



## **Strommarktstudie 2030**

Ein neuer Ausblick für die Energiewirtschaft

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	2
Rückblick: Strommarktstudie 2025	3
Erzeugung	4
Netze	6
Endkundengeschäft	8
Was bedeutet das für Energieversorger?	12
Ihre Ansprechpartner	13

# Zusammenfassung

Die Strommarktstudie 2030 analysiert den deutschen Strommarkt auf Basis der drei Hauptsegmente der Wertschöpfungskette: Erzeugung, Netze, Endkundengeschäft. Sie zeigt, wie sich diese Segmente in den letzten drei Jahren verändert haben, gibt einen umfassenden Überblick über Trends und erwartete Entwicklungen bis 2030 und schließt mit einer Zusammenfassung der Implikationen für Versorgungsunternehmen.

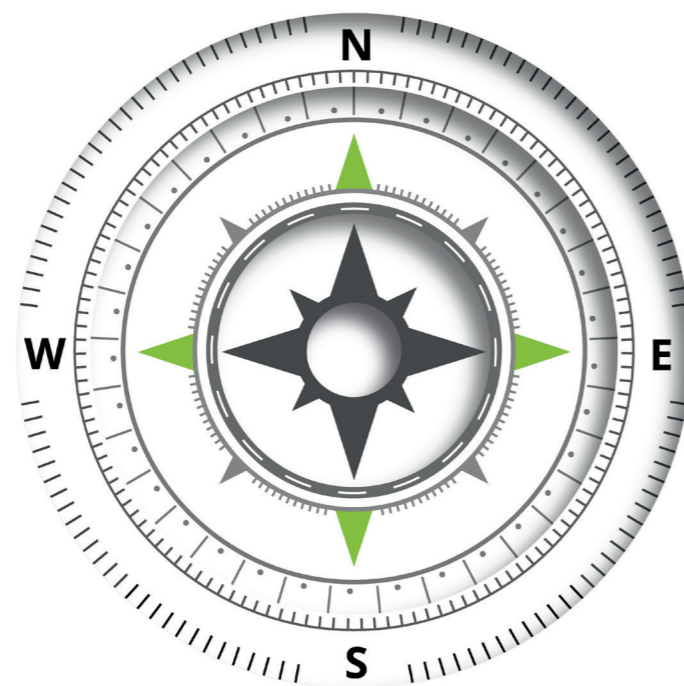
Die 2015 in der Deloitte-Strommarktstudie identifizierten Haupttrends für Erzeugung, Netze und das Endkundengeschäft sind weiterhin gültig; das traditionelle Versorgungsgeschäft bleibt stark unter Druck. Zwar haben die Hauptakteure wichtige Anpassungen vorgenommen (z.B. durch Portfoliostrukturierungen), doch lassen sich neue Treiber des Wandels beobachten – die Erzeugung wird durch Konsolidierung und Erholung der Großhandelspreise getrieben, das Netzgeschäft durch das Wechselspiel zwischen Transportanforderungen im Hochspannungsbereich und Bedarf an neuen Einnahmequellen, das Endkundengeschäft schließlich durch veränderte Kundenerwartungen. Basierend auf dem neuen Marktumfeld müssen Versorger ihr Geschäftsmodell und ihre Investitionsentscheidungen neu priorisieren und ihr anvisiertes Betriebsmodell in einer noch klareren Konfiguration definieren.

## Deloitte Energy & Resources

Als führendes Professional Services Unternehmen unterstützen wir unsere Energy & Resources Kunden weltweit mit cross-funktionaler Branchenexpertise.

Durch Zusammenarbeit mit Unternehmen der gesamten Wertschöpfungskette haben wir ein tiefgreifendes Verständnis der Industrie und erfassen kontinuierlich die Trends, die diese treiben.

Gemeinsam können wir übliche Denkmuster durchbrechen und Ihr Unternehmen für die Herausforderungen der Zukunft aufstellen.



# Rückblick: Strommarktstudie 2025

Die wesentlichen der in der Deloitte-Strommarktstudie 2025 identifizierten Herausforderungen gelten auch weiterhin:

- In der Erzeugung liegt ein anhaltender Margendruck vor, da Überkapazitäten nur langsam abgebaut werden.
- Im Netzgeschäft stellt das Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung noch immer eine Herausforderung dar; die Anzahl der Dispatch-Vorfälle steigt.
- Im Endkundengeschäft haben Kunden die Möglichkeit, bevorzugte Technologien für die Stromerzeugung zu wählen.

Trotz der generellen Bestätigung der Strommarktstudie 2025 wurden einige „Überraschungen“ ersichtlich:

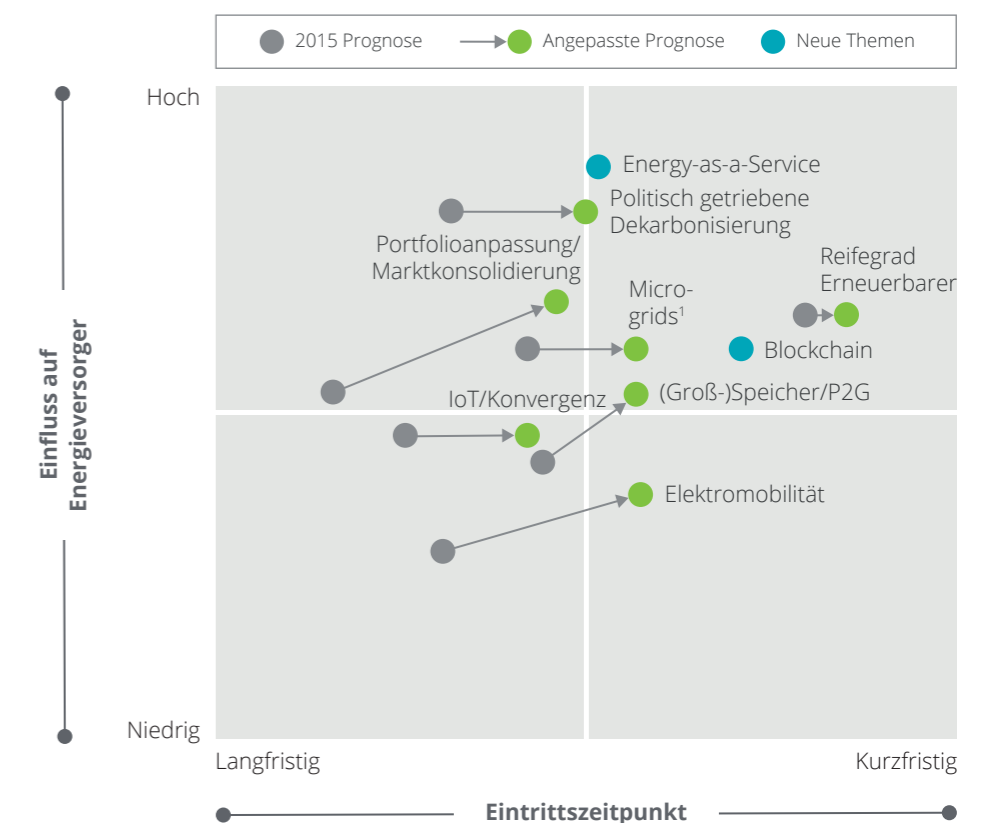
- Sehr effektives Auktionsmodell für erneuerbare Energien
- Ausmaß der Portfolioanpassungen der großen Energieversorger
- Geschwindigkeit, mit der Speichertechnologien an Wichtigkeit gewinnen

Letztendlich ist die politisch getriebene Dekarbonisierung (z.B. Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer, potenzieller Braunkohleausstieg) keine Zukunftsvision mehr. Zudem wird eine anhaltende Konsolidierung bei großen, traditionellen Erzeugern erwartet.

Abbildung 1 zeigt, wie die Haupttrends 2015 projiziert wurden und wie sie sich seitdem veränderten.

Es zeigt sich, dass die Herausforderungen nicht kleiner geworden sind – und die neuen Marktgegebenheiten weitere Anpassungen der Versorger erfordern.

Abb. 1 – Haupttrends und ihre Entwicklung



<sup>1</sup> Microgrids beinhalten Peer-to-Peer-Handelsplattformen und Energie-„Communities“

# Erzeugung

Die Entwicklung im Erzeugungsbereich lässt sich wie folgt zusammenfassen:

1. Die Dekarbonisierung wird als Haupttreiber die zukünftige Erzeugungslandschaft und die Sektorkonsolidierung prägen.
2. Die zentrale, konventionelle Erzeugung ist jedoch nicht „tot“, da sie zumindest über das nächste Jahrzehnt für die notwendige Systemstabilität sorgen muss.
3. Der Schlüssel zu einem stabileren Erzeugungssystem ist die Erholung der Großhandelspreise, gestützt durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise. Dies ermöglicht die Monetarisierung weiterer Erzeugungstechnologien am Handelsmarkt.

## Preisentwicklung

Dank sich erholender Großhandelsstrompreise verbessert sich die Ertragssituation für Energieversorger. Nach anhaltend niedrigen Entgelten in den letzten Jahren ist durch den Kernenergieausstieg sowie den Rückbau von Kohlekapazitäten ein

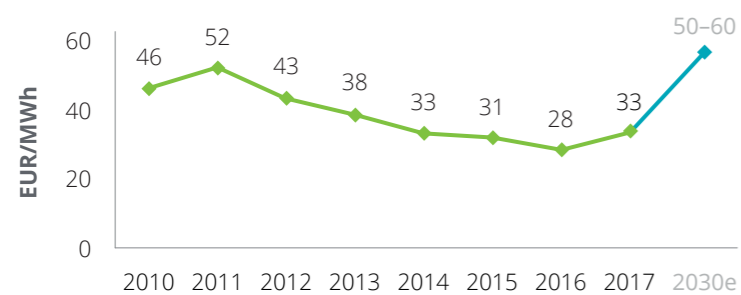
Aufschwung der deutschen Großhandelsstrompreise zu erwarten. Dieser wird auch getrieben durch eine (ggf. steuerbasierte) Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise, die zur Erreichung der Klimaschutzziele unerlässlich scheint (s. Abb. 2).

Die zunehmenden Preisschwankungen auf dem Spot- und Intraday-Markt verdeutlichen den zunehmenden Bedarf an Flexibilität aufgrund steigender Wind- und PV-Kapazität.

## Konsolidierung im Bereich fossile Erzeugung

Die aktuell zu beobachtende Konsolidierung im Bereich der konventionellen Großerzeugung wird sich fortsetzen. Gleichzeitig bleibt deren Bedeutung für die Systemstabilität bestehen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit besteht ein Bedarf an neuen (Gas-)Kraftwerken – zumindest ab 2022 nach Abschluss des Kernenergieausstiegs. Dank steigender Großhandelsstrompreise wird konventionelle Erzeugung wieder profitabel.

Abb. 2 – Deutscher Großhandelsstrompreis (Spot)



Quelle: EPEX; Monitor Deloitte Analyse

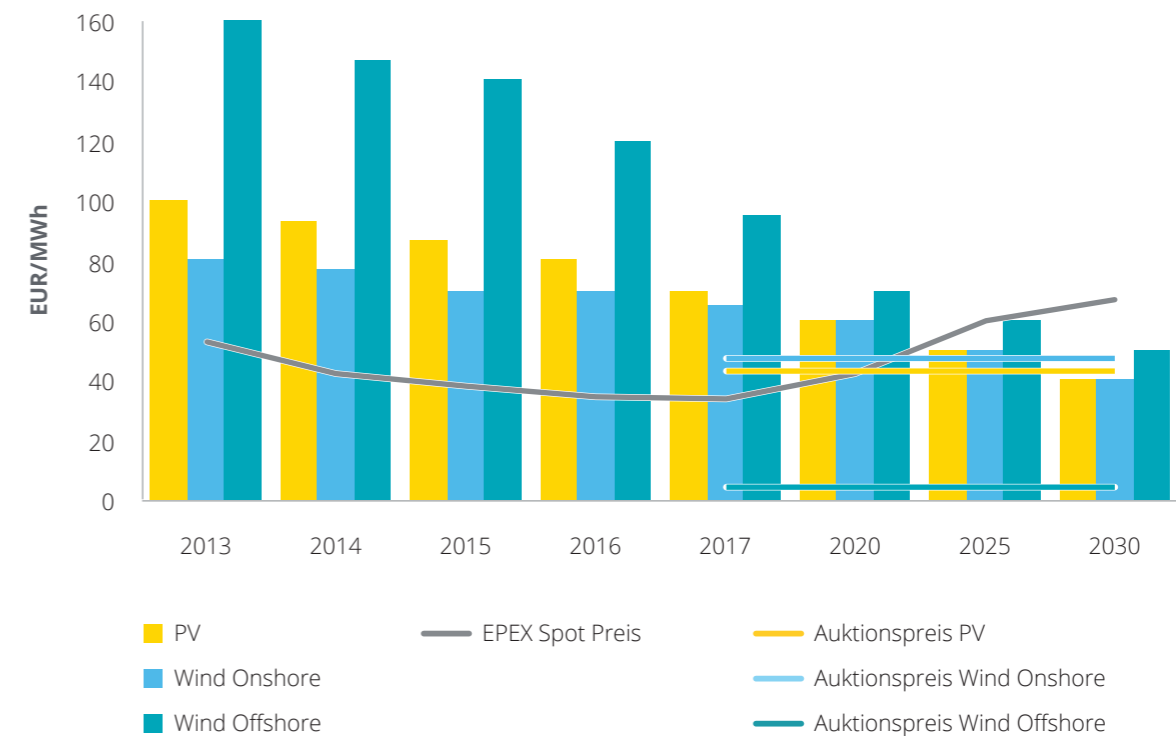
## Entwicklung erneuerbarer Energien

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigen die Schwankungen der Residuallast, also des Anteils am gesamtdeutschen Stromverbrauch, der unabhängig von den volatilen Energieträgern Wind und Sonne ist. Zwar zeigt eine kürzlich veröffentlichte Studie des Deutschen Wetterdienstes (DWD), dass Situationen mit andauernden Ertragsausfällen fluktuierender erneuerbarer Energien im Zeitverlauf selten eintreten. Wenn sie jedoch eintreten, sind große Lücken abzudecken. Bis dato werden Dunkelflauten, also Zeiten mit sehr geringer Wind-

und PV-Erzeugung, durch konventionelle Erzeugung und Stromimporte abgedeckt. Im Falle eines Braunkohleausstiegs sind die Grenzkuppelkapazitäten während „kalter Dunkelflauten“, also andauernd geringer Wind- und PV-Erzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage in Wintermonaten, jedoch ggf. nicht mehr ausreichend zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Aus diesem Grund werden Ausgleichsmechanismen erforderlich. Denkbar sind zum Beispiel Kapazitätsmechanismen oder Preisspitzen als Anreiz für den Einsatz flexibler Gaskraftwerke.

Der Zuwachs der erneuerbaren Energien wird auch durch deren überlegene Kostenposition unterstützt. Ihre zunehmende Profitabilität – getrieben durch den fortlaufenden Rückgang der Stromgestehungskosten – zeigt sich auch in den weiterhin rückläufigen Ergebnissen der Ausschreibungen, die mit der Novelle 2017 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eingeführt wurden. Aufgrund der erwarteten Entwicklung der Großhandelspreise könnte die Vermarktung von Wind und PV über Handelsmärkte künftig profitabler werden als der Bezug von Subventionen (s. Abb. 3).

Abb. 3 – Stromgestehungskosten, durchschnittlicher Auktionspreis, Großhandelsstrompreis



Anmerkung: Die durchschnittlichen Auktionspreise spiegeln die letzten Auktionsergebnisse in Deutschland wider (PV/Wind Onshore: Februar 2018; Wind Offshore: April 2017)  
Quelle: EPEX Spot; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Bundesnetzagentur (BNetzA); Agora Energiewende

# Netze

Die Entwicklung im Netzgeschäft lässt sich wie folgt zusammenfassen:

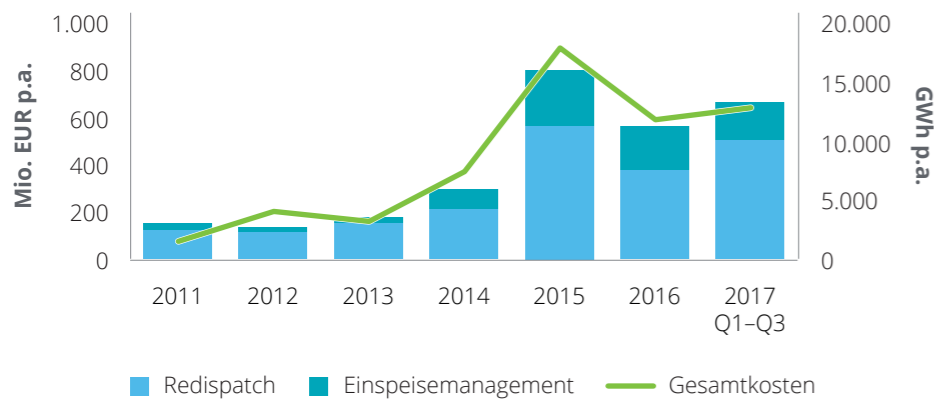
1. Der Netzausbau ist weiterhin relevant. Innovationsgetriebene Investitionen sind nötig, um Nachhaltigkeit und Digitalisierung entlang der Wertschöpfungskette zu treiben.
2. Netzbetreiber müssen neue Umsatzquellen erschließen – basierend auf sich veränderndem Endkundenverhalten und neuen, lokalen Geschäftsmöglichkeiten (z.B. Speicher, Microgrid).
3. Die Fokussierung auf (kritische) Infrastruktur ist ggf. sinnvoll. Versorger müssen jedoch Kompetenzen und Partnerschaften rund um neue Infrastruktursysteme aufbauen.

## Regulatorisches Umfeld

Das regulatorische Umfeld ist durch Änderungen geprägt und erzeugt Ergebnisdruck für Netzbetreiber. Die Eigenkapitalverzinsung vor Steuern soll für die dritte Regulierungsperiode deutlich abgesenkt werden; danach (2024) ist ein Wechsel zur Yardstick-Regulierung wahrscheinlich (z.B. CAPEX pro Netzkilometer). Im Ergebnis werden neue Einnahmequellen aus wettbewerblichen Netzservicedienstleistungen und Digitalisierung (z.B. Energieberatung, Demand Response, Gateway-Administration) erforderlich. Gleichzeitig drängen die Regulierungsbehörden auf Investitionen in Smart Grids. Zwar ist ein Anstieg innovationsgetriebener Investitionen erkennbar; Datenschutz- und Sicherheitsvorschriften sind jedoch noch immer ein entscheidendes Investitionshindernis.

**Abb. 4 – Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung**

(Kosten in Mio. EUR p.a., Dauer in GWh p.a.)



Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA); Agora Energiewende; Monitor Deloitte Analyse

## Netzausbau

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bleibt der Netzausbau weiterhin unabdingbar. Die Kosten der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung – d.h. Redispatch (vertraglich geregelte Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken) und Einspeisemanagement (Abregelung von Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) – sind in den letzten Jahren aufgrund der Energiewende deutlich gestiegen (s. Abb. 4).

Deshalb scheinen eine weitere Förderung und eine Anpassung der Regulierung für eine angemessene Rendite erforderlich, um den Netzausbau voranzutreiben und auf die Bedeutung von Versorgungssicherheit für die Öffentlichkeit sowie auf EU-Anforderungen (Ausbau grenzüberschreitender Kapazitäten) zu reagieren.

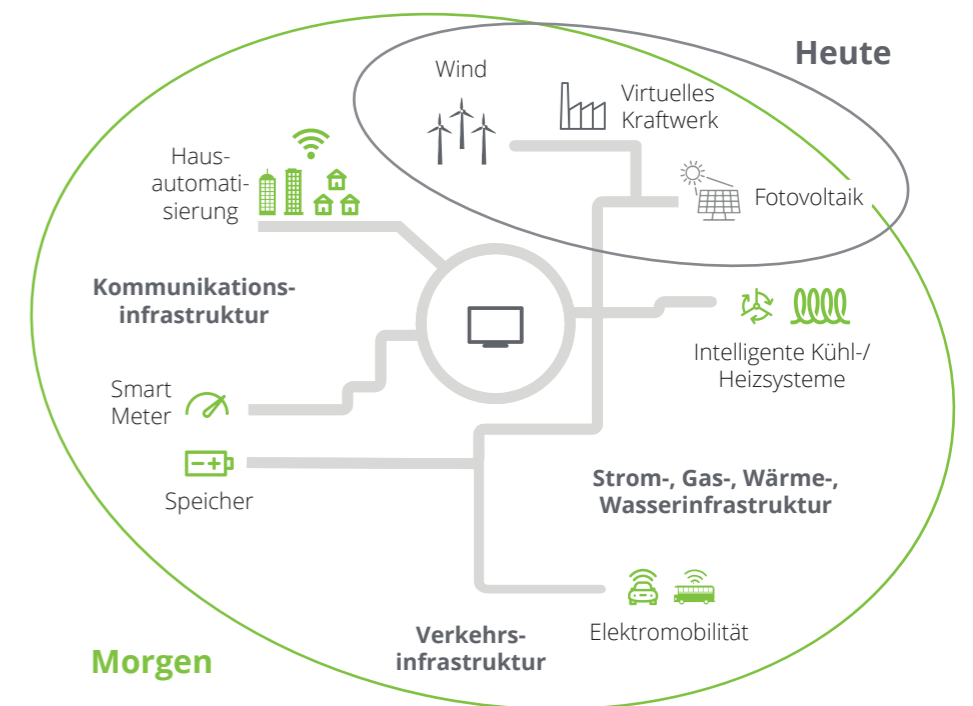
Investitionen in den Netzausbau können den Ergebnisdruck der Netzbetreiber reduzieren. Jedoch zeigt die Anzahl verzögerter oder verschobener Investitionen die Komplexität von Netzausbauvorhaben.

## Neue Services

Um von verändertem Kundenverhalten zu profitieren und auf Ergebnisdruck zu reagieren, benötigen Netzbetreiber neue netzgekoppelte und -ferne Lösungen. Für Energieversorger werden neben Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserinfrastruktur weitere, neue Infrastruktursysteme wie Kommunikationsdaten- und Verkehrsinf-

rastruktur relevant. Während bestehende Netze eine digitale Optimierung erfahren (z.B. Ausstattung von Leitungen mit Sensoren), werden neue Infrastrukturen aufgebaut (z.B. Ladestationen). Einige Versorger stellen strategische Überlegungen an, sich auf (kritische) Infrastrukturen zu fokussieren, andere planen einen Ausbau des Portfolios in Richtung Endkundenbedürfnisse (z.B. Unterstützung von Eigenverbrauch und lokalen Microgrids durch externe Beratung). Vor dem Hintergrund der stetigen Zunahme an Komplexität und der Möglichkeiten für Endkunden kann das Angebot eines umfassenden Komplettpakets ein potenzielles Alleinstellungsmerkmal bieten (s. Abb. 5).

**Abb. 5 – Evolution des Stromnetzes**



# Endkundengeschäft

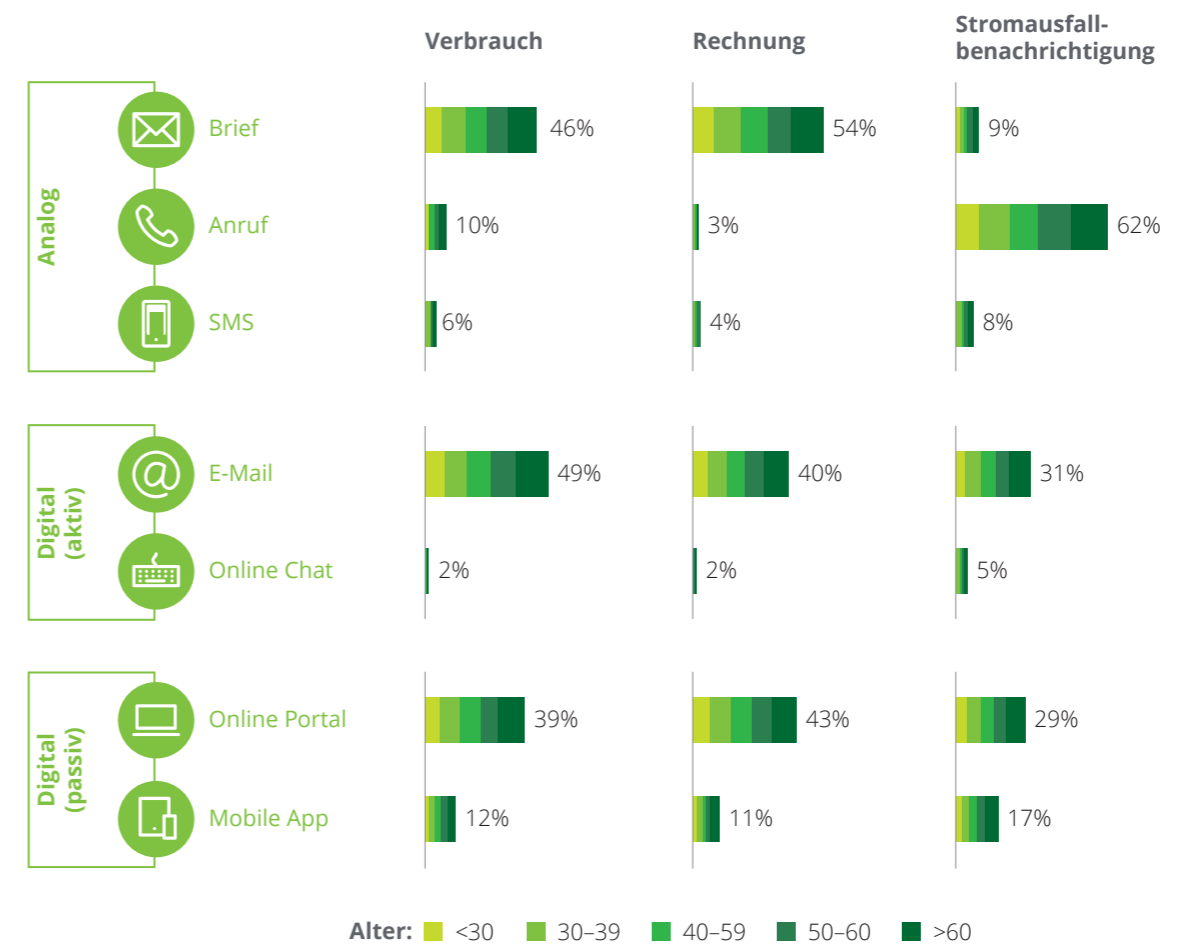
Die Entwicklung im Endkundengeschäft lässt sich wie folgt zusammenfassen:

1. Kunden verlangen, unabhängig vom Alter, nach einem positiven Kundenerlebnis und nach Konsistenz über alle Kanäle hinweg. Energieversorger müssen daher eine kosteneffiziente, digitale Kanal-Landschaft bereitstellen.
2. Wettbewerbsfähige Cost-to-Serve werden zu einer Frage der Größe. Kleine Energieversorger benötigen gemeinsame digitale Plattformen, um neuen Kundenanforderungen gerecht zu werden.
3. Derzeit liegt der Fokus deutscher Versorger zwar auf dem Umbau bestehender Strukturen. Disruption kann aber in der Branche selbst entstehen, wenn neue Standards durch „First Mover“ gesetzt werden und sich durch Konzentration und Kooperation etablieren.

## Neue Kundenerwartungen

Die Monitor Deloitte-Studie „Kundenerlebnis@EVU“ belegt die veränderten Anforderungen von Stromkunden. In dererem Rahmen wurden über 1.000 repräsentative Kunden jeder Altersgruppe zu den präferierten Kanälen befragt, über die sie bezüglich des Verbrauchs, der Rechnung und im Falle eines Stromausfalls benachrichtigt werden möchten. Der klassische Brief, E-Mail und Onlineportal bleiben die bevorzugten Kontaktkanäle für Verbrauchsangaben und die Rechnung. Mobile Apps wird von 10 bis 20 Prozent genutzt und haben das Potenzial, zum bevorzugten digitalen Kanal zu werden, wenn andere digitale Kanäle Optionen eingebunden werden. Die Studie zeigt deutlich den Veränderungswillen der Kunden durch hohe Akzeptanz von nutzerfreundlichen Möglichkeiten, sich mit Energie und ihrem Versorger auseinanderzusetzen. Sie belegt auch, dass das Alter keine entscheidende Rolle bei der Präferenz der Kontaktkanäle spielt. Diese Bereitschaft der Kunden ermöglicht eine künftige Digitalisierung und führt zu Kostensenkungspotenzialen für Verbrauchs- und Rechnungsthemen (s. Abb. 6).

Abb. 6 – Bevorzugte Kontaktkanäle nach Alter



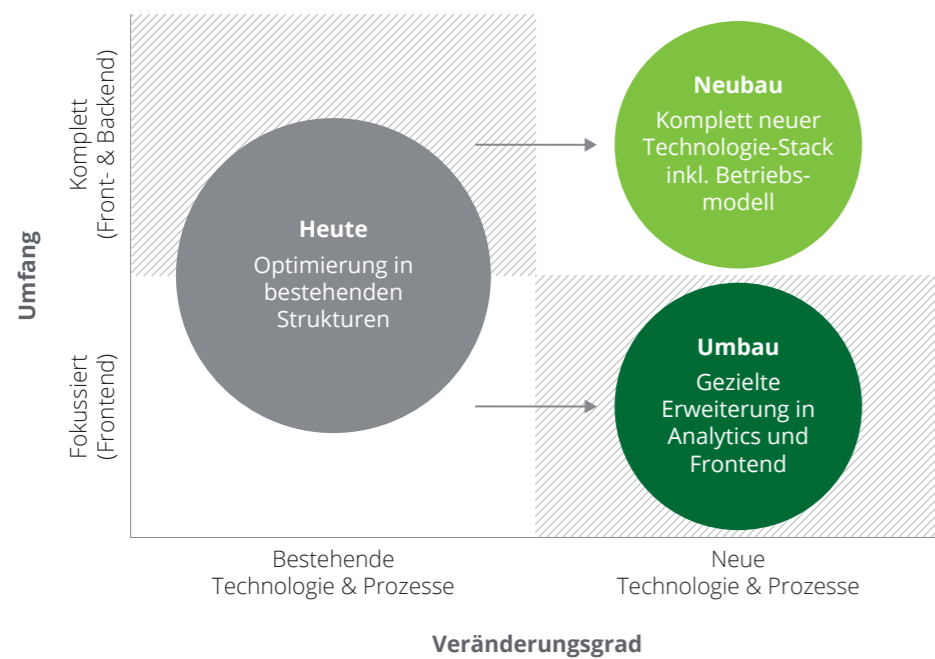
Quelle: Deloitte Studie 2017 „Kundenerlebnis@EVU“

**Adressierung neuer Anforderungen**

Um diese neuen Kundenerwartungen zu erfüllen und ein wettbewerbsfähiges Kostenniveau zu erreichen, ist ein Um- oder Neubau bestehender Strukturen erforderlich. Bei Letzterem wird ein komplett neuer Technologie-Stack inkl. Betriebsmodell implementiert. Dies ist zwar mit hohen Investitionen und hohen Migrationskosten verbunden, bietet aber auch die Chance auf führende Cost-to-Serve

und eine nachhaltige Wettbewerbsfähigkeit. Demgegenüber steht der Umbau, der sich auf die gezielte Erweiterung in Analytics und Frontend fokussiert. Hier sind die zentralen Herausforderungen der hohe Anpassungsaufwand und die hohen Betriebskosten (hauptsächlich Personal- und IT-Lizenzkosten). Der Vorteil liegt jedoch in geringen Investitionen bei gleichzeitiger Ermöglichung eines kundenfreundlicheren Frontends (s. Abb. 7).

**Abb. 7 – Adressierung neuer Kundenerwartungen**



**Kosteneffekte**

Eine Monitor-Deloitte-Kostenanalyse zeigt, dass ein Neubau in signifikant niedrigeren Kosten resultiert, auch wenn dieser erst bei größeren Kundenzahlen Wirkung zeigt.

Deutschen Energieversorgern mit weniger als 400.000 Haushaltskunden fehlt die Größe für eine eigenständige Neubauinitiative. Kleine Versorger sollten daher kooperieren und gemeinsame digitale Back- und Frontends einführen, um ebenfalls zeitnah wettbewerbsfähige Cost-to-Serve-(CtS-)Niveaus zu erreichen. Je nach Höhe der Migrationskosten zur Überführung von Bestandskunden zu einem „Digital only“-Betriebsmodell können Versorger mit mehr als 500.000 Haushaltskunden von neuen Technologien

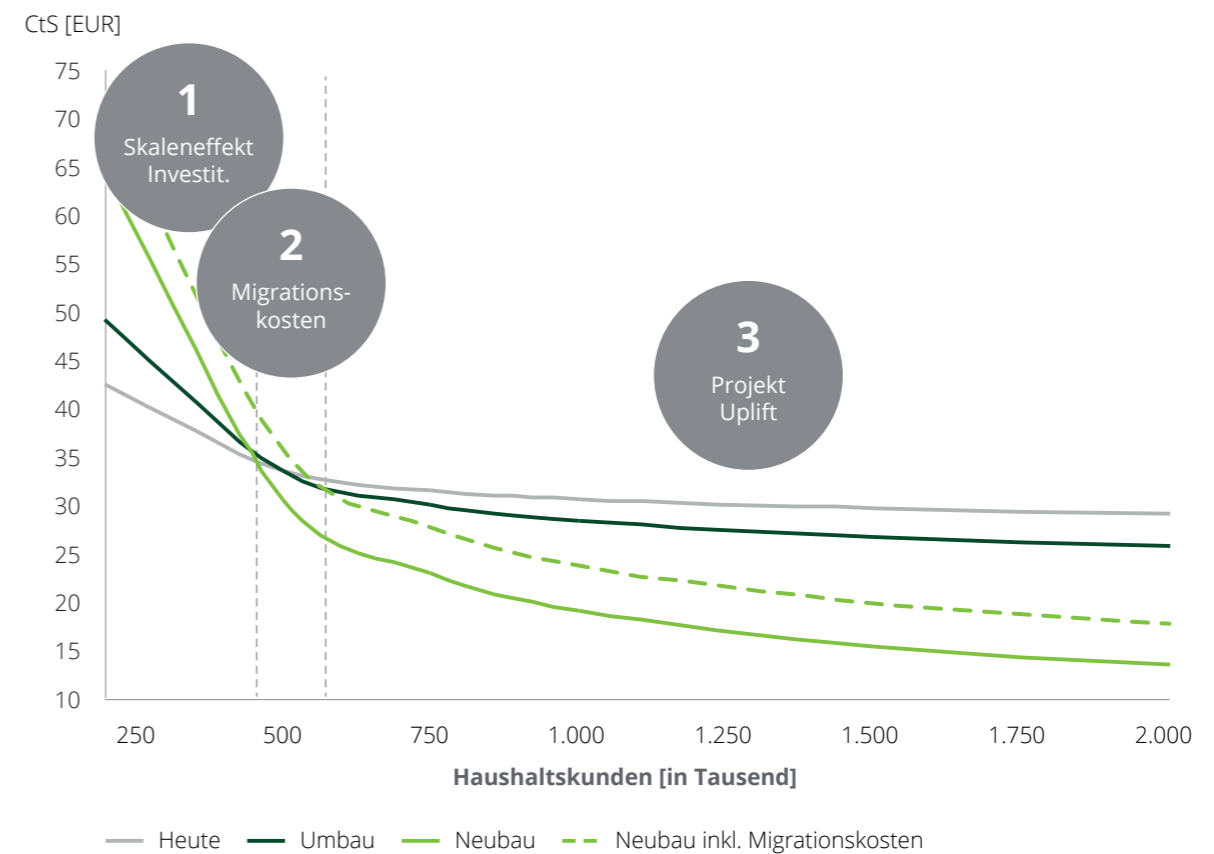
und Prozessen außerhalb bestehender Strukturen profitieren. Große Versorger mit über einer Million Haushaltskunden sollten nachweislich ein „Digital only“-Modell verfolgen, um CtS von 10 EUR und weniger pro Haushalt zu erreichen (s. Abb. 8).

**Marktrealität**

In Zusammenarbeit mit der BDEW-Landesgruppe NRW hat Monitor Deloitte Energieversorger dazu befragt, ob diese einen Umbau oder doch einen Neubau planen. Ermittelt wurden die Ergebnisse im Rahmen einer Online-Umfrage im Zeitraum Dezember 2017 bis Januar 2018, an welcher 31 Unternehmen teilnahmen. Im Ergebnis präferieren 65 Prozent einen Umbau, während nur 3 Prozent der

deutschen Versorger einen Neubau für einzelne Systemelemente, z.B. Smart-Meter-Datensysteme, bevorzugen. 32 Prozent der Befragten sind noch unentschieden, ob wesentliche Herausforderungen in Bestandsstrukturen effizient angegangen werden können. Was die Umsetzung der geplanten Veränderung angeht, so sehen 84 Prozent der teilnehmenden Versorger keine finanziellen Schwierigkeiten. 71 Prozent planen, die Veränderung in den nächsten vier Jahren zu realisieren, über zwei Drittel erwarten Skalen- und Synergieeffekte. Jedoch gaben 40 Prozent der Versorger einen Mangel an für die Veränderung erforderlichen Fähigkeiten und/oder Ressourcen an. Externe Unterstützung ist daher erforderlich.

**Abb. 8 – Cost-to-Serve-Analyse (CtS)**



Anmerkung: CtS = Cost-to-Serve; Haushaltskunden: <10,000 kWh/a (ein Zählerpunkt pro Kunde); inkl. Projektkosten; für Durchschnittsunternehmen, Abweichungen möglich  
Quelle: Monitor Deloitte Analyse

# Was bedeutet das für Energieversorger?

Die neuen Entwicklungen im Strommarkt führen zu strategischen, strukturellen und organisatorischen Implikationen für Versorger.

## Strategische Implikationen

Die sich verändernden Marktgegebenheiten führen zu unterschiedlichen strategischen Notwendigkeiten je Wertschöpfungssegment. In der Erzeugung müssen langfristige Skaleneffekte durch die Kombination konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsanlagen aufgebaut werden. Im Netzgeschäft müssen Investitionen zur Förderung innovativer Endkundenlösungen erschlossen und die Investorenbasis zur Verbesserung der Kapitaleffizienz angepasst werden. Im Endkundengeschäft ist eine Integration von Energielieferung und Energy-as-a-Service-Geschäft vonnöten.

In Zukunft wird es eine Entwicklung hin zu schlankeren Geschäftsmodellen für verschiedene Markttrollen geben (anlageintensive Erzeugung mit Systemverantwortung vs. kundenorientiertes Lösungsgeschäft zur Bereitstellung von Energie).

Generell müssen Versorger auf allen Ebenen das Spannungsfeld zwischen anhaltender und nachhaltiger Kostendisziplin sowie agilen und schnellen Entscheidungen bewältigen.

## Strukturelle Implikationen

Zukünftig könnten Energieversorger eine Asset-light-Strategie verfolgen und sich als operative und finanzielle Asset Manager positionieren (s. Abb. 9).

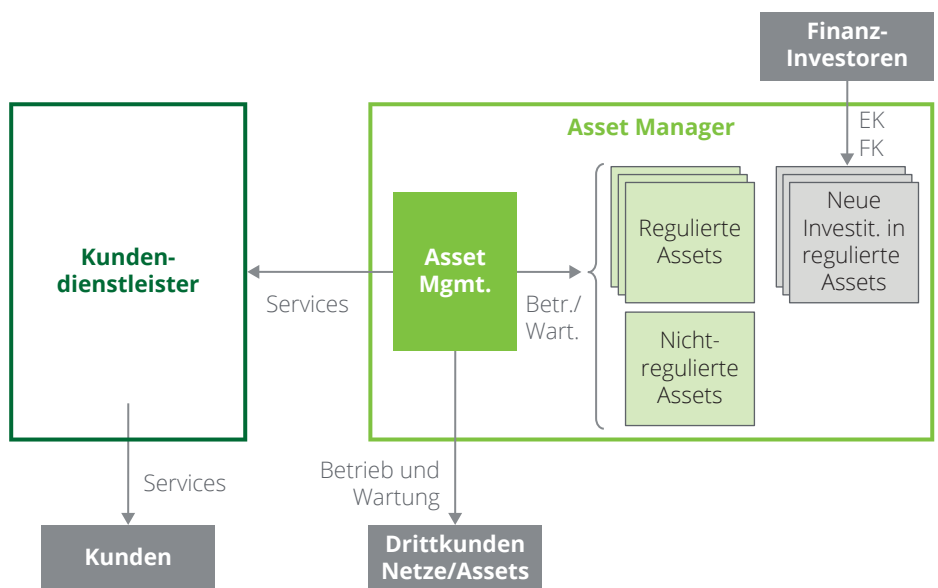
Ein solcher Aufbau ermöglicht sowohl operative als auch finanzielle Vorteile. Die Asset-light-Strategie bietet eine klare Struktur (Trennung von Kundenservice und Asset Management). Das Asset Management agiert als separate Geschäftseinheit und kann sich auf die Akquisition von Drittkunden für Betriebs- und Wartungsdienstleistungen konzentrieren. Finanzielle Vorteile ergeben sich durch zusätzliche Zahlungsströme aus der Erbringung von operativem Asset Management für Drittkunden sowie von Finanzdienstleistungen für institutionelle Investoren.

## Organisatorische Implikationen

Durch zunehmende Automatisierung und die Verfügbarkeit neuer Technologien werden sich auch organisatorische Strukturen und Fähigkeitsanforderungen ändern. Benötigt werden neue Talente mit einem neuen Skill-Set (z.B. Data Miners, Service-Designer, Performance-Marketing-Spezialisten) sowie agile Ansätze (z.B. um die Produktentwicklung zu beschleunigen und schneller auf sich ändernde Kundenanforderungen reagieren zu können).

Damit einher gehen auch erforderliche Änderungen in der Führung und Steuerung und in den Recruiting-Prozessen.

Abb. 9 – Potenzielle Struktur zur Weiterentwicklung





## Ihre Ansprechpartner



**Dr. Thomas Schlaak**  
Partner  
Leiter Energy & Resources Deutschland  
Tel: +49 (0)40 32080 4894  
tschlaak@deloitte.de



**Hilmar Franke**  
Director  
Director Energy & Resources  
Tel: +49 (0)40 32080 4993  
hfranke@deloitte.de

Herzlicher Dank gilt der mitwirkenden  
Autorin:



**Kristina Brod**  
Manager Energy & Resources  
Tel: +49 (0)89 29036 7977  
kbrod@deloitte.de

# Monitor **Deloitte.**

Die Deloitte Consulting GmbH („Deloitte“) als verantwortliche Stelle i.S.d. BDSG und, soweit gesetzlich zulässig, die mit ihr verbundenen Unternehmen und ihre Rechtsberatungspraxis (Deloitte Legal Rechtsanwaltsgesellschaft mbH) nutzen Ihre Daten im Rahmen individueller Vertragsbeziehungen sowie für eigene Marketingzwecke. Sie können der Verwendung Ihrer Daten für Marketingzwecke jederzeit durch entsprechende Mitteilung an Deloitte, Business Development, Kurfürstendamm 23, 10719 Berlin, oder [kontakt@deloitte.de](mailto:kontakt@deloitte.de) widersprechen, ohne dass hierfür andere als die Übermittlungskosten nach den Basistarifen entstehen.

Diese Veröffentlichung enthält ausschließlich allgemeine Informationen, die nicht geeignet sind, den besonderen Umständen des Einzelfalls gerecht zu werden, und ist nicht dazu bestimmt, Grundlage für wirtschaftliche oder sonstige Entscheidungen zu sein. Weder die Deloitte Consulting GmbH noch Deloitte Touche Tohmatsu Limited, noch ihre Mitgliedsunternehmen oder deren verbundene Unternehmen (insgesamt das „Deloitte Netzwerk“) erbringen mittels dieser Veröffentlichung professionelle Beratungs- oder Dienstleistungen. Keines der Mitgliedsunternehmen des Deloitte Netzwerks ist verantwortlich für Verluste jedweder Art, die irgendjemand im Vertrauen auf diese Veröffentlichung erlitten hat.

Deloitte bezieht sich auf Deloitte Touche Tohmatsu Limited („DTTL“), eine „private company limited by guarantee“ (Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach britischem Recht), ihr Netzwerk von Mitgliedsunternehmen und ihre verbundenen Unternehmen. DTTL und jedes ihrer Mitgliedsunternehmen sind rechtlich selbstständig und unabhängig. DTTL (auch „Deloitte Global“ genannt) erbringt selbst keine Leistungen gegenüber Mandanten. Eine detailliertere Beschreibung von DTTL und ihren Mitgliedsunternehmen finden Sie auf [www.deloitte.com/de/ueberUns](http://www.deloitte.com/de/ueberUns).

Deloitte erbringt Dienstleistungen in den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Risk Advisory, Steuerberatung, Financial Advisory und Consulting für Unternehmen und Institutionen aus allen Wirtschaftszweigen; Rechtsberatung wird in Deutschland von Deloitte Legal erbracht. Mit einem weltweiten Netzwerk von Mitgliedsgesellschaften in mehr als 150 Ländern verbindet Deloitte herausragende Kompetenz mit erstklassigen Leistungen und unterstützt Kunden bei der Lösung ihrer komplexen unternehmerischen Herausforderungen. Making an impact that matters – für rund 263.900 Mitarbeiter von Deloitte ist dies gemeinsames Leitbild und individueller Anspruch zugleich.