

BayernLB Research

Smart-Grid – Effizienz- Boost für das Strom- netz

Megatrend Energie- und Klimawandel

Kurz & klar

- Mit Smart-Grids bezeichnet man die Vernetzung und Steuerung von Stromanbietern- und -nachfragern sowie von Speichern und Stromnetzen.
- Smart Grids können die Stromautobahnen in Deutschland nicht ersetzen. Sie tragen aber zur Optimierung der Netzauslastung bei und reduzieren den Bedarf an zusätzlichen Netzkapazitäten.
- Der Roll-Out der Smart-Grid-Technologie eröffnet Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen neue Ertragsmöglichkeiten.

- ▶ Immer mehr dezentrale Stromerzeuger

Mit der politischen Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich die Anzahl der Stromerzeuger, die Strom in das Netz einspeisen, vervielfacht. Dabei sind viele der rund 1,7 Mio. Betreiber von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland sowohl Stromproduzenten als auch Stromkonsumenten, wofür das Kunstwort „Prosumer“ erfunden wurde. Dazu kommen aktuell rund 30.000 Windräder und rund 9.500 Biogasanlagen.

Mit der Dezentralisierung der Stromerzeugung durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland und Europa ist der **Abstimmungsbedarf zwischen Stromerzeugern und Netzbetreibern deutlich gestiegen**. Vormalig wurde das auf fossile Energieträger ausgerichtete Stromnetz rein nachfrageorientiert zentral von wenigen Stromerzeugern gesteuert. Mit einer immer stärker von Grünstromanlagen dominierten dezentralen volatilen Stromerzeugung wird die Netzsteuerung deutlich aufwendiger.

Ein dezentrales Energiesystem ist ohne Smart Grids nicht effizient steuerbar

- ▶ Stromnetz muss bidirektional umgebaut werden

Wegen der **großen Anzahl an Stromerzeugern und -nachfragern** muss das Stromnetz mit seinen rund 51 Mio. Zählpunkten auf bidirektionalen Betrieb umgebaut werden, d.h. das **Stromnetz ist technisch so aufzurüsten, dass es auf allen Ebenen (im Übertragungs- und im Verteilnetzbereich) Strom sowohl aufnehmen als auch abgeben kann**. Während das Übertragungsnetz als „Stromautobahn“ fungiert, auf dem Strom über weite Strecken mit Höchstspannung (220/380 kV) transportiert wird, unterscheidet man beim Verteilnetz abhängig von der angelegten Spannung zwischen Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz.

- ▶ Das Gros der EE-Anlagen wird im Verteilnetz eingebunden

Während Windparks sowie fossile Großkraftwerke im Hochspannungsnetz (diese arbeiten mit 60 oder 100 kV) eingebunden werden, wird das Gros der Erneuerbaren-Energien (EE)-Anlagen, die kleinen PV-Dachanlagen, im Niederspannungsnetz (arbeitet mit 230 oder 400 V) eingebunden. Mit der stetigen Zunahme an volatilen dezentral erzeugtem Grünstrom muss daher das Netz nicht nur ausgebaut, sondern durch eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle vor allem auch „intelligent“ gesteuert werden.

- ▶ Intelligentes Netzmanagement wird immer wichtiger

Das Netzmanagement auf der Verteilnetzebene wird daher immer wichtiger. Nur die optimale Nutzung der nominalen Netzkapazitäten verhindert, dass Stromnetze allein aufgrund einer ineffizienten Spannungsführung viel „zu früh“ an ihre Grenzen stoßen. Werden Erzeugung und Verbrauch durch Marktsignale - etwa netzlastabhängige Preise für Netznutzer oder Netzeinspeiser - zielgerichtet beeinflusst, lässt sich der Netzausbaubedarf effizient begrenzen. Für eine effiziente Planung und einen stabilen Stromnetzbetrieb brauchen Netzbetreiber möglichst genaue Infos über den aktuellen Netzzustand, angeschlossene „atypische“ Verbraucher sowie über die vielen angeschlossenen Stromerzeuger.

Herausforderungen bei der Integration Erneuerbarer Energien



Quelle: BayernLB Research

Smart Grids – die Digitalisierung der Energiewirtschaft

- ▶ Smart Grids machen das Stromnetz intelligent

Unter Smart Grids (intelligente Stromnetze) versteht man die intelligente Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern und -verbrauchern, Speichern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen. **Mit Smart Grids wird die Wertschöpfungskette** in einem immer dezentraleren Energiesektor umfassend, also **bei Produkten und Dienstleistungen, digitalisiert**, wodurch sich neue Geschäftsmodelle eröffnen.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) erwartet, dass Strom in vielen Bereichen andere Energieträger immer mehr verdrängen wird (etwa Wärmepumpen statt Ölheizungen oder E-Mobilität statt Benzin-/Dieselautos). Zudem dürfte künftig die gleiche Strommenge mehrfach über das Netz transportiert werden, da nicht benötigter Grünstrom zunächst in in- oder ausländischen Stromspeichern zwischengelagert und später bedarfsgerecht abgerufen wird. Dafür bedarf es einerseits flexiblere Lösungen (z.B. Stromspeicher, lastsensitive Strompreisprofile) und andererseits entsprechender Netzkapazitäten und IT-Ressourcen.

Wie funktionieren Smart Grids?

- ▶ Künftig viertelstündliche Messung des Stromverbrauchs

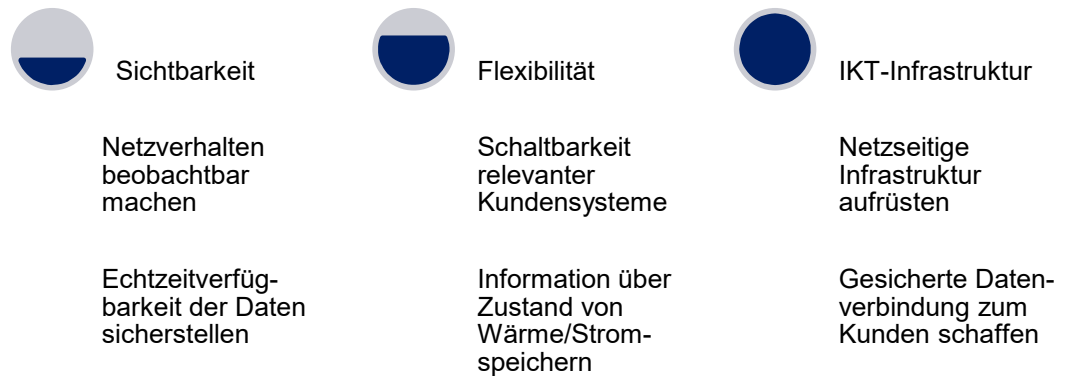
Smart-Meter– digitale Stromzähler – als Basis intelligenter Stromsysteme (Smart Grids) messen den Stromverbrauch viertelstündlich. Ein vom BSI zertifiziertes und in ein Telekommunikationsnetz eingebundenes Kommunikationsmodul, der Smart-Meter-Gateway (SMG), erhebt Messdaten, Steuerbefehle und andere Informationen. Diese werden dann verschlüsselt an den Messstellenbetreiber (Msb) übertragen. Smart-Grids sind damit nicht nur intelligente Steuerungssysteme für den Energiefluss, sondern sind auch als Kommunikationskanal zwischen allen Beteiligten eines Energiesystems nutzbar. Stromerzeuger, -verbraucher, Stromspeicher- und Netzbetreiber lassen sich zu einem intelligenten Stromnetz zusammenbinden.

- ▶ Smart-Grids brauchen leistungsstarke IT

Den Netzbetreibern ist für das Funktionieren von Smart-Grids die Sichtbarkeit der Kundendaten, sowie ein Zugriff auf deren Systeme, etwa Wärme-/Stromspeicher, zu ermöglichen. Zur Verwaltung und Analyse der von den Smart-Metern erhobenen riesigen Datenmengen müssen die Netzbetreiber ihre Infrastruktur entsprechend aufrüsten, etwa mit Cloud-Systemen und Big-Data-Analysesystemen.

- Netzbetreiber brauchen Datendurchgriff und gute IT-Systeme

Für ein funktionales Smart Grid bedarf es zahlreicher Voraussetzungen



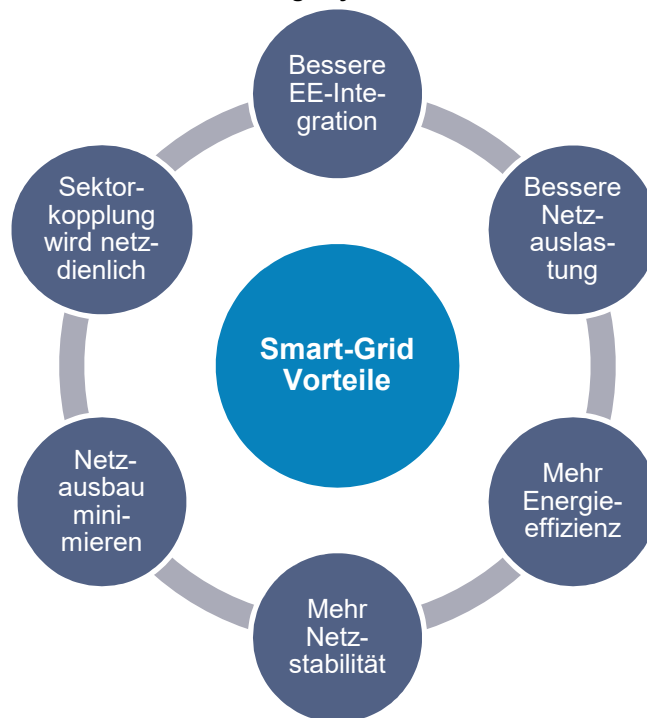
Quelle: Deloitte „Smart-Grid 2019“

- Für Großstromverbraucher sind Smart-Meter Pflicht

Seit März 2020 haben die Msb – in der Regel sind das die örtlichen Netzbetreiber – in Deutschland mit dem Smart-Meter-Rollout begonnen. Dieser startete zunächst bei Stromgroßverbrauchern (Jahresverbrauch > 10.000 kWh) sowie bei PV-Anlagenbetreiber mit einer Anlagenleistung ab 7 kW. Grundsätzlich sind laut Msb-Gesetz Stromverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh zum Einbau von Smart-Metern verpflichtet. Die Einbaukosten trägt zunächst der Msb, für den eventuell notwendigen Umbau der Stromzählerkästen der Anschlussnehmer sind Haus- oder Wohnungseigentümer zuständig.

Smart Grids stärken die Energiewende

Smart-Grids bieten für ein dezentrales Energiesystem zahlreiche Vorteile



Quelle: Plattform Innovative Digitalisierung der Wirtschaft „Nutzen und Anwendungen Intelligenter Energienetze“ Oktober 2019

- Smart-Grids optimieren das Bestandsstromnetz

Mehr Netzstabilität und bessere Netzauslastung: Die mit Smart Metern mögliche Darstellung, wer wann wie viel Strom ins Netz einspeist und abrufft, ermöglicht bessere Netzlastprognosen sowie bessere Vorhersagen über die Grünstromspeisung des EE-Anlagenparks. Smart Grids können damit helfen, starke Leistungsschwankungen im Bestandsstromnetz zu minimieren, das sich somit gleichmäßiger und kostenoptimiert nutzen lässt.

Damit wird auch ein besseres Ausräumen des Energiedreiecks ermöglicht. Nach diesem soll die Energieerzeugung nachhaltig, stabil und trotzdem preisgünstig sein.

- ▶ Smart Grid kann stark wachsende E-Fahrzeugflotte besser einbinden

Die vier Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetz (HGÜ-) -Betreiber Amprion, TenneT, 50Hertz und TransnetBW, die das Höchstspannungsnetz in Deutschland betreiben, legen der Bundesnetzagentur (BNetzA) in zweijährigem Abstand einen Netzentwicklungsplan (NEP) vor. Auf der Verteilnetzebene fragt die BNetzA jährlich bei ausgewählten Netzbetreibern den Netzzustand sowie den geplanten Investitionsbedarf für die nächsten 10 Jahre ab. Der NEP 2035 der vier HGÜ-Betreiber unterstellt für das Jahr 2035 eine E-Fahrzeugflotte von bereits 12 Mio. Fahrzeugen. Diese werden vollumfänglich auf der Verteilnetzebene eingebunden. Nur eine intelligente Steuerung des Stromnetzes erlaubt ein netzoptimiertes Beladen der dann riesigen E-Fahrzeugflotte. Gleichzeitig könnten nicht für den Betrieb der E-Fahrzeuge genutzte Autobatterien zu einer „virtuellen Großbatterie“ zusammengeschaltet werden und so zur Stabilisierung der Stromverteilnetze beitragen. Ein Mix von Netzausbau und durch Smart Grid gesteuertem klugem Kapazitätsmanagement ist laut BNetzA die beste Lösung zur Minimierung bislang notwendiger „Redispatchmaßnahmen“ (vor allem Abriegelung von EE-Anlagen) und damit für mehr Netzstabilität.

- ▶ Netzlastsensitive Strompreise erhöhen Energieeffizienz

Mehr Energieeffizienz: Mit der genaueren Strombedarfsmessung durch Smart-Meter wird auch ein genaueres Stromlastprofil über den gesamten Tagesverlauf hinweg prognostizierbar. Für Netzbetreiber wird es damit möglich, Grünstromerzeugern netzlastsensitive Stromankaufspreise zu offerieren, um so eine bessere Netzauslastung zu erreichen. Für große Grünstromerzeuger rechnet sich damit eventuell die Anschaffung von Stromspeichern, um so von den besseren Stromankaufspreisen der Verteilnetzbetreiber für eine nachfrageoptimierte Grünstromerzeugung zu profitieren. Die Verteilnetzbetreiber wiederum haben Vorteile durch eine dadurch mögliche bessere Netzsteuerung, was weniger Netzeingriffe notwendig macht. Die bislang, mangels ausreichender Netzsteuerungsmöglichkeiten, als „Ultimo Ratio“ genutzte Abregelung von Grünstromanlagen kann so verhindert und der Grünstrombestandspark effizienter genutzt werden.

- ▶ EVU als Dienstleister für „virtuelle“ Kraftwerke

Bessere EE-Integration: Werden Smart-Meter mit Wetterprognosen, die zudem immer besser werden, kombiniert, können schnell regelbare Gas- und Wasser-Kraftwerke mit diversen kleinen Grünstromanlagen über eine skalierbare IT-Plattform zu einem „virtuellen Kraftwerk“ zusammengeschaltet werden. Die IT-Plattform sorgt dann unter bestmöglicher Berücksichtigung der volatilen Stromerzeugung der eingebundenen Grünstromanlagen für eine konstante Stromerzeugung des „virtuellen“ Kraftwerkes. Dieses kann so am besser vergüteten Regelenergiemarkt, der die Stromnetzstabilisierung sicherstellt, teilnehmen.

- ▶ PV-Dachanlagen werden zur virtuellen Großbatterie

Auch die vielen immer zahlreicheren kleinen PV-Heimspeicher lassen sich über eine IT-Cloud-Plattform aggregieren. Die so vernetzten PV-Heimspeicher können dann gleichfalls als „virtuelle“ Großbatterie den Regelenergiemarkt bedienen. Bislang teils ungenutzte freie PV-Kapazitäten tragen so zur Netzstabilisierung und damit besseren Integration von PV-Anlagen in das Stromnetz bei. Entsprechende Cloud-Systeme für PV-Heimspeichersysteme werden bereits von mehreren Anbietern offeriert, unter anderem vom führenden PV-Heimspeicheranbieter, dem Allgäuer Unternehmen Sonnen.

- ▶ Netzausbaumaßnahmen im zweistelligen Mrd.-€ Bereich vorgesehen

Minimierung des Netzausbaus: Auf der Ebene unterhalb der HGÜ-Netze haben die Verteilnetzbetreiber der Bundesnetzagentur (BNetzA) für den Zeitraum 2019-29 insgesamt 2.352 geplante und im Bau befindliche Netzausbauvorhaben mit einem Investitionsvolumen von 13,7 Mrd. Euro gemeldet. Dazu kommt noch der von den vier HGÜ-Betreibern gemeldete Investitionsbedarf für die geplanten vier Stromautobahnen mit einem Investitionsbedarf von rund 75 Mrd. Euro bis 2035. Lastsensitive Stromtarife, „virtuelle Kraftwerke“ und

cloudbasierte PV-Speicherlösungen, die eine Netzlastoptimierung auf der Verteilnetzebene ermöglichen, könnten den Netzausbaubedarf auf allen Netzebenen eventuell geringer als bislang vorgesehen, ausfallen lassen.

- ▶ Smart Grids erleichtern Einbindung von Stromspeichern ins Netz

Netzdienliche Sektorkopplung mit Smart-Grids: Wird das Stromnetz auch unter Einbeziehung von Künstlicher Intelligenz (siehe dazu auch "[Künstliche Intelligenz - Die digitale Revolution](#)") gesteuert, lassen sich Stromüberschüsse netzdienlich wegspeichern. Wenn etwa mit Wetterprognosesystemen verknüpfte Smart-Meter-Gateways Stromüberschüsse und damit eine Netzüberlastung prognostizieren, kann überschüssiger Grünstrom mit Power-to-Gas-Anlagen über Wasserelektrolyse in künstliches Methan umgewandelt werden. Das Methangas kann dann im Gasnetz gespeichert und später nachfrageorientiert für Wärmezwecke oder auch zur Stromerzeugung wieder genutzt werden.

Riesiges Marktpotenzial für Smart-Grids in Europa

Laut einer Marktanalyse von Deloitte Consulting zusammen mit Eurelectric von 2020, sind im Zehnjahreszeitraum 2020-2030 in der EU 27 und UK allein rund 170 Mrd. Euro notwendig, um die europäischen Stromnetze für den stetig ansteigenden Anteil an fluktuierenden Grünstrommengen fit zu machen und auf eine intelligente Netzsteuerung hin umzubauen.

- ▶ EU-Projekt Horizon 2020 soll Smart-Grids erlebbar machen

Im Rahmen des EU-Programms „Horizon 2020“ werden bis 2023 in elf EU-Ländern von 51 Unternehmen und Forschungseinrichtungen groß angelegte Projekte zu intelligentem Energiemanagement durchgeführt. Auf deutscher Seite zählen das Deutsche Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz (DFKI), das an der FH Dortmund angesiedelte Institut für Kommunikationstechnik und angewandte Signalverarbeitung, sowie die Stadtwerke Norderstedt zu den Projektteilnehmern. Die Stadtwerke Norderstedt erproben im Projekt „New 4.0“ das optimale Zusammenspiel von Windstrom mit smarten Haushalten, um durch gezieltes Energiemanagement die Abregelung der Windstromanlagen zu minimieren. In einem zweiten in Deutschland angesiedeltem Projekt wird das flexible netzdienliche Laden von E-Autos über eine Cloud-Lösung erprobt.

Smart Grids eröffnen neue Geschäftschancen für EVU

Angelockt von gesicherten Erträgen aus dem regulierten Netzbetrieb hat sich mit der Re-kommunalisierung die Anzahl der Stromnetzbetreiber im Laufe der Jahre wieder deutlich erhöht. So sind laut BDEW aktuell in Deutschland 906 Stromnetzbetreiber (2011 waren es erst 850) und 107 Stromspeicherbetreiber aktiv. Zusätzlich kämpfen 59 Stromhändler um die Gunst deutscher Strom(netz)-Kunden. Nur knapp 10% der Stromnetzbetreiber hatten 2019 mehr als 100.000 Kunden, drei Viertel dagegen weniger als jeweils 30.000 Kunden. Für das Gros der deutschen Stromnetzbetreiber entfällt daher nach der „De-minimis-Regel“ die „Unbundling“-Regelung, nach welcher Strom- und Netzbetrieb streng getrennt sein muss. Blickt man auf die Anzahl der Stromerzeuger ergibt sich ein ganz anderes Bild. Laut BNetzA entfielen bis 2018 weiterhin drei Viertel der erzeugten deutschen Strommenge auf die „Big 5“ (RWE (30%), LEAG (17%), EnBW (13%), E.ON (7%) und Vattenfall (7%)).

- ▶ Immer mehr Netzbetreiber in Deutschland

Die zunehmende Digitalisierung bringt auch für die bislang stark assetbasierten Geschäftsmodelle von Energieversorgungsunternehmen (EVU) neue Herausforderungen und Chancen mit sich. So muss in einer zusehends digitalen Welt die Kundenansprache über alle Kanäle erfolgen und neben den Erneuerbaren Energien und Netzen ist der Kunde als dritte Säule des Geschäftsmodells der EVU zu verankern. Dies ist umso wichtiger, als die EVU durch neue, teils disruptive Produktangebote branchenfremder Technologiekonzerne im Kampf um den Kunden immer stärker herausgefordert werden. Umso wichtiger ist es für die EVU und Netzbetreiber die neuen Möglichkeiten und Chancen, die die Smart-Grid-Technologie eröffnet, schnell und konsequent zu nutzen.

- ▶ Kunde muss viel stärker in den Fokus der EVU treten

Smart-Grids eröffnen EVU/Netzbetreibern neue Geschäftsmöglichkeiten, etwa durch

Netzlastsensitive Preise: Preisanreize könnten Grünstromerzeuger zu einer nachfrageorientierten Stromerzeugung anreizen. So würden diese dann in Zeiten zu hoher Netzauslastung mit ihrem Grünstrompark zur Netzentlastung ihre Stromspeicher befüllen. Großstromverbrauchern könnte man anbieten, ihre Produktion auf nachfrageschwache Stromnutzungszeiten zu verschieben („Demand Side Management“, kurz DSM). Den zunächst höheren Kosten für die Netzbetreiber stehen geringere Kosten zur Netzstabilisierung sowie die dafür geringere Mitarbeiterbeanspruchung zur Netzstabilisierung gegenüber. Zudem stärker attraktive Preise für die Kunden deren Kundenbindung.

- ▶ SMG: Datenplattform für Mehrwertdienste

Aktivere Kundeneinbindung durch mehr Energieeffizienzmanagement: Mit der Re-kommunalisierung zahlreicher Stromnetze sind lokale EVU oftmals auch Netzbetreiber und können ihren Kunden so ein umfassendes Dienstleistungsangebot offerieren. Der Betreiber eines Smart-Meter-Gateways (SMG) fungiert für alle Marktakteure als Datendienstleister und Aggregator. Werden die erfassten Netzdaten etwa mit Stammdaten, historischen Daten, Wetterdaten und Prognosen zusätzlich angereichert, lässt sich der Nutzen der SMG veredeln, da SMG-Betreiber ihren Kunden dadurch zusätzliche personalisierte Angebote offerieren können.

- ▶ EVU helfen Kunden Energieeffizienz zu steigern

Während bisherige Stromzähler nur den Gesamtstromverbrauch seit der Installation erfassen, erlaubt die hochfrequente Strommessung der Smart-Meter besonders große Stromverbraucher zu identifizieren. So können die lokalen Netzbetreiber für ihre Kunden Energieeinsparpotenzial identifizieren. Werden auch Wasser- und Gaszähler mit Smart Metern versehen, lässt sich die komplette Energie und Wasserversorgung energetisch und damit auch preislich optimieren und zudem über Fernwartung steuern.

- ▶ Contracting und Smart-Home stärken die Kundenbindung

Durch den oftmals hohen Stromverbrauch gewerblicher Kunden sind diese auch für die zunehmend aufkommenden „Smart-Home“-Technologien – für deren optimales Funktionieren gleichfalls Smart Meter hilfreich sind – leichter zu gewinnen. Ziel „smarter“ Energielösungen ist den Energieverbrauch nicht nur verbrauchsbezogen, sondern auch tagesabhängig zu optimieren. So erlaubt etwa die automatisch gesteuerte rechtzeitige Verschattung von Räumen im Sommer den andernfalls notwendigen Kühlungsbedarf zu minimieren.

EVU bzw. Netzbetreiber könnten Strom-/Wärmegroßverbrauchern Energieeffizienzmaßnahmen durch Contracting-Angebote vorfinanzieren. So gelingt es Stadtwerken etwa bei KfW-geförderten energetischen Quartiersanierungen oftmals Kunden für die komplette Energieversorgung (Strom, Wärme) langfristig an sich zu binden. Vor allem mit der Wohnungswirtschaft sehen die Stadtwerke deshalb durch Nutzung von Smart-Metern als Datendrehscheibe neue Möglichkeiten der Zusammenarbeit (siehe dazu auch „Stadtwerkestudie 2020“ von EY).

- ▶ Mieterstrommodelle als Alternative für auslaufende PV-Förderung

Mit dem Smart-Meter Rollout sollten auch die bereits seit 2017 möglichen, wegen regulatorischen Hindernissen bislang aber kaum genutzten **Mieterstrommodelle** mehr Zuspruch finden. Auf lokal organisierten Handelsplattformen werden lokale PV-Stromerzeuger mit Kunden, die diesen lokal erzeugten Grünstrom kaufen möchten, zusammengebracht. Für die bis 2025 knapp 180.000 PV-Stromanlagen, die bis dahin aus der EEG-Förderung rausfallen, bietet sich so ein neues Marktsegment, das sich lokale Netzbetreiber als Plattformbetreiber erschließen können, was die Wuppertaler Stadtwerke mit ihrer Plattform „Talmarkt“ neben diversen Energy-Start-Up Unternehmen bereits versuchen.

FAZIT: Smart Grids - Problemlöser für zahlreiche offene Themen der Energiewende

Während der stark subventionierte Aufbau von Grünstromanlagen schnell den EE-Anteil an der Stromerzeugung erhöhte, blieb der Netzausbau weit hinter dem angestrebten Zielde-sign zurück. Eine immer dezentralere und durch immer mehr Grünstromanlagen volatilere Stromerzeugung erfordert aber eine Netzinfrastruktur, die den wachsenden Anforderun-gen, die sich daraus ergeben, gerecht wird und auch die notwendige Koordinierungsfunk-tion zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage ausfüllen kann.

So erfordern die durch Smart Grids entstehenden riesigen Datenmengen ein enormes „Up-scaling“ der Firmen-IT in den EVU – neben Datenspeicherungs- und Datenanalysesyste-men ist auch das Thema Datensicherheit umfassend abzudecken – sowie einen Umbau der Stromnetze auf Bidirektionalität. Nur so lassen sich neue datenbasierte Geschäftsmög-lichkeiten erschließen und umsetzen.

Laut einer Studie von Eurelectric und Deloitte „Connecting the dots: Distributing grid invest-ment to power the energy transition“ vom Januar 2021 sind allein für den Smart-Meter-Rollout in Europa bis 2030 Investitionen von 30-35 Mrd. Euro notwendig. Weitere 135 Mrd. Euro sind für die Modernisierung, Digitalisierung und Automatisierung der EU-Stromnetze bis 2030 aufzuwenden, um die möglichen Vorteile von Smart Grids umfassend nutzen zu können. Laut Statista soll sich allein in Deutschland das Smart Grid Marktvolumen, dass 2017 noch bei rund 5,4 Mrd. USD lag bis 2024 auf dann 15,4 Mrd. USD fast verdreifachen.

Vor allem Software-Unternehmen wie SAP, IBM, Salesforce oder die großen US-Plattform-betreiber Google, Amazon Apple und Microsoft, sowie die Telekominfrastrukturanbieter, die gewohnt sind, cloudbasiert riesige Datenmengen zu verwalten und auszuwerten, dürf-ten vom hohen Investitionsbedarf der Netzbetreiber – in Deutschland sind dies oftmals Stadtwerke – besonders profitieren.

Die EVU und Netzbetreibern eröffnen die hohen Investitionen zahlreiche Vorteile. So erlau-ben Smart Grids etwa eine bessere EE-Integration, ein besseres Zusammenspiel von EE-Anlagen mit grundlastfähigen Kraftwerken oder Stromspeichern, eine bessere Auslastung bestehender Stromnetze, eine Reduktion von notwendigen Netzeingriffen und sie eröffnen der Energiebranche eine Vielzahl neuer Geschäftschancen.

So können etwa EVU in Zusammenarbeit mit der Immobilienbranche durch die intelligente Steuerung von Strom und Wärme neues Umsatzpotenzial im Bereich „Energieeffizienzma-nagement in Quartieren“ heben. Als Organisator und Plattformbetreiber von „virtuellen“ Kraftwerken lassen sich neue Erlöse im Bereich der Netzstabilisierung erschließen. Auch die Möglichkeit netzlastsensitiver Strompreise rechnet sich für die EVU, sofern die Kosten-ersparnisse aus weniger Netzeingriffen die den Endverbrauchern angebotenen geringeren Strompreise für deren Verschiebung ihres Strombezugs auf netzlastschwache Zeiten über-kompensieren.

Sollten die EVU die Möglichkeiten intelligenter Stromnetze nicht schnell genug ergreifen, dürften die IT-Anbieter verstärkt selbst den Endkunden umfassende Angebote für Smart-Grid-Lösungen offerieren und damit das neue Geschäftspotenzial abschöpfen.

thomas.peiss@bayernlb.de

Ihre Ansprechpartner in der BayernLB

BayernLB Research

Dr. Jürgen Michels, Chefvolkswirt und Leiter Research, -21750

Anna Maria Frank, -21751; Sekretariat

Ingo Bothner, -21787; Medienfachwirt, Business Management

Christoph Gmeinwieser, -27053; CIIA, Business Management

Dr. Ulrich Horstmann, -21873; CEFA, Business Management

Hans-Peter Reichhuber, -21780; Business Management

Länderrisiko- und Branchenanalyse

Hubert Siplý, -21307

Manuel Schimm, - 26845

Asien

Gebhard Stadler, CFA, -28891

Euro-Raum, DE, EZB, Nord/Osteuropa

Roland Gnan, -26658

USA, Fed, Kanada, GUS

Verena Strobel, -21320

Südeuropa, Naher und Mittlerer Osten, Afrika

Dr. Alexander Kalb, -22858

Maschinen-/Anlagenbau, Westeuropa, Südamerika

Wolfgang Linder, -21321

Mobilität

Thomas Peiß, -28487

Energie

Asja Hossain, CFA, -27065

Bau und Grundstoffe

Miraji Othman, -25888

Technologie

Dr. Sebastian Schnejdár, -26386

Immobilien

Investment Research

Emanuel Teuber, -27070

Green Finance, Covered Bonds, Banken

Manuel Andersch, -27448

USA, Fed, UK, Schweiz, FX, Gold

Wolfgang Kiener, -27058

FX, Rohstoffe

Manfred Bucher, CFA, -21713

Zins- & Aktienstrategie, Asset Allokation

Dieter Münchow, -23384

Value Investing & Behavioral Finance

Alfred Anner, CEFA, -27072

Covered Bonds

Georg Meßner, CFA, -26396

Banken

Pia Ahrens, -25727

Corporate Bonds & SSD, Strategie

Matthias Gmeinwieser, CIIA, -26323

Corporate Bonds & SSD

Christian Strätz, CEFA, CIIA, -27068

Corporate Bonds & SSD, Green Finance

E-mail: vorname.nachname@bayernlb.de

Telefon: 089 2171 + angegebene Durchwahl

Disclaimer

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 05.05.2021. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz bzw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Impressum

Megatrend Energie- und Klimawandel
abgeschlossen am: 5. Mai 2021

BayernLB Research
Bayerische Landesbank
80277 München (Briefadresse)
E-Mail: research@bayernlb.de

Leitung:
Dr. Jürgen Michels, Telefon 089 2171-21750

Redaktion:
Hubert Siply, Telefon 089 2171-21307

Layout & Grafik:
Ingo Bothner, Telefon 089 2171-21305



Thomas Peiß
Senior Sector Analyst
Telefon: 089 2171-28487
Email: thomas.peiss@bayernlb.de

Redaktion:
Bayerische Landesbank
Unternehmensbereich 5700
80277 München (=Briefadresse)
research@bayernlb.de

Geschäftsgebäude:
Bayerische Landesbank
Brienner Straße 18
80333 München (=Paketadresse)
www.bayernlb.de