WHITEPAPER

# Energiewende in Deutschland

## Batteriespeicher als Schlüsseltechnologie der Energiewende

# Inhalt


| | | |
|---|---|---|
| 1 | Editorial | 3 |
| **2** | **Die Energiewende – eine Systemtransformation** | **4** |
| **3** | **Von einem zentralen zu einem dezentralen Energiesystem** | **7** |
| 3.1 | Erhebliche Mehrinvestitionen durch verzögerten Netzausbau | 7 |
| 3.2 | Engpassmanagement als Beitrag zu dezentraler Flexibilität | 8 |
| 3.3 | Verteilung und Entwicklung der Netzentgelte | 9 |
| **4** | **Batteriespeicher – ein multifunktionales Werkzeug für Flexibilität und Stabilität** | **10** |
| 4.1 | Speichertechnologien | 10 |
| 4.2 | Anwendungsbeispiele von Batteriespeichern | 11 |
| **5** | **Fazit** | **12** |
| Quellennachweise | | 13 |
| Impressum | | 13 |



EDF Distributed Solutions GmbH
Stand: Juni 2020

# 1 Editorial

Liebe Leserinnen und Leser, über die Energiewende und wie sie erfolgreich gestaltet werden kann, wird viel diskutiert. Wer konkret welchen Beitrag dazu leisten kann und will, ist umstritten. Klar ist jedoch, dass wir mitten in einer Systemtransformation stecken. Und dabei geht es nicht (nur) darum, ob oder wann die erneuerbaren Energien die fossilen Energieträger komplett ersetzen. Es geht vielmehr um die Frage, was getan werden muss, um das zukünftige Energiesystem für die neuen Anforderungen fit – und das Ganze bezahlbar zu machen.

Dieses Whitepaper zielt darauf ab, einen Überblick über die Aufgaben zu geben, die sich durch die Energiewende für die Stromversorgung ergeben. Wir, die EDF Distributed Solutions GmbH, sehen in der dezentralen Speicherung von Strom die vierte Säule der Energieversorgung im Zeitalter der erneuerbaren Energien, neben den drei bekannten – Erzeugung, Transport und Verbrauch. Wir zeigen auf, dass in diesem Kontext Batteriespeicher wesentlich zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen, da sie flexibel Lasten ausgleichen können und das Stromnetz somit steuerbar machen bzw. halten. Batteriespeicher tragen außerdem zur Reduktion der Netzkosten bei, weil sie lokal und bedarfsgerecht eingesetzt werden können und bei entsprechend flächendeckendem Einsatz Netzkapazitäten ersetzen.

Deshalb investieren wir massiv in die Implementierung von Batteriespeicherlösungen für Gewerbe und Industrie, senken damit die Energiekosten der beteiligten Unternehmen und leisten einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der deutschen Energiewende.

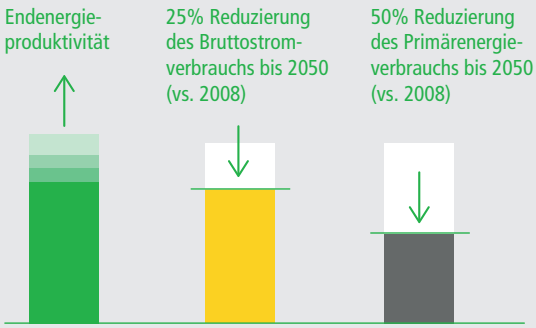
Ich wünsche Ihnen viel Freude beim Lesen,
**Clotaire François**

„Wir sehen in der dezentralen Stromspeicherung die vierte Säule der Energieversorgung“

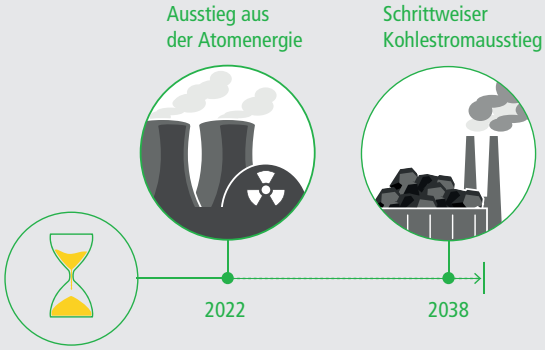
**Clotaire François**, Geschäftsführer
EDF Distributed Solutions GmbH

# 2 Die Energiewende – eine Systemtransformation

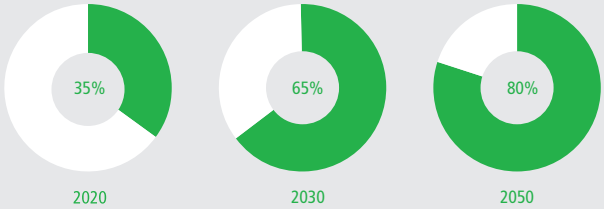
Die von der Bundesregierung beschlossene Energiewende zielt neben dem Ausstieg aus der Kernenergie vorrangig auf die Vermeidung von Treibhausgasen wie Kohlenstoffdioxid (CO2) und damit auf den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien sowie eine Steigerung der Energieeffizienz. Bis zum Jahr 2050 soll der Anteil an erneuerbaren Energien 80 % betragen und der CO2-Ausstoß um 80 % reduziert werden.




Steigerung der Energieeffizienz




Ausstiegsszenarien



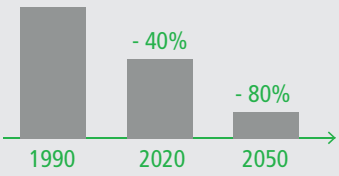

Anteil erneuerbarer Strom

Netz- und Speicherausbau

→ Effiziente Infrastruktur
→ Forschung an Speichersystemen

Ziele der Energiewende der Bundesregierung im Überblick

Reduzierung der Treibhausgasemission




Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (2010), Berlin.

Dieser für die gesamte Energieversorgung rasante Übergang zu erneuerbaren Energien birgt zahlreiche Neuerungen und Herausforderungen in Bezug auf Investitionen, Infrastruktur, Ressourcen, Politik, Gesellschaft und Wissenschaft. Hierbei zeichnen sich verschiedene sogenannte Megatrends ab, wie zum Beispiel [1]:

- Dezentralisierung: Stromerzeugung und -verbrauch sind räumlich zunehmend weiter und ungleichmäßiger verteilt (z.B. Windkrafterzeugung im Norden, hoher Stromverbrauch durch Industriestandorte im Süden und Westen oder Millionen von Erneuerbare-Energie-Anlagen verschiedener Größe im Gegensatz zu wenigen Großerzeugern im traditionellen Energiesystem).

- Digitalisierung: Steigende Anzahl von Einspeise- und Lastdaten sowie zunehmender Grad der Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit und Automatisierung. Im Rahmen des Förderprogramms SINTEG wird derzeit an Konzepten geforscht, wie mit Hilfe der Digitalisierung die Energiewende vorangetrieben werden kann.

- Kostendegression: Sowohl Wind- und Solarstromerzeugungsanlagen als auch Speichertechnologien werden preiswerter.

- Demokratisierung: Die Gesellschaft wird zunehmend beteiligt, z.B. durch neue Akteure wie Prosumenten, Energiegenossenschaften oder kommunale Kraftwerke. Die Bevölkerung meldet in Bezug auf den flächendeckenden Ausbau von Wind- und Sonnenenergie Mitsprache- und Mitgestaltungsrechte an.

Parallel zu diesen Entwicklungen werden verschiedene Sektoren, wie zum Beispiel die Wärme- und Kälteerzeugung und die Antriebstechnologie stärker elektrifiziert (Sektorkopplung). Prominentestes Beispiel ist derzeit wohl die Elektromobilität. Dadurch wird ein zusätzlicher Anstieg des Stromverbrauchs erwartet. Laut einer dena-Studie (Deutsche Energieagentur) könnte sich der Strombedarf bis 2050 verdoppeln. Mehr Informationen zu den verschiedenen Szenarien auf der Folgeseite.

Die beschriebenen Trends und die rasante Entwicklung hin zu dezentralen erneuerbaren Energiequellen implizieren einen tiefgreifenden Wandel des derzeitigen Energieversorgungssystems, verbunden mit den bereits genannten Herausforderungen in zahlreichen Bereichen unserer Gesellschaft. Viele dieser Herausforderungen ergeben sich aus den einzigartigen physikalischen Eigenschaften von Elektrizität und den Einschränkungen für deren Transport und Verteilung. In Bezug auf die Infrastruktur der Stromerzeugung konzentrieren sich die aktuellen Diskussionen und öffentlichen Debatten hauptsächlich auf die Notwendigkeit neuer Hochspannungsleitungen, um erneuerbaren Strom vom Norden in den Süden Deutschlands zu bringen. Die Herausforderungen gehen jedoch weit darüber hinaus und umfassen Themen wie die Bereitstellung und optimale Nutzung von Flexibilitäten, die Sektorenkopplung, die Verantwortung der Marktteilnehmer oder die gerechte Verteilung der Kosten und die Wirtschaftlichkeit der notwendigen Investitionen.

In diesem Zusammenhang soll das vorliegende Whitepaper einen Überblick über die Herausforderungen geben, die die Energiewende für die Stromversorgung mit sich bringt, und darüber, wie die Entwicklung flexibler Lösungen auf der Verbraucherseite, beispielsweise mit Batterien, zu deren Bewältigung beitragen kann.

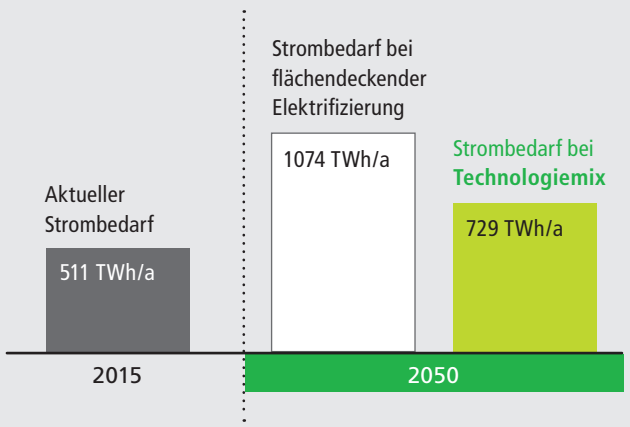
## SINTEG – Schaufenster intelligente Energie

Mit dem Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) werden in fünf großflächigen Modellregionen Musterlösungen für die zukünftige Energieversorgung erarbeitet. Der Schwerpunkt liegt auf der Digitalisierung des Energiesektors, mehr als 300 Projektpartner arbeiten an der intelligenten Vernetzung von Stromerzeugung und -verbrauch sowie dem Einsatz innovativer Netztechnologien und -betriebskonzepte.

## Die dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“

Die dena-Leitstudie [2] gibt Handlungsempfehlungen für die Gestaltung der Energiewende, basierend auf den Klimazielen der Bundesregierung. Hierbei werden verschiedene Szenarien beschrieben, die neben Zielen wie der Reduktion von Treibhausgasemissionen um 80 bzw. 95 % bis 2050 auch Faktoren wie steigende Energieeffizienz, Technologieentwicklungen und die Elektrifizierung zusätzlicher Bereiche (Sektoren) beinhalten, um unter anderem auch die Kosten einer „Integrierten Energiewende“ aufzuzeigen. Laut dieser Studie, die verschiedene Klimaszenarien zur Reduktion der Treibhausemissionen untersucht, könnte sich der Stromverbrauch bis 2050 verdoppeln. Betrachtet wird dabei ein Szenario der flächendeckenden Elektrifizierung **(EL 80)** und das eines Technologiemixes **(TM 80)**.

**Wachsender Strombedarf bis 2050**




**Elektrifizierungsszenario (EL 80)**
Mit dem Ziel einer Reduktion der Treibhausgase um 80 % geht dieses Szenario von einer breiten Elektrifizierung aller Sektoren bei gleichzeitiger Steigerung der Energieeffizienz aus. Die Stromnachfrage in diesem Szenario verdoppelt sich. Je höher der Elektrifizierungsgrad in den einzelnen Sektoren ausfällt, desto höher auch die jeweiligen Investitionskosten.

**Technologiemixszenario (TM 80)**
Dieses Szenario geht ebenfalls von einer Reduktion der Treibhausgase um 80 % bis 2050 aus und legt ebenso eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz zugrunde. Es wird jedoch bewusst eine breitere Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger zugelassen. Die dena-Leitstudie plädiert für diesen breiten Mix an Energieträgern und Technologien, da er mit geringeren Mehrkosten und mehr Planungssicherheit für alle Beteiligten verbunden ist.

| Strombedarf TWh/a | 2015 | 2050 | |
|---|---|---|---|
| | | **flächendeckende Elektrifizierung** | **Technologiemix** |
| Gebäudesektor | 213 TWh/a | 285 TWh/a | 234 TWh/a |
| Industrie | 286 TWh/a | 532 TWh/a | 248 TWh/a |
| Mobilität | 12 TWh/a | 110 TWh/a | 86 TWh/a |
| Power to X | 0 TWh/a | 147 TWh/a | 161 TWh/a |
| **Summe** | **511 TWh/a** | **1074 TWh/a** | **729 TWh/a** |

# 3 Von einem zentralen zu einem dezentralen Energiesystem

Die Diskussionen über die Dezentralisierung der Energiewende sind vielfältig und können verwirren, da es keine einheitliche und in allen Ebenen des Energiesystems gültige Definition des Begriffs gibt. Trotz der verschiedenen Definitionen und Ansätze zum Konzept der Dezentralisierung enthalten viele Studien ähnliche Aspekte, die anhand der folgenden Dimensionen beschrieben werden können ([3], [4]):

- Technische Dimension: Große Kraftwerke, die an die Übertragungsnetze angeschlossen sind, werden abgelöst von vielen kleinen Erzeugungsanlagen, die auf Verteilnetzebene angeschlossen sind. 2015 war der Anteil der auf Verteilnetzebene angeschlossenen Kraftwerke mit 60 % bereits höher als der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke. Es wird erwartet, dass dieser Anteil in Zukunft auf fast 80 % steigt, um die Ziele der Regierung für erneuerbare Energien zu erreichen.

- Räumliche Dimension: Die Dezentralisierung des Systems bedeutet auch eine Verschiebung der räumlichen Verteilung von Erzeugung und Verbrauch. Ein Beispiel für die Dezentralisierung ist der Hausbesitzer mit Solaranlage, der seinen Strom selbst erzeugt und verbraucht.

- Integrationsdimension: Diese Dimension betrachtet die Entwicklung von Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Batteriespeicher und die sogenannte Sektorkopplung.

- Koordinationsdimension: Nicht zuletzt durch die zunehmende Digitalisierung des Energiesystems – die z.B. zu einer wachsenden Zahl von Einspeise- und Lastdaten sowie zu einer zunehmenden Beobachtbarkeit führt – können neue Akteure in einem dezentralen System eine wichtigere Rolle spielen. Zum einen wird erwartet, dass die Verteilnetzbetreiber neue Aufgaben und Verantwortlichkeiten, insbesondere bei der Gewährleistung der Netzstabilität, übernehmen müssen. Zum anderen wird das klassische Schema von Stromanbieter und Endverbraucher immer mehr in Frage gestellt – durch lokale Marktmodelle oder Bürger, die selbst Strom erzeugen können.

Da die erneuerbaren Energien heute fast die Hälfte der gesamten Stromerzeugung ausmachen, gewinnen sowohl räumliche Fragen als auch Fragen der Dezentralisierung des Systems erheblich an Relevanz. Diese Fragen sind insbesondere mit dem Ausbau des Stromnetzes verbunden und in Deutschland im Hinblick auf den geplanten Ausbau des Übertragungsnetzes umstritten.

Um diesen Netzausbau bezahlbar zu halten, sind auch seitens der Bundesregierung und der Regulierungsbehörden intelligente und effiziente Möglichkeiten gefragt und gefordert: „Denn eines ist sicher: der Netzausbau richtet sich nicht an der größtmöglichen Durchlaufmenge aus. Das wäre nicht nur ineffizient, sondern schlichtweg impraktikabel.“ [5] Ein effizienter Netzausbau ist kaum möglich, wenn die Flexibilitätsfrage nicht gelöst ist: „Wenn Erzeugung fast ausschließlich verbrauchsnah stattfindet, aber Flexibilitäten eher nur verbrauchsfern erbracht werden können, ist aus technischer Sicht trotzdem ein entsprechender Netzausbau vonnöten.“ [6]

## 3.1 Erhebliche Mehrinvestitionen durch verzögerten Netzausbau

Die Notwendigkeit des Ausbaus des Stromnetzes wurde mit der Verabschiedung des EnLAG-Gesetzes im Jahr 2009 bereits frühzeitig erkannt [7] und angegangen. Je mehr konventionelle Erzeugungsanlagen stillgelegt und durch erneuerbare Energienanlagen ersetzt werden, desto stärker steigen die Anforderungen an die Verteilnetze, da Erzeugung und Verbrauch oftmals weit voneinander entfernt liegen.

Die Investitionen in die Netzinfrastruktur sind sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilnetzebene bereits deutlich gestiegen. Trotz der Verabschiedung mehrerer Verordnungen im Laufe der Jahre verzögert sich der Ausbau des Übertragungsnetzes jedoch erheblich. Als Hauptgründe dafür werden fehlende Koordination zwischen den Beteiligten, schwierige Genehmigungsverfahren und eine geringe soziale Akzeptanz genannt [8].

Der aktuell vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP 2030 (2019)) [9] der Übertragungsnetzbetreiber beschreibt den notwendigen Netzausbau bis 2030 bei einem Anteil von 65 % erneuerbarer Energien. Die angenommenen Szenarien reichen von moderater Sektorkopplung und zentralen Strukturen über starke Sektorkopplung bis hin zu dezentralen Strukturen.

Das Volumen der erforderlichen Maßnahmen in den Szenarien ist nach wie vor vergleichbar mit dem vorherigen Netzentwicklungsplan (NEP 2030 (2017)) [10], was mit Entwicklungen im Markt- und Netzbereich sowie mit berücksichtigten Annahmen zu Flexibilitätsoptionen und Speichermöglichkeiten erklärt wird. Die Kosten haben sich jedoch nahezu verdoppelt: von 32 auf 61 Milliarden Euro [9]. Hinzu kommen noch die Offshore-Verbindungskosten von 18 bis 24 Milliarden Euro. Als Gründe für den Kostenanstieg werden Inflation, Marktpreisanpassung, veränderter Projekt- und

Maßnahmenumfang (z.B. zusätzliche Verlegung von Erdkabeln, die zu einer höheren sozialen Akzeptanz führen soll) und erstmalige Berücksichtigung von Planungs- und Genehmigungskosten genannt.

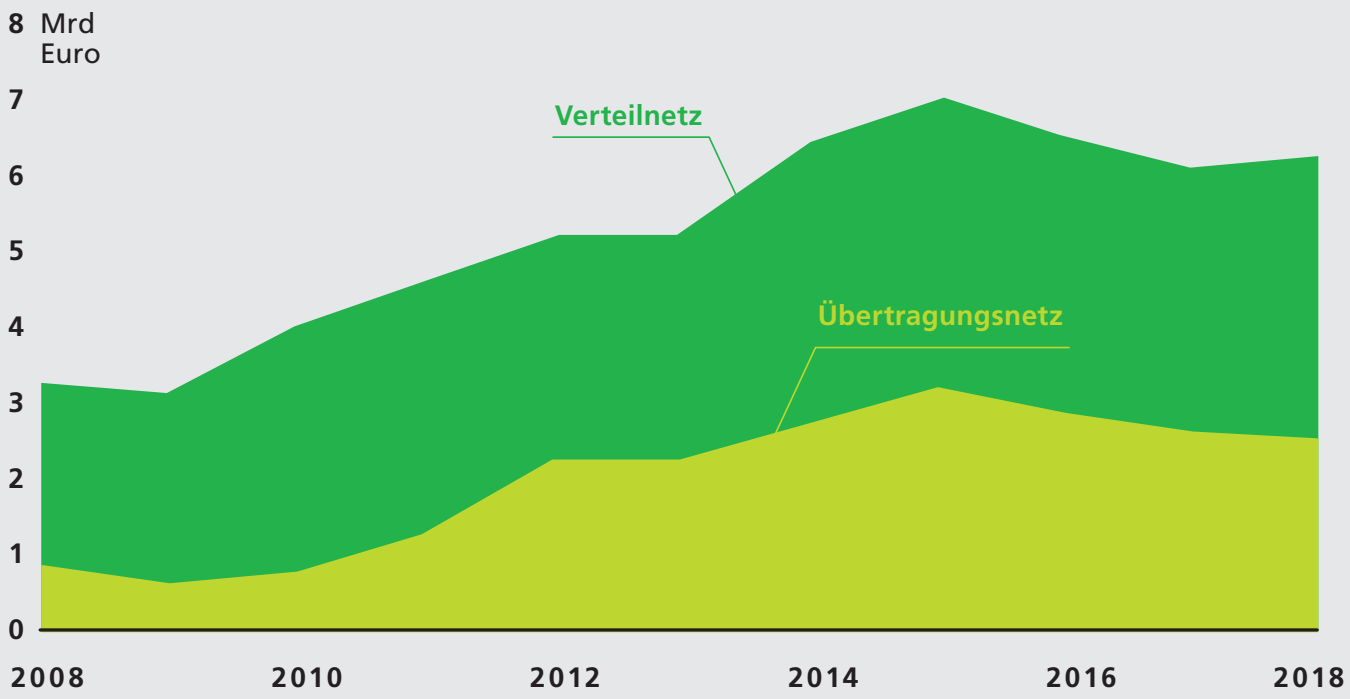
2011 wurde mit der Verabschiedung des NABEG (Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz) der Bundesnetzagentur die zentrale Zuständigkeit für die wesentlichen Bereiche des Netzausbaus übertragen. In der bestätigten Version des NEP 2030 (2019) werden 48 der 162 von den Übertragungsnetzbetreibern bis 2030 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen als nicht notwendig erachtet. Die Diskussionen über den erforderlichen Netzausbau gehen also weiter.

## 3.2 Engpassmanagement als Beitrag zu dezentraler Flexibilität

Unter den zahlreichen Maßnahmen, die erforderlich sind, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gewährleisten, führen die Netzbetreiber diverse Prozesse durch, die als Engpassmanagement bezeichnet werden. In Deutschland ist eines der von den Übertragungsnetzbetreibern am häufigsten genutzten Maßnahmen das so genannte Redispatch. Dabei weisen die Netzbetreiber bestimmte Kraftwerke an, ihre Leistungseinspeisung zu erhöhen und fordern gleichzeitig von anderen, diese zu verringern. Auf diese Weise bleibt die Leistungseinspeisung in das Netz unverändert, während der betreffende Netzengpass behoben wird. Derartige Maßnahmen sind jedoch nicht kostenneutral, da den Kraftwerksbetreibern eine Entschädigung für die Durchführung solcher Maßnahmen gezahlt wird. Letztendlich werden diese Kosten als Netzentgelte an die Endverbraucher weitergegeben.

Laut dena [11] gibt es erhebliche Einsparpotenziale durch die Integration dezentraler Flexibilität in den Redispatch-Prozess. Durch die Erweiterung des Redispatch-Portfolios mit dezentraler Flexibilität könnte der Bedarf an Netzreserven verringert und ein leistungssenkender Redispatch verstärkt werden, um damit den Bedarf an knappem leistungssteigerndem Redispatch in Süddeutschland zu verringern. Um dies zu ermöglichen, müssen Entwicklungskosten vor Ort (z.B. Smart-Meter) und Kosten für die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetze getragen werden. Gutachtern zufolge wäre für 2023 ein jährliches Gesamtkosteneinsparpotenzial zwischen 100 und 150 Millionen Euro realistisch (einschließlich Einsparpotential in der Netzreserve) [12]. Ein geeigneter Regulierungsrahmen, der effiziente Lösungen zur Vermeidung von Netzüberlastungen auf der Verteilnetzebene ermöglicht, ist jedoch noch nicht vorhanden.

**Entwicklung der Investitionen in die Netzinfrastruktur**




Datenquelle: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2020): Monitoringbericht 2019, Bonn. S.129–130

## 3.3 Verteilung und Entwicklung der Netzentgelte

Die Investitionen in Netzausbau und -erhalt, aber auch die Kosten für Systemdienstleistungen wie Redispatch, Regelenergie und Einspeisemanagementmaßnahmen werden letztlich als Netzentgelte auf die Endverbraucher übertragen. Seit 2012 sind die Netzentgelte stark gestiegen und machen rund 25 % eines Haushaltsstromtarifs aus, wobei die Höhe je nach Region stark variiert. Die höchsten Netzentgelte werden im Nordosten Deutschlands gezahlt, dies hat vor allem historische und strukturelle Gründe. Infolge der Debatten um die ungleiche Verteilung der Netzentgelte wurde 2017 eine Teilreform verabschiedet, das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG), die mehrere Maßnahmen zur Umverteilung der Kosten vorsieht. Die Netzentgelte für das Übertragungsnetz der vier Übertragungsnetzwerkbetreiber werden im Zeitraum 2019 bis 2023 schrittweise harmonisiert.

Trotz verschiedener Maßnahmen, die generell zu einer Reduzierung der Netzkosten führen sollen, wie beispielsweise die Abschaffung der „vermiedenen Netzentgelte“ und die Senkung der Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber, ist vor dem Hintergrund der erforderlichen Investitionen in den Aus- und Umbau der Netze bis 2030 nicht von einer spürbaren Entlastung der Endverbraucher auszugehen.
Industrie- und Gewerbekunden haben im Gegensatz zu den Haushaltskunden die Möglichkeit, über verschiedene Maßnahmen wie beispielsweise die Bereitstellung von Regelenergie oder Einspeisemanagement ihre Netzkosten erheblich zu senken bzw. zusätzliche Einnahmen zu generieren (siehe 4.2).

Letztendlich wird das System der Netzentgelte jedoch als intransparent und zu komplex kritisiert [13].

### Vermiedene Netzentgelte

Hierbei handelt es sich um eine Vergütung für die dezentrale Produktion von Strom, die vom Netzbetreiber an den jeweiligen Produzenten gezahlt wird, weil davon ausgegangen wurde, dass lokal erzeugter und vor Ort verbrauchter Strom die Kosten für den Netzausbau verringert.

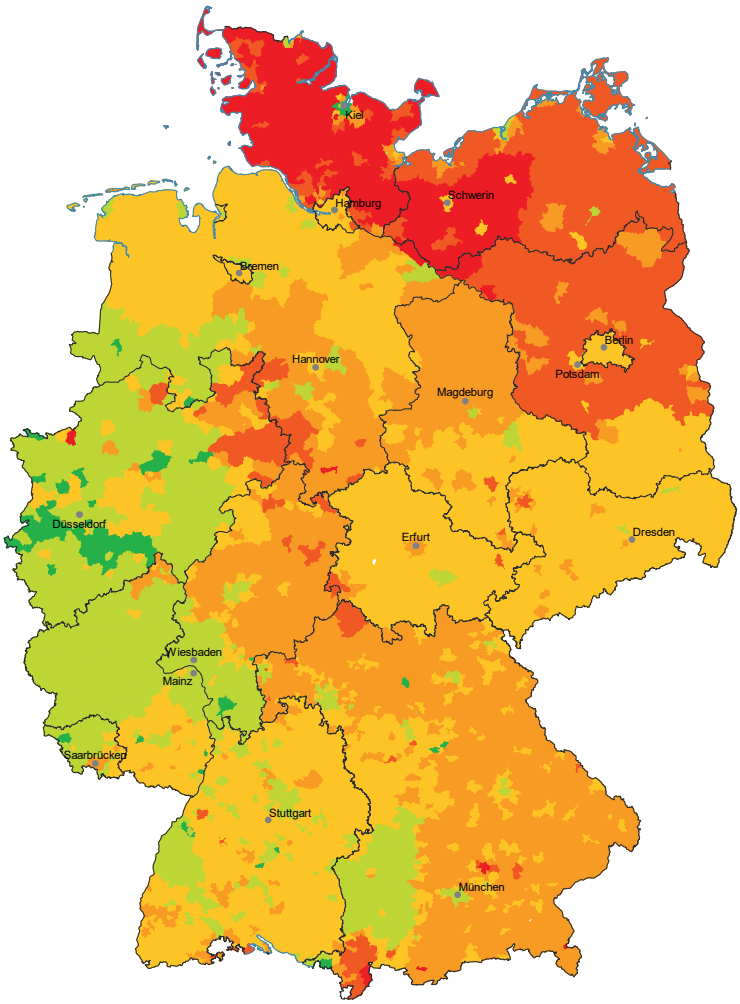
**Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland (2019)**

Abnahmefall 24 GWh/Jahr, 4.000 kW (6.000 h/a), Mittelspannung

Netzkosten in Cent/kWh

- 1,2 bis < 1,7 Cent/kWh
- 1,7 bis < 2,2 Cent/kWh
- 2,2 bis < 2,7 Cent/kWh
- 2,7 bis < 3,2 Cent/kWh
- 3,2 bis < 3,7 Cent/kWh
- 3,7 Cent/kWh oder größer

Kartengrafik: EasyMap
Quelle: Daten der GET AG



# 4 Batteriespeicher – ein multifunktionales Werkzeug für Flexibilität und Stabilität

Eine der größten Herausforderungen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromnetzes besteht darin, jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Die Verantwortung dafür wird zwischen den Marktteilnehmern und den Netzbetreibern geteilt. Mit einem zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien wird die Aufrechterhaltung dieses Gleichgewichts immer komplexer und erfordert flexiblen Verbrauch oder flexible Erzeugung.

Die Entwicklung dezentraler Flexibilität, die Erhöhung der Autarkie und die Konzentration auf einen stärker lokal ausgerichteten Bilanzausgleich können zur Lösung dieses Problems beitragen. Die Verbesserung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb kleinerer Netzcluster könnte den Transportbedarf des Übertragungs- und Verteilnetzes entlasten und damit den Netzausbau unterstützen. Voraussetzung für ein solches Konzept ist nicht nur eine flexible Erzeugung, sondern auch ein flexibler Verbrauch, der durch die Kopplung des Wärme- und des Transportsektors verbessert werden kann. Allerdings hat die Flexibilität Grenzen, die durch die Entkopplung der Notwendigkeit von gleichzeitigem Verbrauch und Erzeugung durch Speicherung überwunden werden können.

## 4.1 Speichertechnologien

Einige der wichtigsten Merkmale, die die Anwendbarkeit verschiedener Speichertechnologien bestimmen, sind

- die Speicherkapazität,
- der Wirkungsgrad (d.h. das Verhältnis zwischen geladener und entladener Energie) sowie
- der Zeitrahmen, in dem gespeicherte Energie verfügbar ist.

Unter den verfügbaren Speichertechnologien ist der Pumpspeicher historisch gesehen der am weitesten verbreitete. Solche Anlagen können erhebliche Mengen an Energie speichern, sind aber in der Regel groß und weit entfernt von den Verbrauchern. Im Gegensatz zu anderen Ländern herrschen in Deutschland keine guten Bedingungen für den Aus- und Neubau von Pumpspeicherwerken. Deshalb stehen nun die Batteriespeichertechnologien im Mittelpunkt, da sie eine zunehmend kostengünstige und skalierbare Lösung für die Stromspeicherung bieten.

### Was ist Flexibilität?

Gerade in einem System mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien ist es von Vorteil, wenn die Verbraucher ihre Nachfrage und die Erzeuger ihre Leistung anpassen können. Die Größenordnung, der Zeitrahmen und die Geschwindigkeit, in der dies technisch möglich ist, wird allgemein als Flexibilität bezeichnet.

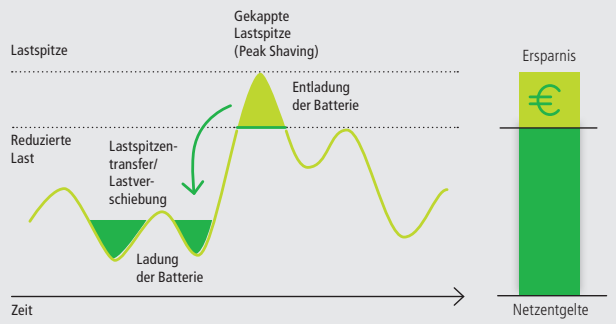
Für einen Industriestandort bezieht sich Flexibilität auf die Möglichkeit, seinen Stromverbrauch an äußere Umstände wie die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien oder Netzbeschränkungen anzupassen.

Alle Industriestandorte können ihre Produktion im Laufe der Zeit erhöhen oder verringern und somit ihren Stromverbrauch erhöhen oder senken. Im Energiesektor ist die zeitliche Flexibilität ein wesentlicher Aspekt. Dennoch können nur wenige Industriestandorte so schnell reagieren, wie sie es benötigen würden. Ein Beispiel: Um seinen Verbrauch zu stoppen, muss ein Chemiewerk warten, bis alle chemischen Reaktionen abgeschlossen und die Reaktoren abgekühlt sind. Ebenso muss ein lebensmittelverarbeitender Betrieb seine Tanks leeren und reinigen, bevor er seinen Verbrauch anpassen kann.

Die Hauptschwierigkeit besteht daher in der Zeit, die benötigt wird, um den Stromverbrauch zu erhöhen oder zu reduzieren. Diese Verzögerung entspricht nicht unbedingt den Bedürfnissen des Netzes. Genau das kann eine Batterie: Sie übernimmt die Energieproduktion für 15, 30, 45 oder 60 Minuten, was dem Betreiber der Anlage genügend Zeit gibt, um zu reagieren. Mit einer Batterie, die als Puffer wirkt, kann jeder Industriestandort Flexibilität schaffen bzw. erhöhen und das Stromnetz optimieren.

## 4.2 Anwendungsbeispiele von Batteriespeichern

### A Batterieeinsatz zur Kappung der höchsten Lastspitzen im Jahr




Quelle: eigene Darstellung

Eine der häufigsten Anwendungen für Batteriespeicher, häufig auch für PV-Batteriesysteme, ist das Peak-Shaving, das in der Reduzierung von Verbrauchsspitzen oder Tiefpunkten besteht. Dies kann durch die Entladung der in Zeiten von Überschusserzeugung oder Niedriglast gespeicherten Energie zu Zeiten des Spitzenverbrauchs erreicht werden. Für eine optimale Umsetzung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten bestimmen das Lastprofil, die Stromspotpreise und die Regulierung der Netznutzungstarife die Betriebsstrategie des Batteriespeichers. Mit den entsprechenden Anreizen können sowohl der Netzbetreiber als auch der Verbraucher Vorteile aus diesen Anwendungen ziehen. Vorteile für den Verbraucher sind unter anderem die Senkung der Stromverbrauchskosten und die Senkung der Netzentgelte. Auf der anderen Seite könnten die Systembetreiber von einem stabileren System aufgrund flacherer Verbrauchsprofile profitieren.

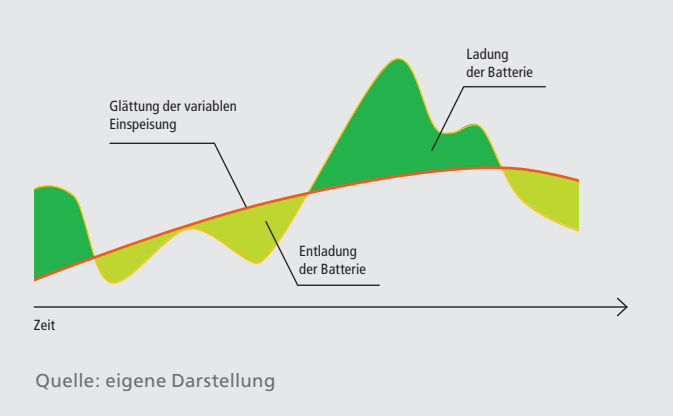
### B Lastfrequenzregelung mit Batteriespeicher

Quelle: eigene Darstellung

Mit Reaktionszeiten von weniger als einer Sekunde auf Frequenzabweichungen ist der Batteriespeicher besonders geeignet, um kurzfristige Regelleistung bereitzustellen. Typischerweise wird kurzfristige Regelleistung von Synchronmaschinen bereitgestellt, die aber eine langsamere Reaktionszeit als Batteriespeicher haben.

In Kontinentaleuropa wird die kurzfristige Regelleistung durch Frequency Containment Reserve (FCR) bereitgestellt. In Deutschland sind mehrere Großbatterien an der Bereitstellung von FCR beteiligt. Regelreserven existieren im Rahmen der Netzdienstleistungen, die der Netzbetreiber benötigt, um u.a. das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch jederzeit aufrechtzuerhalten. In der Regel richtet der Netzbetreiber oder eine andere Institution einen Regelleistungsmarkt ein, auf dem Interessenten für die Beteiligung an verschiedenen Regelreserven unter Vertrag genommen und vergütet werden können. Um an diesen Reserven teilnehmen zu können, müssen die Interessenten die Präqualifikationsbedingungen für die Vorhaltung und Erbringung von Reserven erfüllen. In Deutschland können Anbieter die Bedingungen entweder durch eine einzelne Einheit oder durch die Aggregation mehrerer Einheiten innerhalb der gleichen Regelzone erfüllen. Somit ist es möglich, mit einem verteilten Portfolio von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinheiten an diesem Markt zu partizipieren.

### C Batterieeinsatz zur Glättung variabler Einspeisung




Quelle: eigene Darstellung

Die Batteriespeicherung kann auch zur Glättung der variablen Einspeisung von erneuerbaren Energien wie Wind und Solar eingesetzt werden. Das bedeutet, dass schnelle Leistungsänderungen, die unerwünschte Spannungs- und Leistungsschwankungen verursachen, reduziert oder eliminiert werden können. Für Erzeuger und Händler bedeutet dies eine Reduzierung der Unsicherheiten in der Erzeugungsprognose. Dadurch können die Bilanzgruppenverantwortlichen ihre Bilanzgruppen genauer ausgleichen und Ungleichgewichte und die damit verbundenen Kosten reduzieren.

# 5 Fazit

In den vergangenen Jahren hat Deutschland den Anteil der erneuerbaren Energien, die im Jahr 2019 bereits rund 42 % der Nettostromerzeugung ausmachten, deutlich erhöht. Diese rasante Entwicklung ist jedoch mit vielen Herausforderungen verbunden, die Teil eines Systemwandels sind. Um die Investition in den Um- und Ausbau der Stromnetze nicht ausufern zu lassen, sind dezentrale und flexible Lösungen gefragt, sprich: Viele dezentrale Speichereinheiten, um die Flexibilität auf lokaler Ebene zu verstärken.

Batteriespeicher erweisen sich als eine vielseitige und vor allem skalierbare Speichertechnologie. Sie machen es möglich, die Variabilität einiger erneuerbarer Quellen auszugleichen und können als Puffer zwischen Erzeugung und Verbrauch fungieren, insbesondere durch die Reduzierung von Verbrauchsspitzen. So tragen Batteriespeicher zur Netzstabilität bei, reduzieren Energiekosten auf Verbraucherseite und unterstützen somit maßgeblich den Übergang von einer zentralen zu einer dezentralen Versorgung, bei der die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der flexible Verbrauch lokal miteinander verbunden sind.

Quelle: eigene Darstellung

## Literaturverzeichnis

[1] Agora Energiewende, „Energiewende 2030: The Big Picture“, Juni 2017.
[2] T. Bründlinger et al. „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, Juli 2018.
[3] Reiner Lemoine Stiftung and Reiner Lemoine Institut, „Übersichtsstudie zur EnergieSystemWende“, September 2019.
[4] Nachzulesen auf der Website der Bundesregierung (bundesregierung.de) unter „Energiewende im Überblick“
[5] Flachbarth, Schmidt: Metastudie Dezentralität, Regionalisierung, S. 22, Wissenschaftsdialog 2018, Tagungsband
[6] EnLAG: 2009 verabschiedetes Energieleitungsausbaugesetz, das die Beschleunigung und Vereinfachung des Ausbaus des Höchstspannungsnetzes regelt. Im Vordergrund standen 22 Netzausbauprojekte mit einer Gesamtlänge von 1.800 km. Davon sind 6 Erdkabelprojekte.
[7] D. F. C. Matthes, F. Flachsbarth und M. Vogel, „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“, Öko-Institut e.V., November 2018.
[8] Bundesrechnungshof, „Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nach § 88 Abs. 2 BHO zur Prüfung von Maßnahmen zum Netzausbau für die Energiewende“, Mai 2019.
[9] K. M. Rippel, T. Wiede, M. Meinecke und R. König, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf“, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, April 2019.
[10] K. M. Rippel, T. Wiede, M. Meinecke und R. König, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf,“ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, Mai 2017.
[11] S. Mischinger, „Perspektiven netzdienlicher Einsatz von Stromspeichern,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), April 2018.
[12] S. Mischinger, E.-L. Limbacher, H. Seidl, Dr. M. Ritzau und D. Nailis, „Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses: Höhere Auslastung des Stromnetzes,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), September 2017.
[13] A. Jahn und T. Lenck, „Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen“, Agora Energiewende, April 2019.

## Impressum

**Herausgeber:**
EDF Distributed Solutions GmbH
Rebekka Schuster
Georgenstr. 21
10117 Berlin

+49 (0) 172 1300 209
presse@edf-ds.de
edf-ds.de

**In Kooperation mit:**
EIfER – Europäisches Institut für Energieforschung
EDF-KIT EWIV
Emmy-Noether-Strasse 11
D-76131 Karlsruhe

+49 (0) 721 6105 1330
https://www.eifer.kit.edu/

**Layout, Satz und Illustration:**
aliado-online.de