeisung oder die Nachfrage aus dem Ruder läuft.

Warten auf die Revolution

Sobald flächendeckend Smart Meter eingebaut sind und die verschiedenen Netze ihre Daten erfassen und austauschen können, beginnt die eigentliche Revolution: dynamische Preissignale für Stromverbraucher. Variable Strompreise, für viele Unternehmen längst Standard, sollen sich künftig auch für ganz normale Haushalte lohnen. Alle Stromanbieter sind seit 2025 verpflichtet, dynamische Tarife anzubieten. Im Jahr zuvor nutzten nur sieben Prozent der Haushalte solche Angebote. Für diese Zurückhaltung gibt es zwei Gründe. Der erste: Man braucht ein Smart Meter. Der zweite: Es lohnt sich finanziell nicht.

„Für normale Haushaltsstromkunden sind die Tarife in der Regel nicht empfehlenswert“, warnt die Verbraucherzentrale. Haushalte mit Elektroauto, Wärmepumpe oder Batteriespeicher und entsprechend hohen

und zeitlich flexiblen Verbräuchen hingegen sollten durchrechnen, ob sich ein Umstieg lohnt. Die dynamischen Stromtarife bemessen sich im Idealfall an den Viertelstundenpreisen des Spotmarkts der Strombörse. In ihnen spiegelt sich das bundesweite Stromangebot in Relation zur Nachfrage sehr gut wider.

Getestet werden dynamische Stromtarife beispielsweise in Hannover: An zwölf Schnellladestationen des Energieversorgers Enercity laden Autofahrer ihr Elektrofahrzeug zu wechselnden Strompreisen. Ist viel Solar- oder Windstrom im Netz, wird das Laden billiger. Die Preise werden täglich ab 13:30 Uhr auf Basis des Spotmarkts für den Folgetag ausgewiesen.

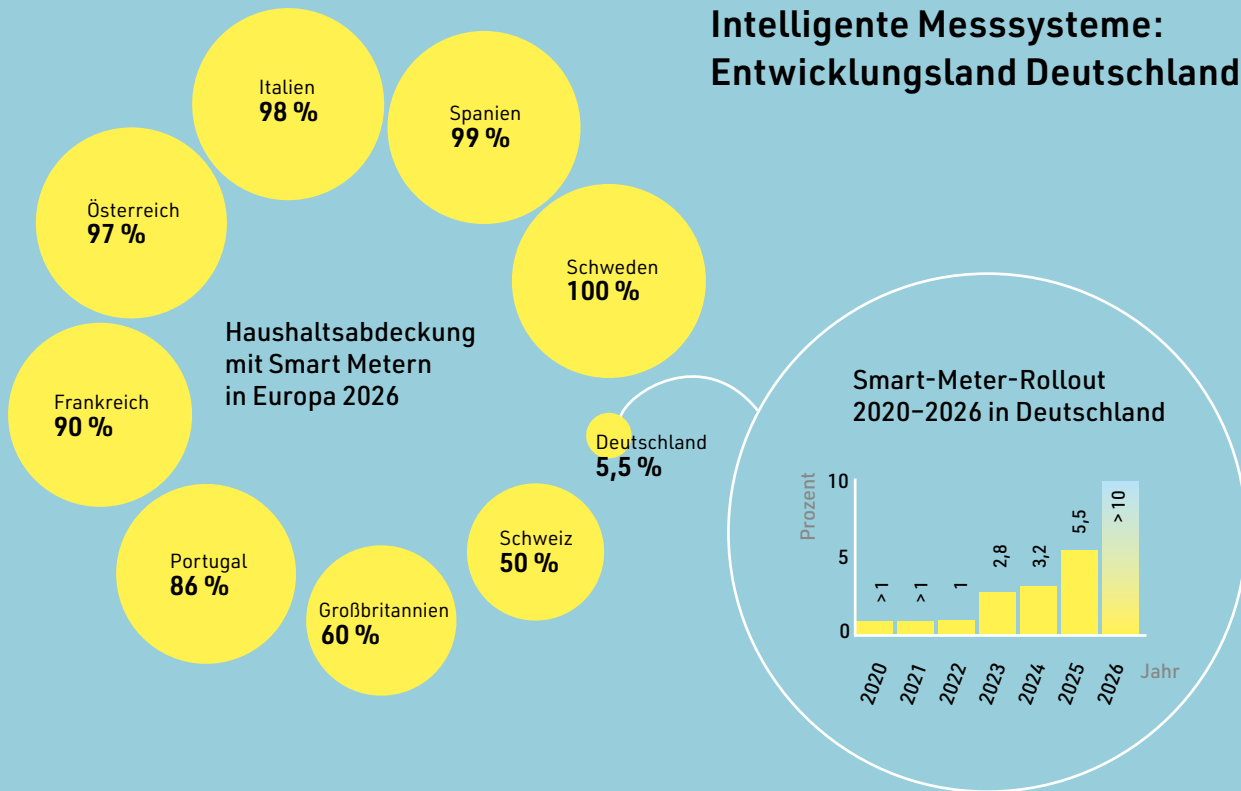
Lokale Netzsituationen kann der Börsenpreis allerdings nicht abbilden. Das führt mitunter zu Schief-lagen im Netz und aufwendigen Eingriffen – etwa, wenn aufgrund niedriger Spotmarktpreise die Stromnachfrage steigt, während zugleich die Netze vor Ort die Energie gar nicht bis zu den Kunden zu bringen vermögen. Dieses Problem soll durch dynamische Netzentgelte entschärft werden.

Wer zahlt wie viel Netzentgelt?

Wer Wallboxen, Wärmepumpen oder Stromspeicher nutzt, muss seinem Netzbetreiber seit 2024 die Möglichkeit geben, diese „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ im Fall von Netzüberlastungen zu dimmen. Dafür erhält er einen Abschlag beim Netzentgelt. Neuerdings können sich diese Kunden zusätzlich für zeitvariable Netzentgelte entscheiden und damit ihre Stromrechnung weiter senken. In der Stromwirtschaft werden solche Verträge unter dem Stichwort „Modul 3“ geführt. Noch ist die Regulatorik rudimentär, auch die Preissignale sind sowohl zeitlich wie räumlich zu grob, um optimale Wirkung zu entfalten. Aktuell definieren die Verteilnetzbetreiber die Höhe ihrer Netzentgelte jeweils für ganze Quartale. Sie legen die Zeiten für den Hoch-, Standard- und Niedertarif fest, wobei der Hochtarif laut Gesetz maximal doppelt so hoch sein darf wie der Standardtarif.

Während der Rollout der Smart Meter vorangeht, machen sich die Akteure der Stromwirtschaft mit „Modul 3“ und ähnlichen Angeboten mit flexibleren Preisstrukturen vertraut und erarbeiten die dafür notwendigen Prozesse. Schon bald dürften die Netzentgelte nicht mehr stur nach Jahres- und Tageszeit schwanken, sondern nach realer Netzlast, also auch je nach Wetter.

Intelligente Messsysteme: Entwicklungsland Deutschland



Quelle: GridX; FfE; neue energie; grafische Umsetzung: Claudia von Zerßen, die-sein.com

Auch die räumliche Differenzierung könnte zunehmen. Bislang müssen selbst große Verteilnetzbetreiber in ihrem gesamten Netz zu jeder Zeit einheitliche Netzentgelte erheben. Doch ist die entsprechende Dateninfrastruktur erst einmal aufgebaut, könnten die Netzentgelte innerhalb eines Netzes je nach lokaler Netzlast differenziert werden.

Dynamischer Strommarkt

Das heißt allerdings nicht unbedingt, dass die Stromkosten sinken. „Die Kosten für den Ausbau und den Erhalt der Stromnetze sind zu einem sehr großen Teil Fixkosten“, betont der Verband kommunaler Unternehmen (VKU). Denn das Netz muss vorgehalten werden, unabhängig davon, wie viel Strom am Ende tatsächlich transportiert und verbraucht wird. Womit sich die Frage stellt, wie diese Kosten auf die Nutzer umgelegt werden, wenn sie erstmals die tatsächliche Spitzenlast messen.

„Ein leistungsorientierter Tarif, wie er bei Industriekunden längst üblich ist, kann dabei grundsätzlich ein sinnvoller Ansatz sein“, heißt es vom VKU. Wer höhere Leistungsanforderungen an das Netz stellt, etwa durch das Laden eines Elektroautos oder den Betrieb einer Wärmepumpe, beansprucht das Stromnetz stärker. Und das könnte sich in höheren Netzentgelten niederschlagen.

Die technische Grundlage für eine solche leistungsbezogene Abrechnung liefern künftig Smart Meter, weil sie erstmals eine genaue Messung der tatsächlichen Spitzenlast im Haushalt ermöglichen. Bis 2032 sollen endlich deutschlandweit die Stromzähler weitgehend durch Smart Meter abgelöst worden sein. „Das macht neue Tarifmodelle nicht nur möglich, sondern auch transparent“, argumentiert der VKU. Womit deutlich wird: Smart Meter liefern nicht nur Daten über Strom – sie werden den gesamten Strommarkt umkrempeln. ■

FACHKONFERENZ

Netz und Erzeugung: Zusammen beschleunigen

2. bis 3. Juni 2026 | Berlin



(K)ein Anschluss unter dieser Leitung?

Das Netzpaket ist das Stopp-Schild der Energiewende. Auf dem Spiel steht der gesetzliche Anspruch auf den Netzanschluss und der Business Case der Erneuerbaren.

Der Streit ums liebe Geld

Wie lassen sich das Netzpaket und die Netzentgeltreform aufeinander abstimmen? Wie lassen sich die Kosten für den Netzausbau fair teilen, ohne die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten und BESS zu gefährden?

Ein neuer Rahmen, der passt

Der Bundestag ringt um Lösungen – wir liefern Antworten. Mit am Konferenztisch: Politik, BNetzA, Verbände sowie Unternehmen der gesamten Energiewirtschaft. Knüpfen Sie im Herzen des politischen Berlins Kontakte und schmieden neue Allianzen.

Jetzt ist der Moment, an dem die Regeln der Energiewende neu geschrieben werden. Schreiben Sie mit. Am 2. – 3. Juni 2026 in Berlin!

Diese Speaker sind schon dabei:



Klaus Müller
Bundesnetzagentur



Bärbel Heidebroeck
BWE e.V.



Ingbert Liebing
VKU e.V.



Holger Lösch
BDI e.V.

Jetzt über
ee-hub.de
anmelden!



Das Prinzip Microgrid:
Lokale Netze können unabhängig von größeren Stromnetzen agieren – oder auch mit ihnen verbunden sein.

© Hartono Creative Studio



Microgrids: Autarke Inseln

von Bernward Janzing

Lokale Stromnetze zeigen, wie Smart Grids funktionieren.

Manchmal ist es einfacher, ein lokales Stromnetz smart zu machen, als sich an Großprojekte zu wagen. Microgrids zeigen, wie es geht. Und dass es geht.

Bei Microgrids erzeugen meist Solaranlagen oder Windparks per Direktleitung die Energie für den Eigenbedarf; Überschüsse werden in Batteriespeichern gepuffert. Alle Komponenten sind zudem über ein Kommunikationsnetz verbunden. Steuerungssoftware sorgt für Versorgungssicherheit. Bei geringer Stromverfügbarkeit oder auch hohen Preisen des zumeist zusätzlich vorhandenen Netzstroms werden Großverbraucher nach vorgegebenen Regeln abgeschaltet.

Microgrids gibt es sowohl als autarke „Inseln“ wie auch angekoppelt an den Netzverbund. Netzgekopp-

pelte Microgrids steuern Batteriespeicher, Eigenerzeugung und Verbraucher so, dass die Energiekosten minimiert werden. Das kleinste Microgrid in diesem Sinne ist ein Home Energy Management System (HEMS), das die Lastflüsse im Privathaushalt optimiert. Ein solches System steuert flexibel den Stromverbrauch von Photovoltaikanlage, Wallbox oder Wärmepumpe. So kann ein HEMS den Eigenverbrauch durch Photovoltaik maximieren und die Einspeisung aus dem Speicher auf Basis der Spotmarktpreise steuern.

Auch Unternehmen setzen zunehmend auf solche Microgrids, etwa indem sie energieintensive Prozesse in Zeiten niedriger Börsenpreise verlagern. Oder sie kappen ihre Lastspitzen (Peak-Shaving genannt), um ihren Leistungspreis für Strom zu senken. ■



spotlight

künftige Themen



Juni 26 | Cybersicherheit

Welche Anlagen sind besonders gefährdet? Wie können Unternehmen sie schützen?



Juli/August 26 | Repowering

Weniger Windräder, mehr Ertrag: Wie treibt Repowering die Energiewende voran?



September 26 | E-Mobilität

Jedes vierte neu zugelassene Auto ist ein E-Auto – und damit zugleich ein Batteriespeicher.


Sie wollen eine Anzeige buchen?

Sprechen Sie uns gerne an.

Lorenz Eisermann

Tel.: +49 (0)395 555 36 277



 @magazin-neue-energie

 @neueenergie.net

 @neueenergie_

www.neueenergie.net

Impressum | Herausgeber: BWE-Service GmbH c/o Bundesverband WindEnergie e. V. | Geschäftsführer Wolfram Axthelm (V.i.S.d.P.)

Anschrift: Euref-Campus 16, 10829 Berlin | Steuer-Nr.: 29/248/30733 | Registergericht beim Amtsgericht Charlottenburg: HRB 185909 B

Gestaltung und Realisation: gestaltung stefanie weyer | Titelgrafik/Illustration: Lilli Messina, lillimesina.com | Infografik: Claudia von Zerssen, die-sein.com

Anzeigen: Lieps GmbH, Lorenz Eisermann

Urheberrecht: Alle in neue energie veröffentlichten Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Nachdruck, Aufnahme in Datenbanken, Onlinedienste und Internet, Vervielfältigungen auf Datenträgern nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung. Namentlich oder durch Kürzel gekennzeichnete Beiträge sind nicht notwendigerweise mit der Auffassung der Redaktion identisch.