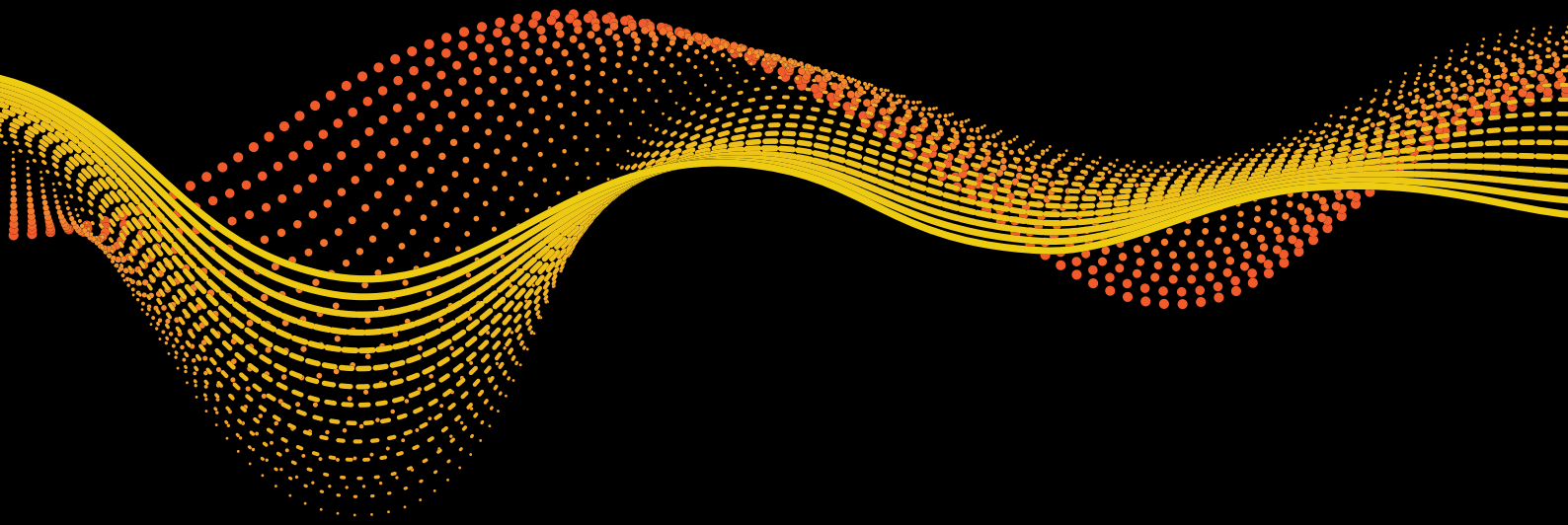
2|22
Auszug aus
Ausgabe 2
April 2022

e|m|w

Das ener|gate-Magazin.



Energie & Infrastruktur

Redispatch 2.0: Netzengpässe vermeiden

Von **Frank Hirschi**, Senior Consultant und Carlo Weckelmann, Junior Consultant, Horizonte-Group AG

ISSN: 1611-2997

Foto: © vanona/istockphoto

Redispatch 2.0: Netzengpässe vermeiden

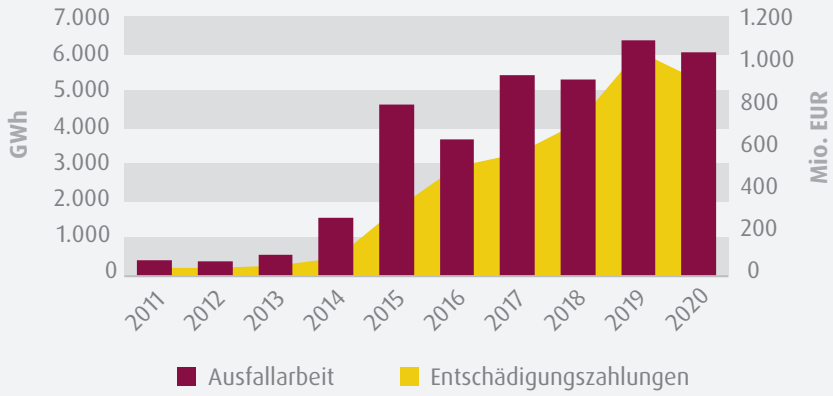
Auf dem Weg zum intelligenten Netz

Das im Mai 2019 verabschiedete Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) trat am 1. Oktober 2021 in Kraft und führt den konventionellen Redispatch und das Einspeisemanagement in einer einheitlichen Netzengpassbewirtschaftung zusammen. Durch umfassende Prognosen auf Basis von Echtzeit- und Planungsdaten sollen potenzielle Netzengpässe frühzeitig identifiziert und mithilfe von Anpassungen vorgesehener Kraftwerkseinsätze vermieden werden.

Von **Frank Hirschi**, Senior Consultant und Carlo Weckelmann, Junior Consultant, Horizonte-Group AG

Zukünftig wird der deutsche Strombedarf weiter ansteigen, da unter anderem beim Heizen sowie bei der Mobilität elektrische Energie eine maßgebliche Rolle spielen soll. Damit steigt unter einer klimaschützenden Politik zwangsläufig der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix. Es stellen sich folglich ganz neue Anforderungen an die Energieinfrastruktur. Die Gefahr der Überlastung von Stromnetzleitungen steigt, wenn Stromverbrauch und Stromerzeugung sich nicht gegenseitig ausgleichen. Insbesondere, weil sich die vermehrt dezentrale Stromerzeugung an andere Standorte verschiebt, sich damit teilweise räumlich vom Verbrauch entkoppelt, und auch wetterabhängig größeren Schwankungen unterliegt, werden immer mehr Eingriffe, auch immer kleinerer Anlagen, erforderlich, um Netzengpässe zu vermeiden. Ein intelligenter Mechanismus wird notwendig, um vor solchen Leitungsabschnitten die Kraftwerke herunterzufahren und hinter diesen Abschnitten hochzufahren. Bisher führen die Netzbetreiber diese Eingriffe reaktiv und kurzfristig

01 Das Einspeisemanagement ist mit großen Kosten verbunden; Datenquelle: Monitoringbericht 2021



im Rahmen des Einspeisemanagements durch, wenn sie einen Netzengpass feststellen. Diese Eingriffe verursachen hohe Kosten, welche zudem seit 2011 um ein Vielfaches angestiegen sind (Abb. 1). Für das Herunterfahren von Kraftwerken müssen Entschädigungen und für die einspringenden Kraftwerke Vergütungen gezahlt werden.

Der starke Anstieg der Kosten hat im Wesentlichen zwei Gründe: Zum einen sorgt der enorme Zubau von EEG-Anlagen für eine fluktuierende Stromerzeugung und führt somit bei wind- und sonnenreichen Tagen zu vermehrten Netzengpässen. Zum anderen ist es der steigende Strompreis. Dieser schlägt sich als entscheidender Faktor in der Vergütung der Anlagenbetreiber und somit auch in der Entschädigungssumme nieder.

Bis zum 1. Oktober 2021 wurden im sogenannten Redispatch lediglich rund 200 Großkraftwerke mit einer Leistung von über 10 MW einbezogen. Diese wurden durch Dispatch eingesetzt, also durch die Planung von Kraftwerkeinsätzen in einem Fahrplan für den Folgetag. Redispatch bezeichnet die Abänderung des geplanten („dispatched“) Kraftwerkeinsatzes auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), um Netzengpässe zu vermeiden. Darüber hinaus ermöglichte das Einspeisemanagement die kurzfristige Reaktion auf die volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Einzelne EEG-Anlagen regelten die Netzbetreiber ohne große Ankündigung ab, um einen drohenden Netzengpass zu verhindern.

Redispatch 2.0: VNB bekommen Systemverantwortung

Seit dem 1. Oktober 2021 greift das neue Regime des Redispatch 2.0 – seitdem tragen auch Verteilnetzbetreiber (VNB) Verantwortung, Nachregelungsmaßnahmen aufgrund von Netzengpässen anzustoßen. Somit ist eine konsequente Kooperation und Kommunikation von ÜNB, VNB, Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und Betreibern von Anlagen größer 100 kW erforderlich (Abb. 2).

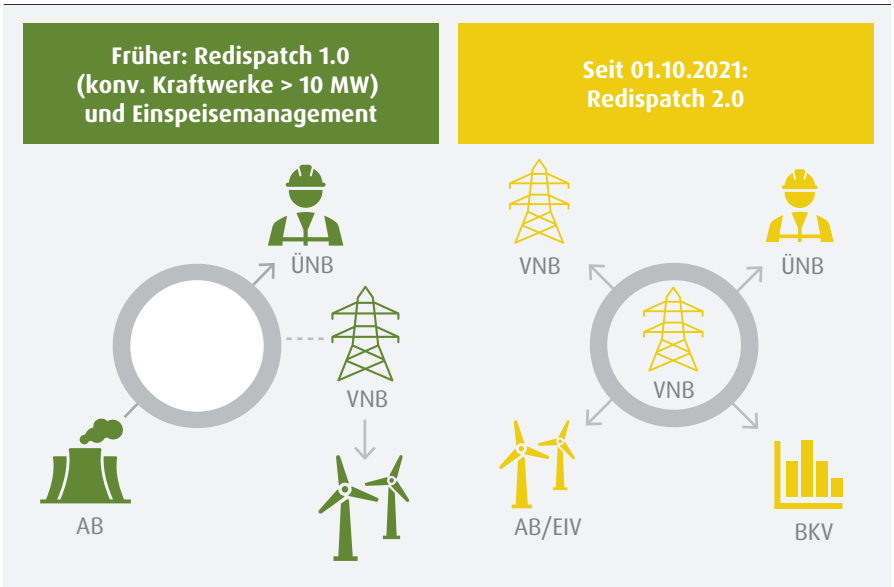
Für ca. 89.500 Redispatch-relevante Erzeugungsanlagen ab 100 kW, die insgesamt eine installierte Leistung von knapp 90 GW ausmachen (laut BDEW ca. 40 % der gesamten installierten Leistung in Deutschland) sind seitdem Erzeugungsprognosen zu erstellen. Während Anlagenbetreiber dazu aufgrund der ihnen zugewiesenen Marktrollen Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber Technischer Ressourcen (BTR) Datenlieferverpflichtungen nachkommen müssen, haben Netzbetreiber (NB) auf Basis dieser Daten über alle Netzebenen hinweg intensiv zu kooperieren und potenzielle Netzengpässe durch Redispatch-Maßnahmen kostenminimal zu vermeiden. Dazu führen sie hochautomatisiert und viertelstundenscharf vorausschauende Netzzustandsanalysen durch, um frühzeitig Netzengpässe zu erkennen sowie daraus ableitend Maßnahmen zur Behebung dimensionieren und Abrufe durchführen zu können (Abb. 3).

Durch diese neue intelligente Netzführung kann der Energietransport in Form von Strom besser gesteuert werden. Sie verringert damit – zumindest in Teilen – den teuren, aber weiterhin benötigten Zubau von Stromleitungen. Zudem wird dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) des Lieferanten das Risiko bei der zu beschaffenden Ersatzenergie durch die Übernahme des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber (NB) abgenommen.

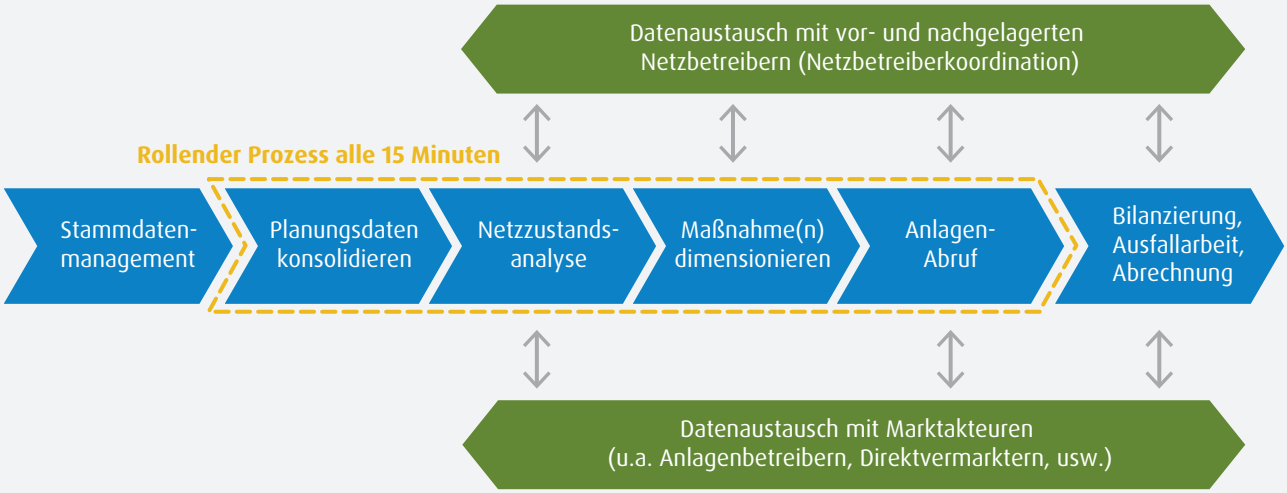
Komplexe Digitalisierungsprojekte

Die wachsenden Anforderungen, insbesondere in der Kommunikation und dem Datenaustausch, bedingen,

02 Die Verteilnetzbetreiber bekommen Systemverantwortung

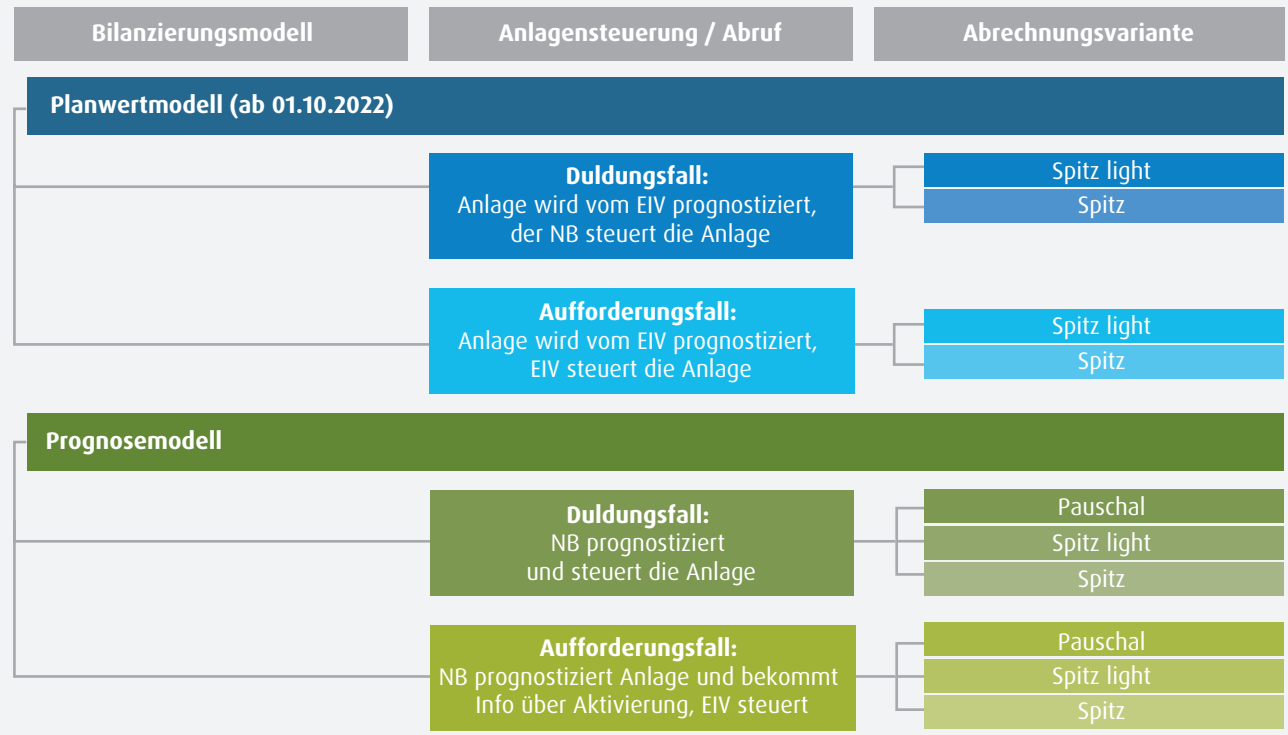


03 Schematische Darstellung des Netzbetreiber-Gesamtprozesses



dass die Marktakteure die Digitalisierung ihrer Prozesse forcieren. Vorgaben dazu, beispielsweise für einheitliche Prozessabläufe sowie Datenmodelle und -formate, wurden unter Mitarbeit der Branche insbesondere im BDEW-Projekt erarbeitet und später von der Bundesnetzagentur verbindlich festgelegt. Neben der Erweiterung der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) wurden dabei auch neue XML-Formate für Redispatch-Prozesse etabliert. Diese neuen Formate für die Netzbetreiberkoordination sowie den Datenaustausch mit Anlagenbetreibern bedingen ein völlig neuartiges Kommunikationskonzept und fußen auch auf unterschiedlichen Bilanzierungs-, Abrechnungs- und Abruf-Möglichkeiten (Abb. 4). Im Netzbetreiberprojekt Connect+ wurde deswegen eine zentrale Datenaustauschplattform namens Raida entwickelt, welche die neue Marktrolle Data Provider (DP)

04 Wahlmöglichkeiten im Redispatch 2.0 (EIV = Einsatzverantwortlicher, NB = Netzbetreiber)



ausprägt und notwendige Informationsstrukturen etabliert hat, um allen Prozess-Beteiligten die Kommunikation über einen ‚Single Point of Contact' zu ermöglichen. Die knapp 900 deutschen Netzbetreiber mussten sich dazu bei Raida registrieren, bestehende kaufmännische und technische IT-Systeme verzahnen, Schnittstellen erweitern sowie eine Vielzahl von Daten verknüpfen und dann bei Raida hinterlegen. Im Rahmen dessen wurden neue Software-Systeme entwickelt und auf NB-individuelle Gegebenheiten und Konfigurationen maßgeschneidert. Für Netzbetreiber stellten die umzusetzenden Anforderungen folglich auf der einen Seite große Herausforderungen dar. Auf der anderen Seite nutzten viele NB dies auch als Chance, um ihre vorherrschenden Datensilos in einer ganzheitlichen Digitalisierungsstrategie auf eine zentrale Datenplattform zu migrieren und zusammenzuführen. Mit skalierbaren Datenhaltungsschichten können sie sich so auf zukünftig weiter digitalisierte und zunehmend datengetriebene Geschäftsprozesse vorbereiten. Hervorzuheben ist jedoch auch, dass nicht nur systemseitige Anpassungen notwendig sind, sondern speziell auch viele kleinere Anlagen mit Gerätetechnik für Steuerungsfunktionalitäten und Datenübertragung ausgestattet werden mussten.

Trotz großer Anstrengungen bei der herausfordernden Implementierung traten bei der Umsetzung der neuen Vorgaben Verzögerungen auf. Zunehmende Komplexität durch eine Vielzahl von regelmäßigen Anpassungen an Bestandssystemlandschaften, basierend auf Gesetzen wie dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (Nabeg) oder dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), sowie regulatorisch vorgegebenen Formatumstellungen und Modifikationen an Marktprozessen stellen die Energiewirtschaft vor stetig steigende Herausforderungen finanzieller wie personeller Natur. Immer häufiger führt dies auch zu Verzögerungen. Für Redispatch 2.0 gewährte die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern deswegen auf Basis der sogenannten BDEW-Übergangslösung eine Aufschiebung zur Übernahme des bilanziellen Ausgleichs bis zum 31. Mai 2022.

Fazit und Ausblick Redispatch 3.0

Die Implementierung von Redispatch 2.0 stellt europaweit ein Novum dar. Auch wenn das Zieldatum des 1. Oktober 2021 für einige Teilprozesse nicht gehalten werden konnte und die BDEW-Übergangslösung bis zum 31. Mai 2022 einen nicht ganz reibungslosen Start belegt, stellt der neue Mechanismus Pionierarbeit dar. In keinem anderen Land der Eurozone werden Einspeisedaten und -prognosen, Fahrpläne und Abruf-Potenziale für Anlagen ab 100 kW in einem so granularen Zustand in einen Netzbetreiberkoordinierungsprozess einbezogen.

Dies ist jedoch erst der Anfang. Mittel- bis langfristig wird die Redispatch-relevante Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, darunter auch private Kleinstanlagen, um den Faktor 20 auf ca. zwei Millionen ansteigen. Neben der höheren Transparenz im Verteilnetz steigt damit aber auch die Zahl der Stamm-, Prognose- und Bewegungsdaten exponentiell an. In einer weiteren Evolutionsstufe zum Redispatch 3.0 könnte die Netzengpassbewirtschaftung deswegen auf Künstlicher Intelligenz beruhen. Dann werden voraussichtlich auch intelligente Messsysteme mit Steuerboxen veraltete Steuerungstechniken durch eine neue Systemlösung ersetzt haben. Auf Basis des hochsicheren und BSI-regelkonformen Smart-Meter-Gateways (SMG) könnten dann auch kleinere Energieerzeugungs- und Verbrauchseinheiten intelligent gesteuert werden und zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen. Für die stufenlose Steuerung dieser Kleinstanlagen wird das CLS-Management (Controlloable Local System) an Bedeutung gewinnen. Noch fehlt dazu die gesetzliche Grundlage (u.a. §14a EnWG) – und auch die Basisinfrastruktur muss durch den Smart-Meter-Rollout dazu auf- und ausgebaut werden.

FRANK HIRSCHI

Jahrgang 1989

→ Studium der Volkswirtschaftslehre
→ seit 2017 konsekwent GmbH / HORIZONTE-Group AG
→ seit 2021 Senior Consultant, HORIZONTE-Group AG
frank.hirschi@horizonte.group

CARLO WECKELMANN

Jahrgang 1996

→ Studium des Maschinenbaus
→ seit 2021 Junior Consultant, HORIZONTE-Group AG
carlo.weckelmann@horizonte.group

e|m|w

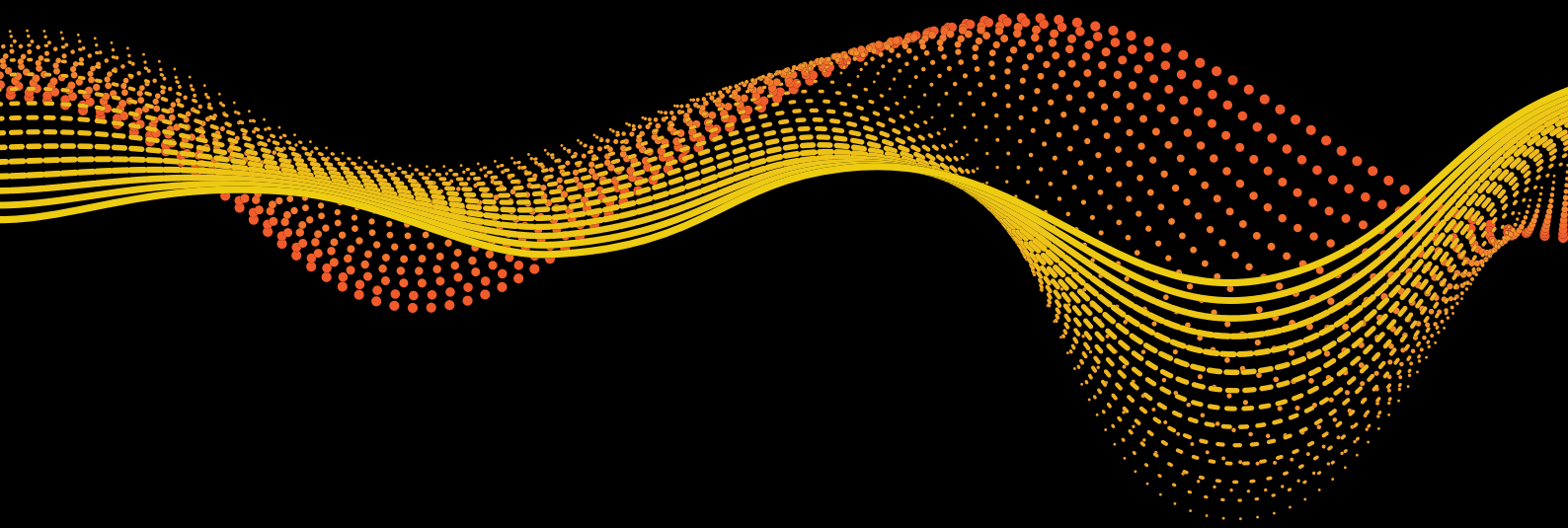
Das ener|gate-Magazin.

energate gmbh

Norbertstraße 3–5
D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500
Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de



Werden Sie Mitglied im **ener|gate club**
und erhalten Sie neben der **e|m|w**
viele weitere exklusive Leistungen!

www.energate.club