



Strommarktstudie 2030

Ein neuer Ausblick für die Energiewirtschaft

Zusammenfassung

1

Generelles Marktumfeld: Das traditionelle Versorgungsgeschäft bleibt stark unter Druck; die 2015 in der Deloitte Strommarktstudie 2025 identifizierten Haupttrends für Erzeugung, Netze und Endkundengeschäft sind weiter gültig

2

Neue Treiber des Wandels: Wichtige Akteure haben nötige Anpassungen vorgenommen, doch neue Marktrealitäten sind entstanden – die Erzeugung wird durch Konsolidierung und Erholung der Großhandelspreise getrieben, das Netzgeschäft durch das Wechselspiel zwischen Transportanforderungen im Hochspannungsbereich und Bedarf an neuen Einnahmequellen und das Endkundengeschäft durch veränderte Kundenerwartungen

3

Implikationen: Basierend auf dem neuen Marktumfeld müssen Versorger ihr Geschäftsmodell und ihre Investitionsentscheidungen neu priorisieren und ihr anvisiertes Betriebsmodell in einer noch klareren Konfiguration definieren

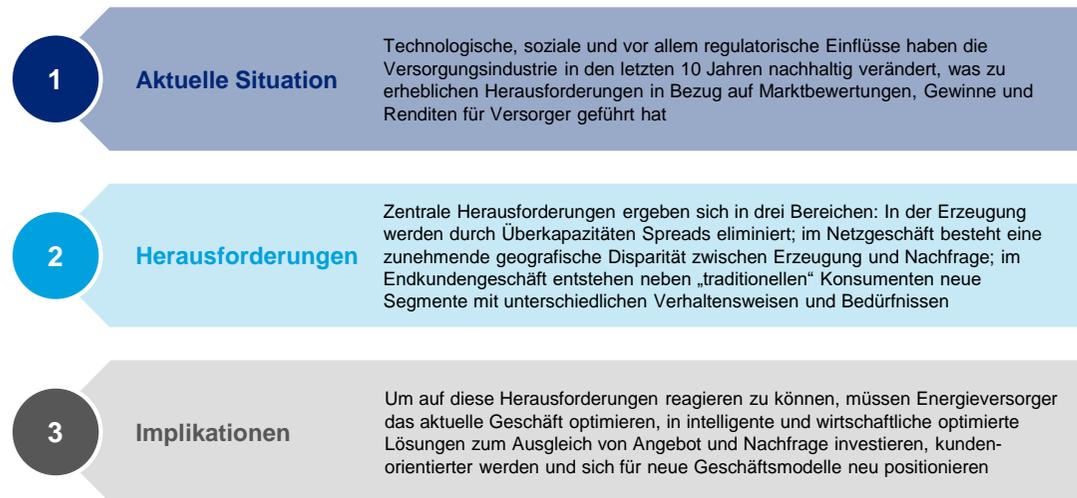
Rückblick: Strommarktstudie 2025 (1/2)

Die Herausforderungen und Trends der von Deloitte im Jahr 2015 veröffentlichten Strommarktstudie 2025 gelten weiterhin

Strommarktstudie 2025

Strommarktstudie 2025

Das traditionelle Geschäftsmodell für Versorgungsunternehmen ist Geschichte – lassen Sie uns über die Zukunft sprechen



© 2015 Deloitte Consulting GmbH

Implikationen

- Im Mittelpunkt der Deloitte Studie steht die Zukunft des Strommarkts
- Wesentliche Herausforderungen bleiben bestehen:
 - **Erzeugung:** Anhaltender Margendruck, da Überkapazitäten nur langsam abgebaut werden
 - **Netze:** Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung bleibt Herausforderung, die Anzahl der Dispatch-Vorfälle steigt
 - **Endkundengeschäft:** Kunden haben die Möglichkeit, bevorzugte Technologie für die Stromerzeugung zu wählen
- Konsequenzen werden adressiert (z.B. durch Portfolioanpassungen), die Branche scheint die Talsohle durchschritten zu haben

Rückblick: Strommarktstudie 2025 (2/2)

Die guten, alten Zeiten sind endgültig vorbei – Evolution allein reicht nicht aus, eine Revolution ist nötig

Haupttrends und ihre Entwicklung



Beobachtungen

- **Generelle Bestätigung** der „Strommarktstudie 2025“ – jedoch einige „Überraschungen“:
 - **Sehr effektives Auktionsmodell** für Erneuerbare
 - Ausmaß der **Portfolioanpassungen** der großen Energieversorger
 - Geschwindigkeit, mit der **Speichertechnologien** an Wichtigkeit gewinnen
- Politisch getriebene **Dekarbonisierung** (Einführung von CO₂-Steuer und potenzieller Braunkohleausstieg) keine Zukunftsvision mehr
- **Anhaltende Konsolidierung** bei großen, traditionellen Erzeugern erwartet

Herausforderungen sind **nicht kleiner geworden** –
neue Marktgegebenheiten erfordern weitere
Anpassungen der Energieversorger

Übersicht

Die drei Hauptsegmente der Wertschöpfungskette bilden nach wie vor eine valide Basis für die Branchenanalyse



Erzeugung

- Anhaltender **politischer Druck** zur **Dekarbonisierung** (Pariser Klimaabkommen), Abbau von Überkapazitäten (Kernenergie- und Braunkohleausstieg)
- **Erholung der Großhandelspreise** (50-60 EUR/MWh); Renaissance von Erdgas („verlorene Investitionen“) zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Konsolidierung bei Groß-
Erzeugern, Marktkräfte
wieder relevant



Netze

- Kostengünstige erneuerbare Energien und reife Speicherlösungen erhöhen **Bedeutung von Microgrids**
- **Hochspannungsleitungen** weiter unerlässlich zum Ausgleich von **Angebot und Nachfrage**
- **Konvergenz von Infrastrukturen** (Strom und Gas, Telekommunikation, Daten, Mobilität)

Relevanz von Microgrids,
Erweiterung (kritischer)
Infrastruktur-Ökosysteme



Endkundengeschäft

- Traditionelles **Versorgungsgeschäft nicht mehr profitabel** (keine Margenerholung im B2B-Bereich, im B2C-Bereich möglicherweise geringfügige Erhöhung durch Automatisierung)
- **Veränderte Kundenbedürfnisse** und Industriekonvergenz erfordern Transformation und Kosteneffizienz

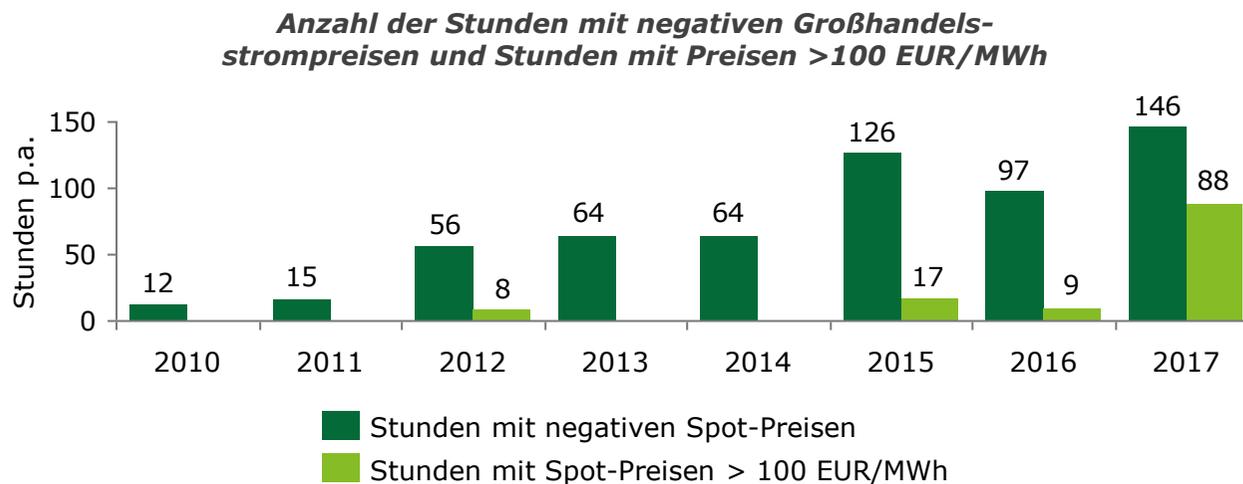
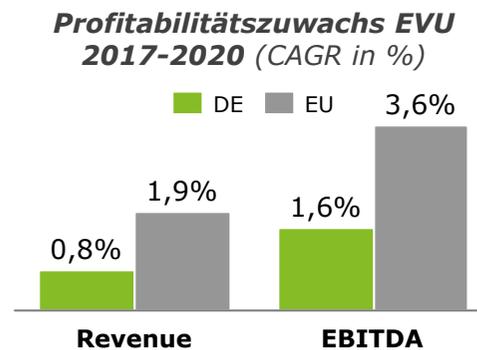
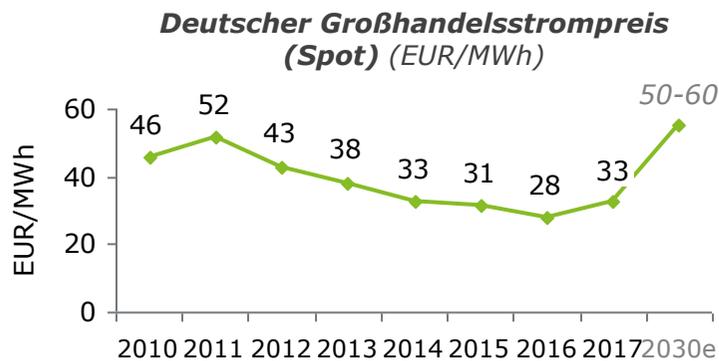
Entkommodifizierung,
Konvergenz und
Servicekostenreduktion



Erzeugung | Preisentwicklung

Dank sich erholender Großhandelsstrompreise verbessert sich die Ertragssituation für Energieversorger

Preisentwicklung



Anmerkungen

- **Möglicher Aufschwung** der deutschen Großhandelsstrompreise (Kernenergieausstieg bis 2022, möglicher Kohleausstieg)
 - **Kernenergieausstieg:** Stilllegung der verbleibenden neun Kernkraftwerke bis spätestens 2022
 - **Eingeschränkte Zukunft für Kohle:** §13g EnWG führt bereits zu Abschaltung von ca. 10% der Kohlekraftwerkskapazität bis 2019
- Zunehmende **Preisschwankungen** auf **Spot-Markt**
 - 2017: 146 Stunden mit **negativen Preisen** (bisher höchste Anzahl); viele Stunden mit Preisen >100 EUR/MWh
 - **Volatilität auf Intraday-Markt** ebenfalls hoch; verdeutlicht zunehmenden Bedarf an Flexibilität aufgrund steigender Wind- und PV-Kapazität



Erzeugung | Konsolidierung im Bereich fossile Erzeugung

Die Konsolidierung im Bereich der konventionellen Großerzeugung wird sich fortsetzen – deren Bedeutung für die Systemstabilität bleibt bestehen

Entwicklungen im Bereich Fossile Erzeugung

Reuters
18. April 2016

Vattenfall verkauft deutsches Braunkohle-Geschäft an EPH

Der tschechische Investor EPH übernimmt Braunkohletagebau und -kraftwerke von Vattenfall – mit dem Kalkül steigender Stromhandelspreise durch den Atomausstieg.

Financial Times
8. Januar 2018

E.ON verkauft Uniper-Restbeteiligung an Fortum

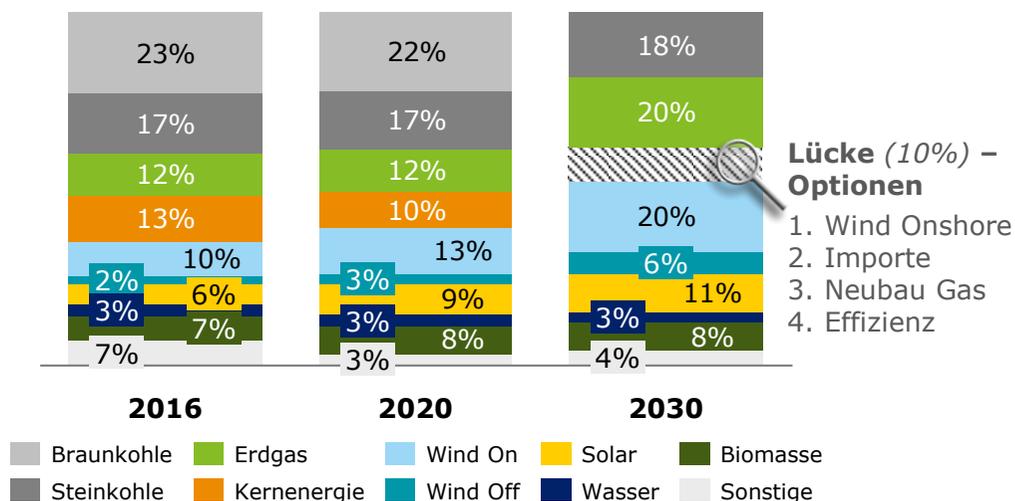
E.ON bestätigt den Verkauf seiner 47-Prozent-Beteiligung an der Kraftwerkstochter Uniper an den finnischen Wettbewerber Fortum.

Handelsblatt
11. März 2018

RWE setzt auf Kohle – und verhandelt mit EnBW über Kraftwerkkauf

Deutschlands größter Stromanbieter vertraut auf konventionelle Erzeugung – und will zusätzlich Kohle- und Gas-kraftwerke von EnBW übernehmen.

Brutto-Stromerzeugung, Erzeugungsmix (%)



Anmerkungen

- Traditionelles **vertikal integriertes Geschäftsmodell** für Energieversorger zunehmend **unter Druck**
- **Fusionswelle** im Bereich der konventionellen Erzeugung
- Kapitalintensives Geschäft, **große Marktakteure** als Schrittmacher
- **Bedarf an neuen (Gas-) Kraftwerken** zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – zumindest ab 2022 nach Abschluss des Kernenergieausstiegs; dank steigender Großhandelsstrompreise wird konventionelle Erzeugung wieder profitabel
- Um CO₂-Reduktionsziele zu erreichen, muss **verbleibende Lücke im Erzeugungsmix** durch zusätzliche Winderzeugung geschlossen werden

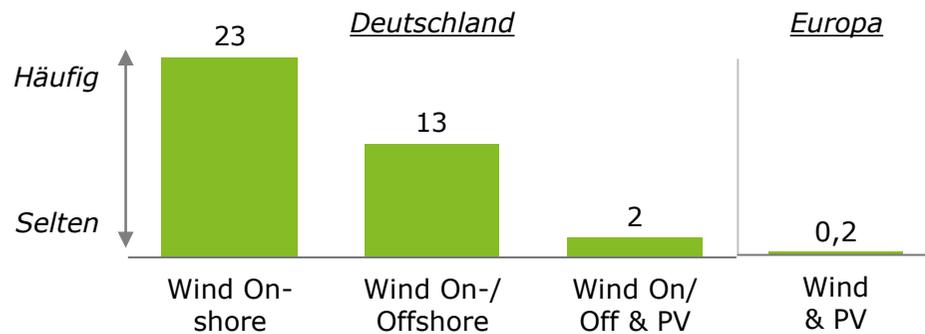


Erzeugung | Entwicklung der Dunkelflaute

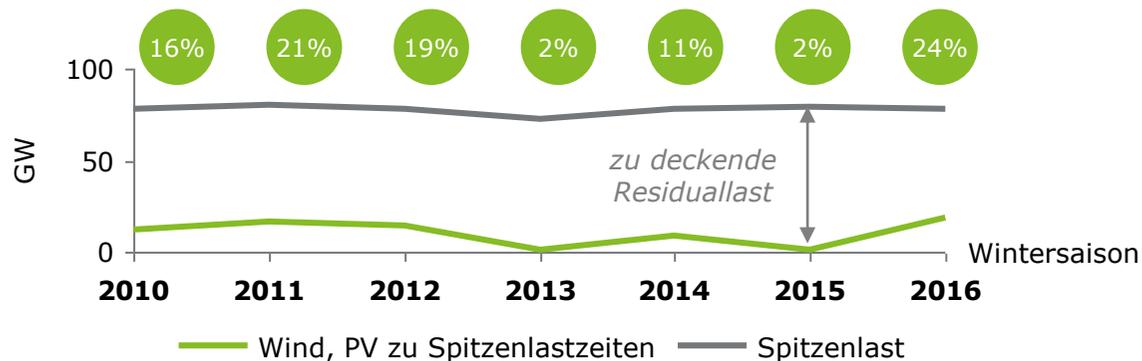
Die zunehmenden Schwankungen der Residuallast erfordern einen Ausgleichsmechanismus, der konventionelle Erzeugung entlohnt

Auswirkungen eines hohen Erneuerbaren-Anteils

Anzahl der Situationen pro Jahr, in denen mittlere Wind- und PV-Produktion für Dauer von 48 Std. < 10% der Nennleistung



Wind- und PV-Erzeugung zu Spitzenlastzeiten, Spitzenlast (GW)



Anmerkungen

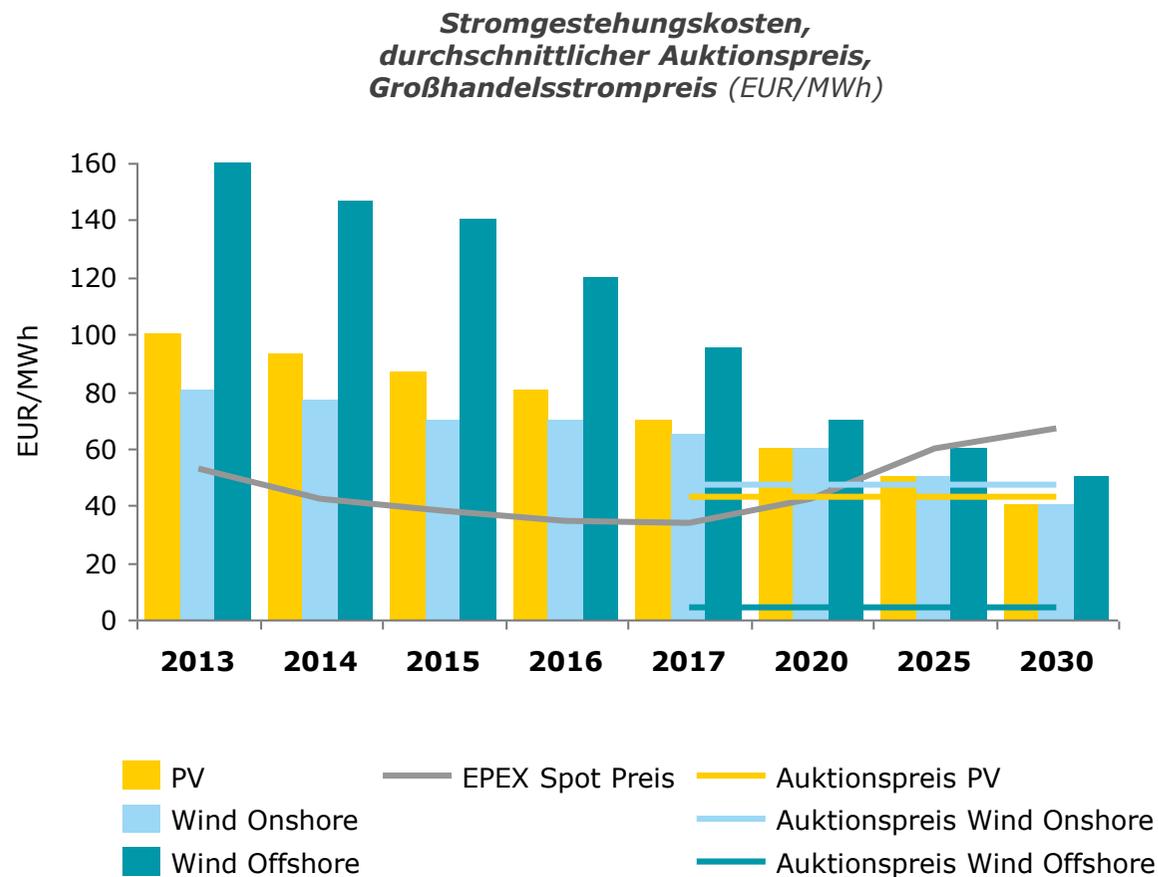
- Jüngste Studien zeigen, dass Situationen mit **andauernden Ertragsausfällen** fluktuierender Erneuerbarer **im Zeitverlauf selten eintreten** – wenn sie aber **eintreten**, sind **große Lücken** abzudecken
- Dunkelflauten (Zeiten mit sehr geringer Wind- oder PV-Erzeugung) **bisher** durch **konventionelle Erzeugung** und **Stromimporte abgedeckt**
- Bei Braunkohleausstieg sind **Grenzkuppelkapazitäten** ggf. **nicht ausreichend** für Versorgungssicherheit während „kalter Dunkelflauten“ (andauernd geringe Wind- und PV-Erzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage in Wintermonaten)
- **Ausgleichsbedarf**, z.B. mittels Kapazitätsmechanismen oder Preisspitzen als Anreiz für den Einsatz flexibler Gaskraftwerke



Erzeugung | Erneuerbare Energien

Der Zuwachs Erneuerbarer wird auch durch deren überlegene Kostenposition unterstützt – der Verkauf über den Handelsmarkt wird mittelfristig zur Norm

Profitabilität von Erneuerbaren Energien



Anmerkungen

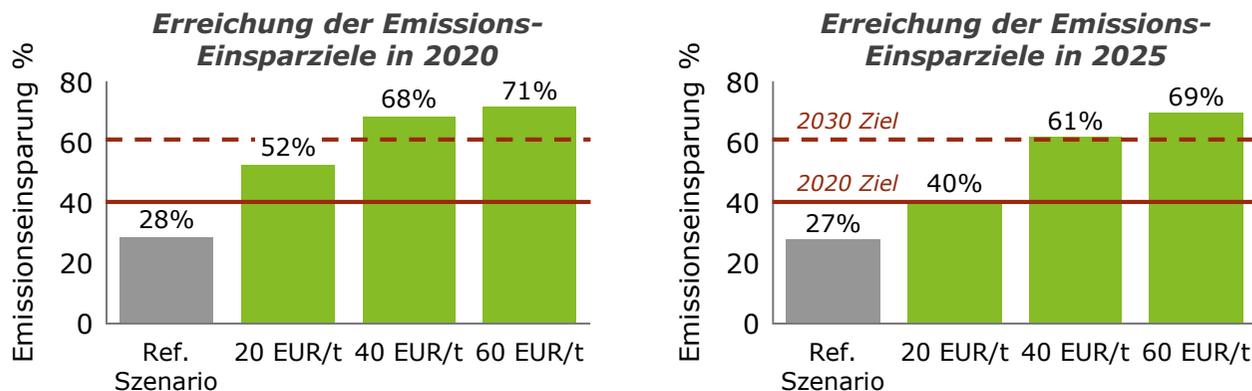
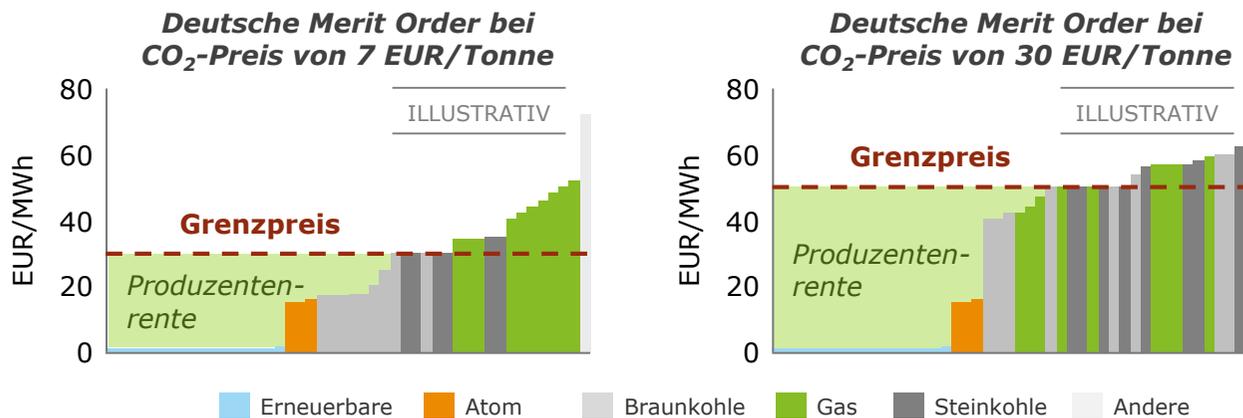
- Umstellung auf **Ausschreibungsprozess für Erneuerbare Energien** mit der Novelle 2017 des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
- Ständiger **Rückgang der Auktionspreise**, der auch den Rückgang der Stromgestehungskosten für Erneuerbare widerspiegelt
- Aufgrund erwarteter Entwicklung der Großhandelspreise könnte die **Vermarktung von Erneuerbaren über Handelsmärkte profitabler** werden als der Bezug von Subventionen (Vergütung gemäß eingereichtem Angebotspreis)



Erzeugung | Marktunsicherheiten

Diese Entwicklung wird durch höhere, ggf. steuerbasierte CO₂-Preise gefördert, die erforderliche Großhandelspreise von ca. 60 EUR/MWh begünstigen

CO₂-Preiseffekte



Referenzszenario: CO₂ Reduktion durch geplanten Entwicklungspfad von Erneuerbarer Erzeugung
Reduktionsziele: 40% über alle Sektoren bis 2020; 61% im Energiesektor bis 2030 (jeweils relativ zu 1990)
Leichte Emissionssteigerung in 2025 durch erhöhte Kohle-Vollaststunden aufgrund des Atomausstiegs

Anmerkungen

- Der **CO₂-Preis** wird zu den Grenzkosten jeder Anlage addiert und **erhöht** somit den **Großhandelspreis**: Ein Anstieg von 1 EUR/Tonne CO₂ führt zu einem Anstieg der Großhandelspreise von 0,7 EUR/MWh
- Um die Ziele des Pariser Abkommens und die Klimaschutzziele der EU und Deutschlands zu erreichen, erscheint eine höhere Bepreisung von CO₂ unerlässlich; Deutscher Klimaschutzplan:
 - Gesamtemissionsreduktion um 40% bis 2020 (relativ zu 1990)
 - Reduktion der Emissionen im Energiesektor um ca. 60% bis 2030
- Jüngste Studien deuten darauf hin, dass die **bloße Erwartung** einer strikteren CO₂-Preisgestaltung **Desinvestitionen** in CO₂-intensive Erzeugung (insb. Kohle) **auslöst**, die über dem „grünen Paradoxon“¹ liegen und so Emissionen effektiv reduziert



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 den notwendigen Systemausgleich sorgen muss

3

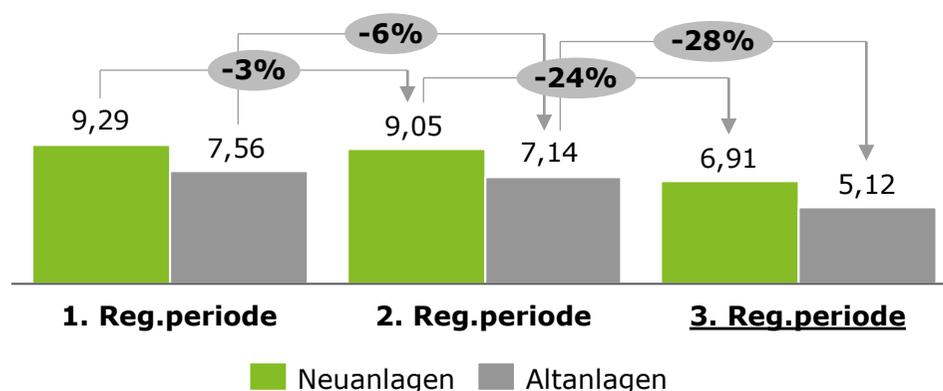
Der Schlüssel zu einem stabileren Erzeugungssystem ist die Erholung der Großhandelspreise, gestützt durch steigende CO₂-Preise, was die Vermarktung weiterer Erzeugungstechnologien am Handelsmarkt ermöglicht

Netze | Regulatorisches Umfeld

Änderungen im Bereich der Regulierung schaffen Ergebnisdruck – gleichzeitig drängen Regulierungsbehörden auf Investitionen in Smart Grids

Vergütung und Investitionen von Netzbetreibern

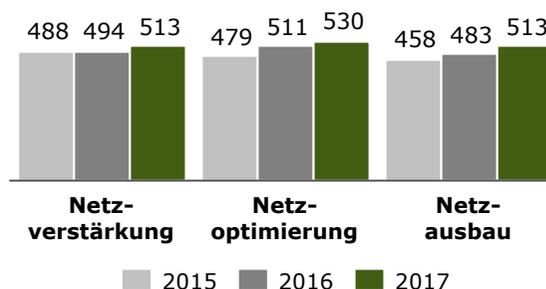
Entwicklung Eigenkapital-Verzinsung vor Steuern (%)



Smart Meter Rollout-Pfad
(gem. „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ 2016)



Anzahl der in Netzverbesserungsmaßnahmen investierenden VNB
(gem. §12 EEG, §11 EnWG)



Anmerkungen

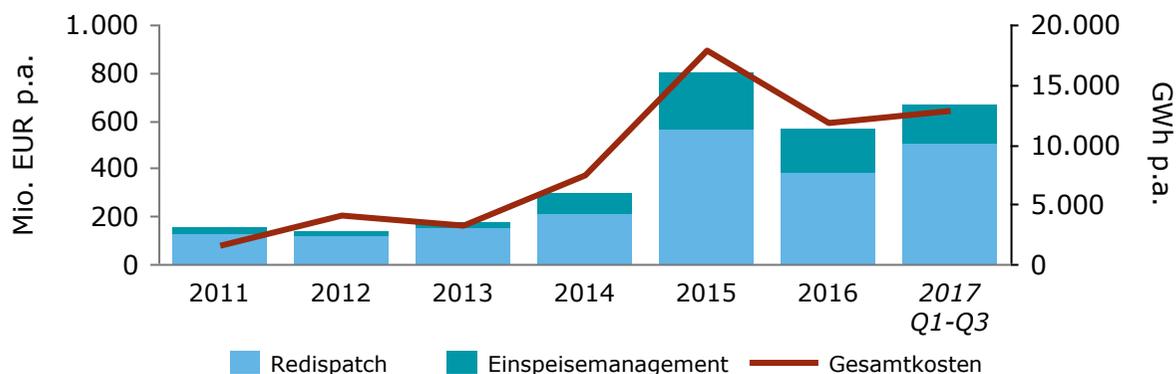
- Wechsel zu **Yardstick-Regulierung** nach 3. Regulierungsperiode (2024) **wahrscheinlich** (z.B. CAPEX pro Netzkilometer)
- **Margendruck** durch sinkende Eigenkapitalverzinsung – Erfordernis **neuer Einnahmequellen** aus **wettbewerblchen Netzserviceleistungen** und **Digitalisierung** (z.B. Energieberatung, Demand Response, Gateway-Administration)
- Wachsende Bedeutung Erneuerbarer und sich änderndes Kundenverhalten (z.B. Prosumer, Communities, Peer-to-Peer Plattformen) führen zu Anstieg **innovationsgetriebener Investitionen**
- Aktuelle **Datenschutz-** und **-sicherheitsvorschriften** noch immer entscheidendes **Investitionshindernis**, insbesondere im Hinblick auf Entwicklung von Smart Grids

Netze | Netzausbau

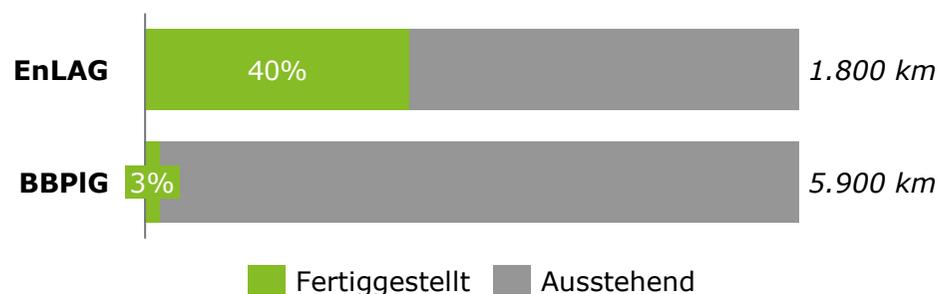
Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bleibt Netzausbau weiterhin unabdingbar

Anforderungen Netzausbau

Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung
(Kosten in Mio. EUR p.a., Dauer in GWh p.a.)



Fortschritt Netzausbau (%)



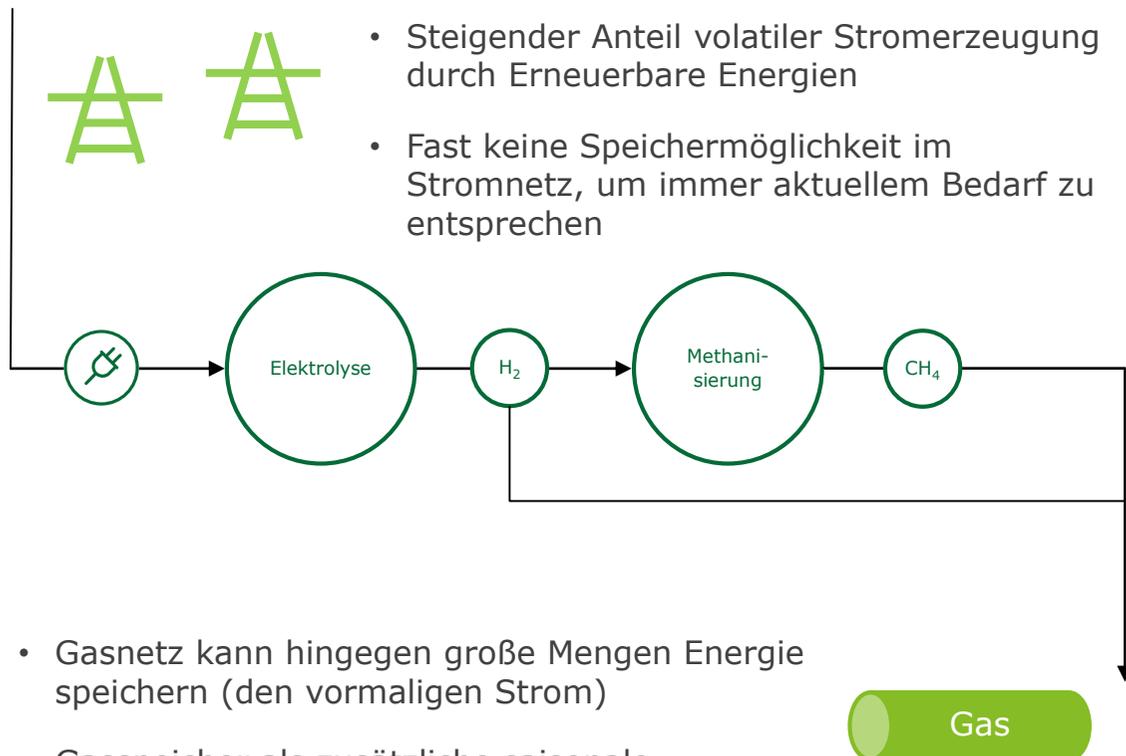
Anmerkungen

- **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) – in den letzten Jahren aufgrund der Energiewende **deutlich gestiegen**
- Weitere **Förderung** und **Anpassung der Regulierung** für angemessene Rendite scheinen erforderlich, um Netzausbau voranzutreiben und auf Bedeutung von **Versorgungssicherheit** für die Öffentlichkeit und auf **EU-Anforderungen** zu reagieren (Ausbau grenzüberschreitender Kapazitäten)
- **Investitionen** in Netzausbau können **Ergebnisdruck** der Netzbetreiber **reduzieren** – Anzahl **verzögerter** oder **verschobener Investitionen** zeigt **Komplexität**

Netze | Exkurs: Power-to-Gas

Durch Großspeichertechnologien kann das Stromnetz entlastet und der weitere Ausbau im Rahmen gehalten werden

Gesamtheitlicher Blick auf Power-to-Gas



- Steigender Anteil volatiler Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien
- Fast keine Speichermöglichkeit im Stromnetz, um immer aktuellem Bedarf zu entsprechen

- Gasnetz kann hingegen große Mengen Energie speichern (den vormaligen Strom)
- Gasspeicher als zusätzliche saisonale Speichermöglichkeit geeignet

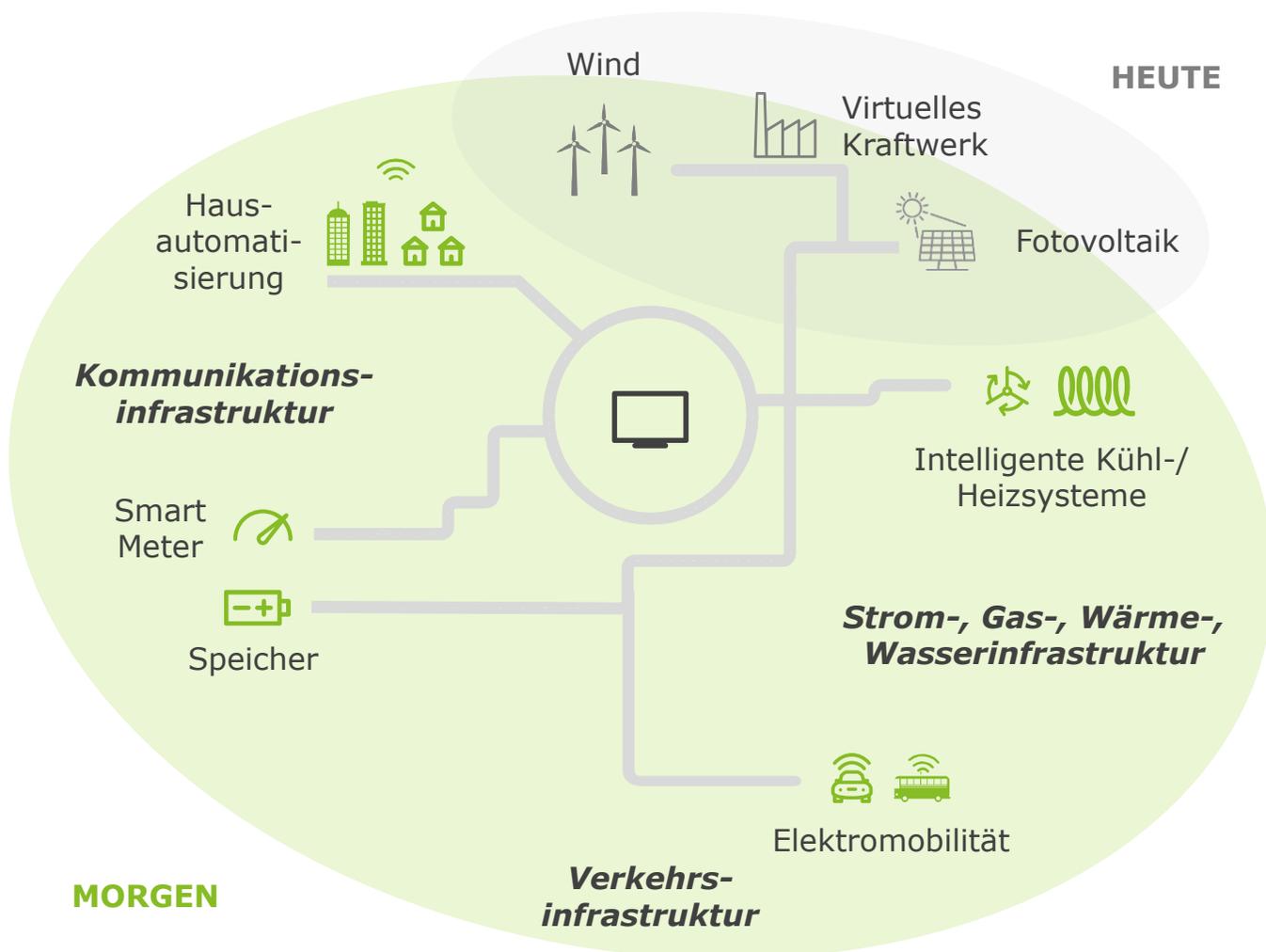
Anmerkungen

- **Marktreife Technologie:** Weltweit sind mehr als 100 Power-to-Gas-Anlagen im Wert von etwa 70 Millionen Euro installiert
- **Relevanz der Infrastruktur:** Power-to-Gas ist in der Lage das Stromnetz zu entlasten
- **Notwendige Änderung des Rechtsrahmens:** Power-to-Gas muss beispielsweise durch die Befreiung von Steuern und Abgaben attraktiver gemacht werden
- **Veränderung im Erzeugungsmix:** Durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wird Power-to-Gas wichtiger Bestandteil einer zunehmend elektrifizierten Welt sein
- **Beitrag zum Klimawandel:** Power-to-Gas ermöglicht die Dekarbonisierung des Wärmesektors

Netze | Neue Services

Unternehmen benötigen neue netzkoppelte und -ferne Lösungen, um von verändertem Kundenverhalten zu profitieren und auf Ergebnisdruck zu reagieren

Evolution des Stromnetzes



Anmerkungen

- **Neue Infrastruktursysteme** werden für Energieversorger **relevant** – digitale Optimierung bestehender Infrastruktur (z.B. Ausstattung von Leitungen mit Sensoren), Aufbau neuer Infrastruktur (z.B. Ladeinfrastruktur)
- **Strategische Überlegungen** von Versorgern, sich **auf (kritische) Infrastruktur zu fokussieren** (anstatt auf Endkundenprodukte und -services) oder das Portfolio in Richtung Endkundenbedürfnisse auszubauen
- Unterstützung von Eigenverbrauch und lokalen Microgrids durch **externe Beratung** und **Energieberatung**
- Stetige **Zunahme an Komplexität** und Möglichkeiten für Endkunden – umfassendes **Komplettpaket** (mittels Partnerschaften) als potenzielles Alleinstellungsmerkmal

Netze | Neue Services: Beispiel „Landau Microgrid Project“

Versorger können von Microgrids profitieren, indem sie über Infrastruktur hinaus datenbasierte und kundenorientierte Services anbieten



Ziel:
Transaktionsauto-
matisierung in lokalen
Energiesystemen

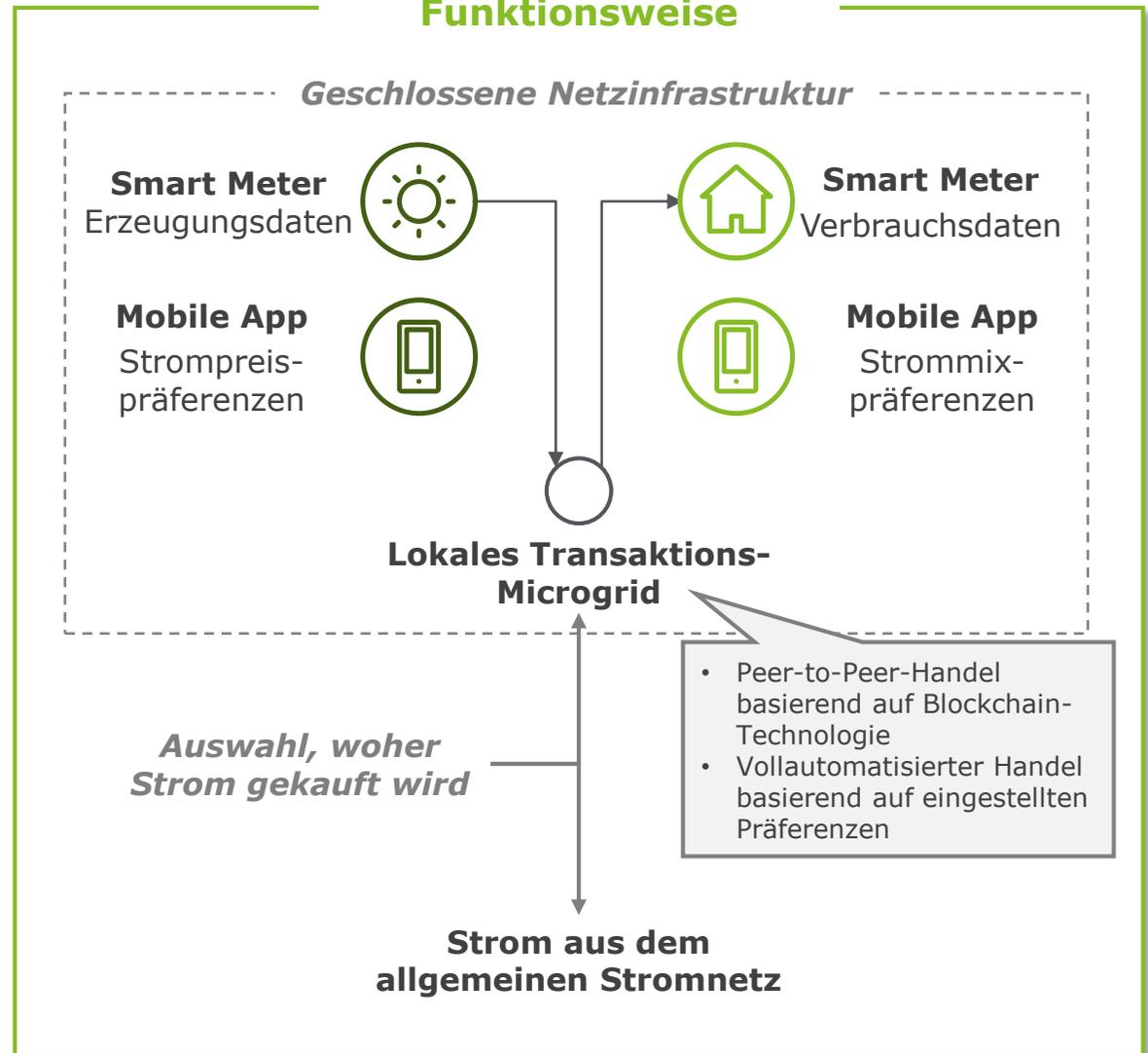


Partner:
Karlsruher Institut für
Technologie (KIT),
Energie Südwest AG,
LO3 Energy

Aktueller Rahmen



Funktionsweise





1

Netzausbau ist weiterhin relevant; innovationsgetriebene Investitionen sind nötig, um Nachhaltigkeit und Digitalisierung entlang der Wertschöpfungskette zu treiben

2

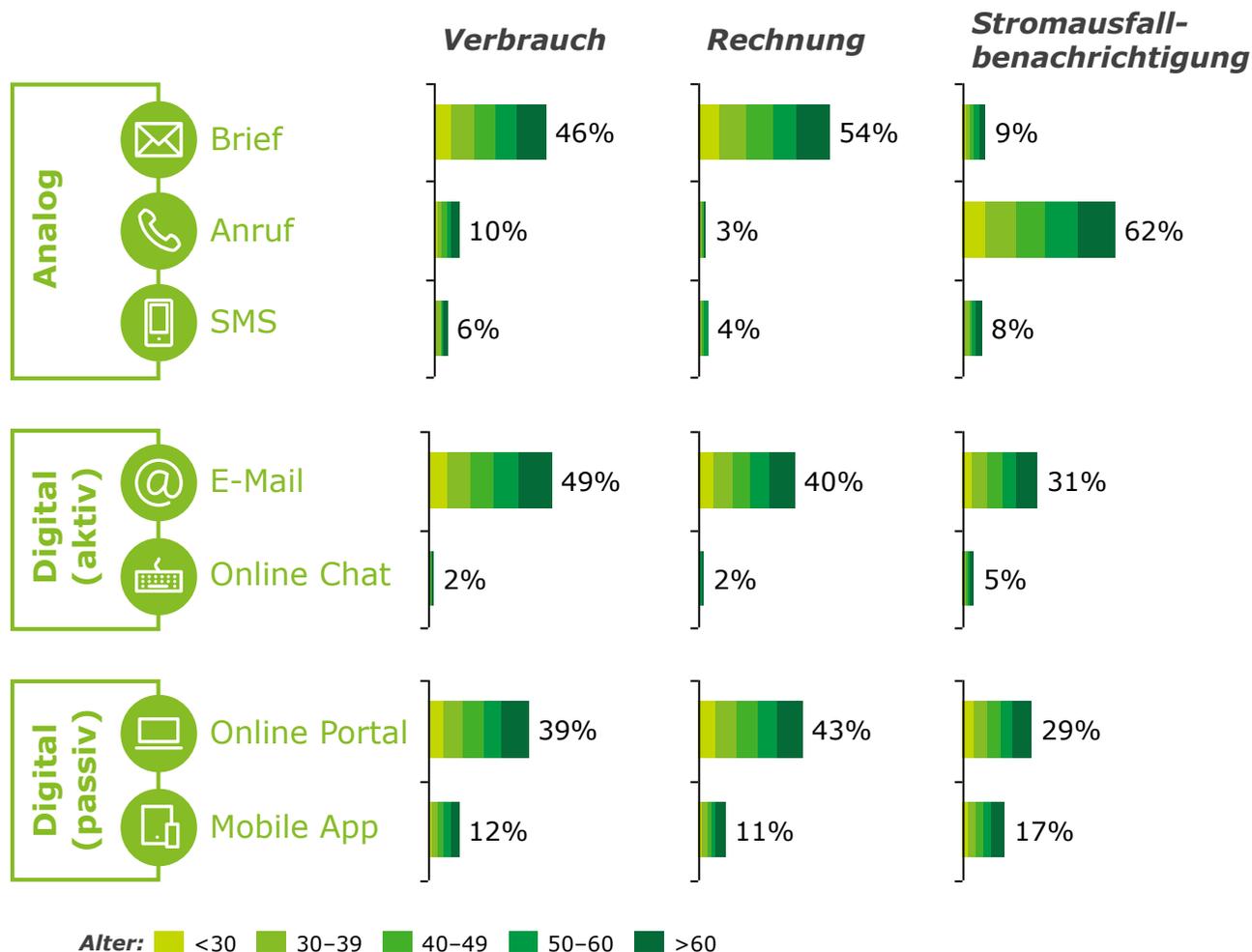
Netzbetreiber müssen neue Umsatzquellen erschließen – basierend auf sich veränderndem Endkundenverhalten und neuen, lokalen Geschäftsmöglichkeiten (z.B. Speicher, Microgrid)

3

Fokussierung auf (kritische) Infrastruktur ggf. sinnvoll – Versorger müssen jedoch Kompetenzen und Partnerschaften rund um neue Infrastruktursysteme aufbauen



Bevorzugte Kundenkanäle nach Alter



Anmerkungen

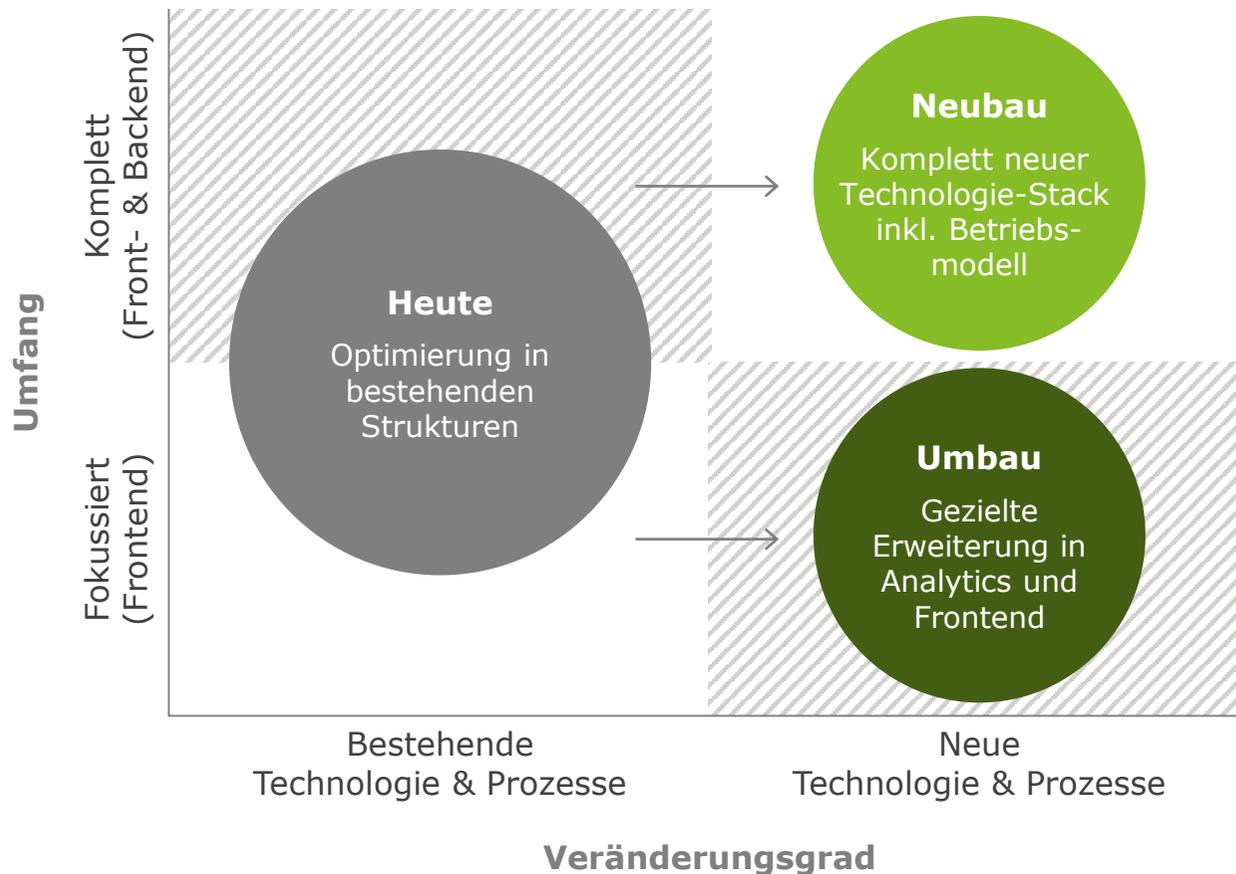
- Kunden zeigen Veränderungswillen durch hohe Akzeptanz von nutzerfreundlichen Möglichkeiten, sich mit Energie und ihrem Versorger auseinanderzusetzen
- Klassischer **Brief**, **E-Mail** und **Onlineportal** sind bevorzugte Kontaktkanäle für Verbrauchsangaben und Rechnung
- **Mobile App** wird von 10-20% genutzt und hat das Potenzial, zum **bevorzugten digitalen Kanal** zu werden, wenn andere digitale Kanäle eingebunden werden
- **Alter** spielt **keine entscheidende Rolle** bei Präferenz der Kontaktkanäle
- **Digitale Bereitschaft** der Kunden ermöglicht künftige **Digitalisierung** und führt zu **Kostensenkungspotenzialen** für Verbrauchs- und Rechnungsthemen



Endkundengeschäft | Neue Anforderungen

Um Kundenerwartungen zu erfüllen, müssen neue Anforderungen adressiert werden – entweder durch Um- oder Neubau

Adressierung neuer Kundenerwartungen



Anmerkungen

Um neue Kundenerwartungen zu erfüllen und ein wettbewerbsfähiges Kostenniveau zu erreichen, ist ein Um- oder Neubau bestehender Strukturen erforderlich

Zentrale Herausforderungen und Chancen Neubau:

- Hohe/s Investment und Migrationskosten
- ... aber Chance auf führende Cost-to-Serve und nachhaltige Wettbewerbsfähigkeit

Zentrale Herausforderungen und Chancen Umbau:

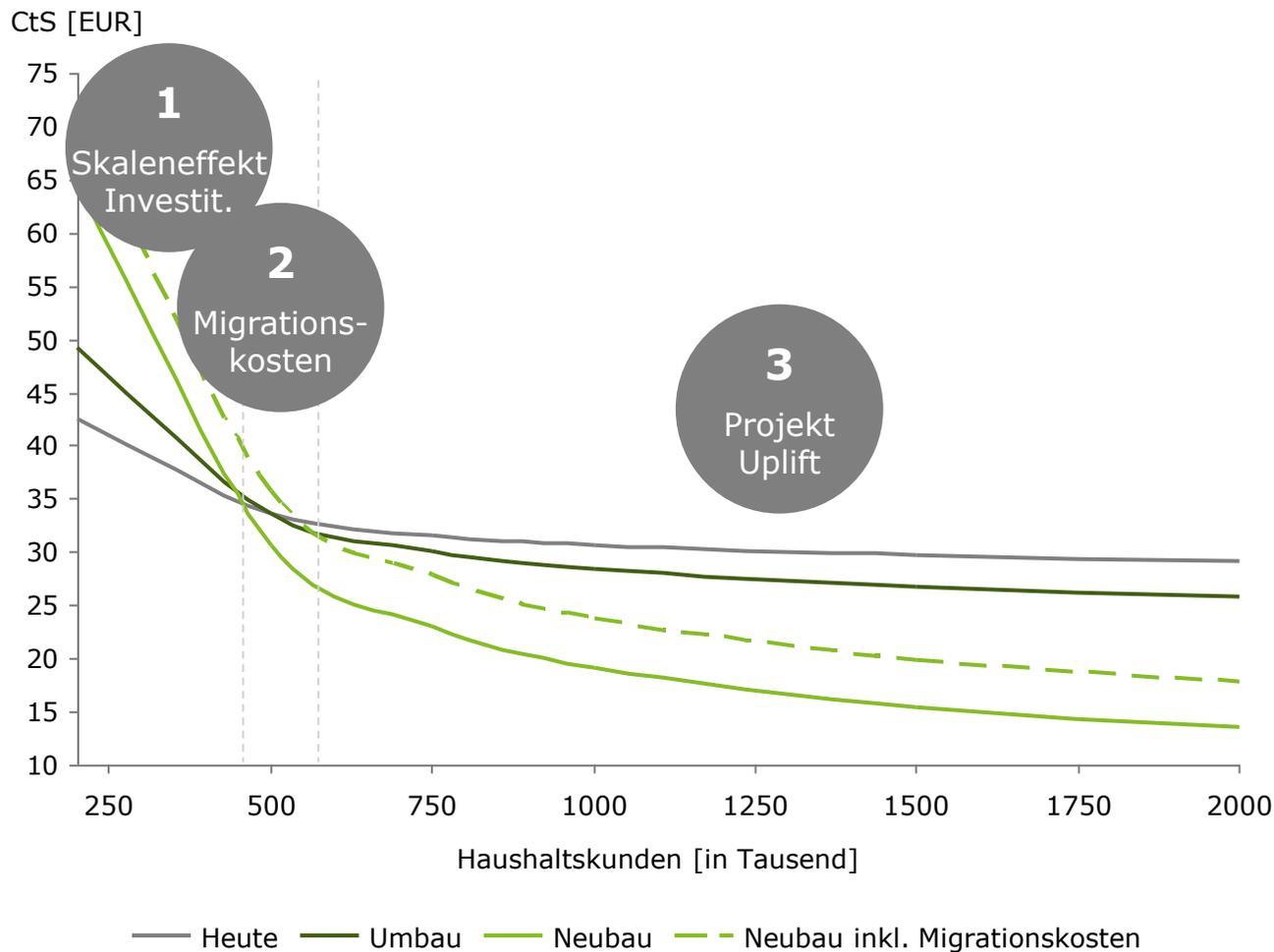
- Hoher Anpassungsaufwand und hohe Betriebskosten (hauptsächlich Personalkosten und IT-Lizenzkosten)
- ... aber geringe Investitionen, gleichzeitig Ermöglichung eines kundenfreundlicheren Frontends



Endkundengeschäft | Kosteneffekte

Neubau resultiert in signifikant niedrigeren Kosten – auch wenn diese erst bei größeren Kundenzahlen Wirkung realisierbar sind

Cost-to-Serve (CtS) Analyse



Anmerkungen

- Deutschen **Energieversorgern** mit **weniger als 400.000 Haushaltskunden** fehlt die **Größe** für eine eigenständige Neubauintiative
- Kleine Versorger sollten **kooperieren** und **gemeinsame** digitale Back- und Frontends einführen, um ebenfalls zeitnah wettbewerbsfähige 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 1 Mio.** Haushaltskunden sollten nachweislich ein **„Digital Only“-Modell verfolgen**, um CtS von 10 EUR und weniger pro Haushalt zu erreichen

Endkundengeschäft | Marktrealität

Allerdings ist ein Umbau derzeit die präferierte Option unter deutschen Versorgern

Dominanz des Umbaus



Erkenntnisse:



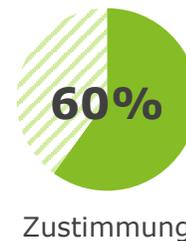
Finanzielle Mittel für die geplante Veränderung vorhanden



Zeitlicher Rahmen der geplanten Veränderung 1-4 Jahre



Skalen-/Synergieeffekte können aus der Veränderung erzielt werden



Fähigkeiten und Ressourcen für geplante Veränderung vorhanden

Anmerkungen

- **Nur 3%** der deutschen Versorger **präferieren** derzeit **Neubau** für einzelne Systemelemente (z.B. Smart Meter Datensysteme)
- **32%** der befragten Unternehmen sind **noch unschlüssig**, ob wesentliche Herausforderungen in Bestandsstrukturen effizient angegangen werden können
- **84%** der Versorger sehen **keine finanziellen Schwierigkeiten** bei der Umsetzung der Veränderungen, von denen **71%** in den **nächsten vier Jahren realisiert** werden
- Über **zwei Drittel** der Unternehmen **erwarten Skalen- und Synergieeffekte** (volles Potenzial bei gemeinsamem/r digitalen/r Backend oder Plattform)
- 40% der Versorger fehlt es an Fähigkeiten und / oder Ressourcen; Erfordernis **externer Expertise**



Endkundengeschäft | Ausblick: Energy-as-a-Service

Neue Fähigkeiten werden benötigt, um Mehrwert und höhere Margen im wachsenden Bereich Energy-as-a-Service zu generieren

Energy-as-a-Service – Ausblick

Anwendung	Service	Technologie	Player (%)
Versorgungssicherheit	Netzdienstleistung	Plattform	16
	Energiespeicherung	Batterien Power-to-X	23
Enabler Energiewende	Energiesteuerung	Intelligente Zähler	18
	Eigenenerzeugung (Leasing)	Fotovoltaik	7
Energiekostenoptimierung	Energieeffizienz	App Frontend Algorithmen	21
	Bezugsoptimierung	Datenbank	15

Anmerkungen

- „Service“: **Kein reiner Hardware- oder Commodity-Vertrieb**
- Gegenbewegung zur Kommodifizierung der Vergangenheit: **Bewusste Herbeiführung von Intransparenz** durch Angebot abstrakter, neuer oder kombinierter Services (beispielsweise können Batterien besser in Kombination mit Services vertrieben werden, da sie alleine oft nicht profitabel sind)
- Hauptvorteile der neuen Player: **Höhere Kundenbindung** durch mittelfristige Verträge und Chance auf **höhere Margen** (durch Mangel an Vergleichbarkeit)
- Nichtsdestotrotz ist in diesem Wachstumsfeld – durch die schiere Anzahl der neuen Player – auch ein **Konsolidierungsprozess zu erwarten**



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 konzentrieren sich deutsche Versorger auf Umbau – Disruption kann aber in der Branche selbst entstehen, wenn neue Standards durch „First Mover“ gesetzt werden und sich durch Konzentration und Kooperation etablieren

Was bedeutet das für Energieversorger?

Implikationen | Strategische Implikationen

Die sich verändernden Marktgegebenheiten führen zu unterschiedlichen strategischen Implikationen je Wertschöpfungssegment

Implikationen je Wertschöpfungssegment



Erzeugung

- Aufbau langfristiger Skaleneffekte durch Kombination konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsanlagen (Vermarktung des gesamten Erzeugungsportfolios am Handelsmarkt)



Netze

- Erschließung von Investitionen zur Förderung innovativer Endkundenlösungen und Anpassung der Investorenbasis zur Verbesserung der Kapitaleffizienz



Endkundengeschäft

- Integration des Energie- und Energy-as-a-Service-Geschäfts zur Schaffung gebündelter Kompetenzen und Lösungen für Endkunden

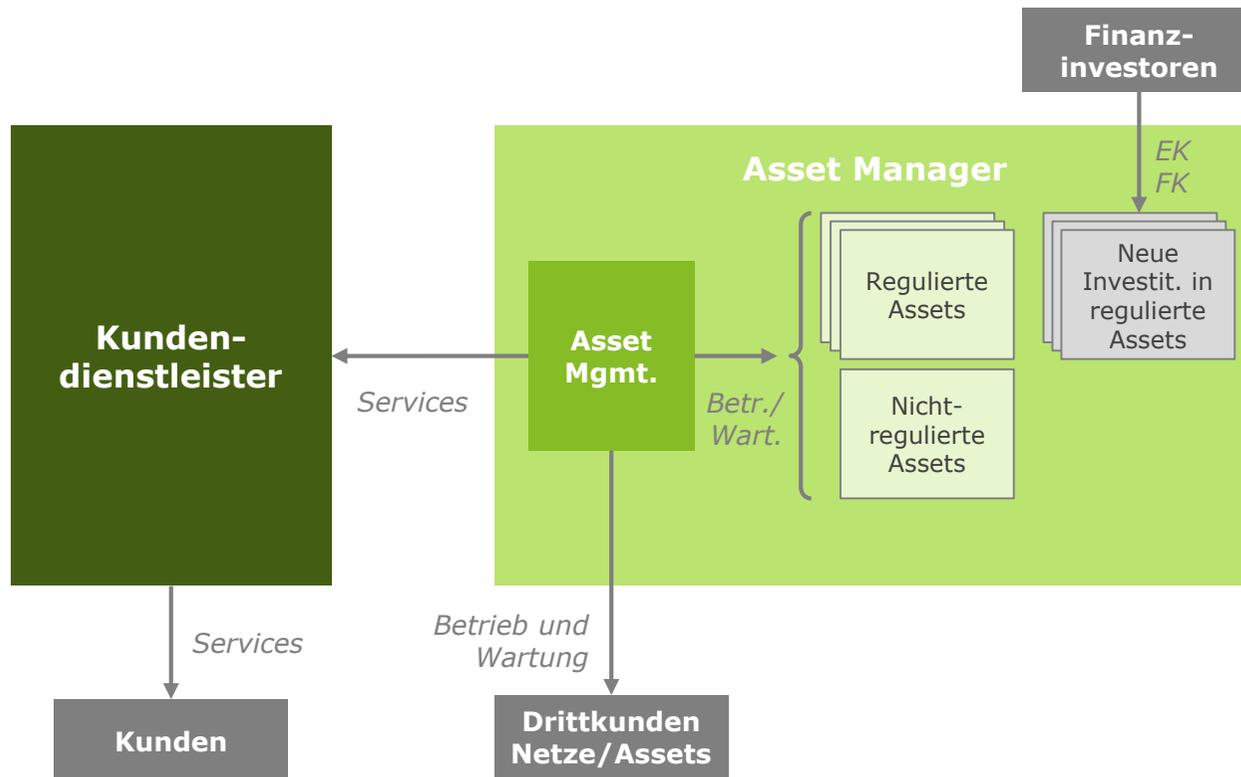
Anmerkungen

- Entwicklung hin zu **schlankeren Geschäftsmodellen** für verschiedene Marktrollen
 - Anlagenintensive Erzeugung mit Systemverantwortung
 - Kundenorientiertes Lösungsgeschäft zur Bereitstellung von Energie
- Ein kundenzentriertes Geschäftsmodell mit einer Kombination aus Netzen und Endkundengeschäft erfordert möglicherweise eine **Neu-Interpretation der Entflechtung**
- Unabhängig davon müssen Versorger auf allen Ebenen das **Spannungsfeld zwischen** anhaltender und nachhaltiger **Kostendisziplin** und **agilen** und schnellen **Entscheidungen** bewältigen

Implikationen | Strukturelle Implikationen

In Zukunft könnten Energieversorger eine Asset-light Strategie verfolgen und sich als operative und finanzielle Asset Manager positionieren

Potenzielle Struktur zur Weiterentwicklung



Anmerkungen

Operative Vorteile:

- Klare Struktur und Fokus auf neue Rollen: Trennung von Kundenservice und Asset Management
- Kontrolle des Netzes durch Asset Management ist Grundlage für das Geschäft mit Kundenlösungen
- Asset Management als separate Geschäftseinheit kann sich auf die Akquisition von Drittkunden für Betriebs- und Wartungsdienstleistungen konzentrieren

Finanzielle Vorteile:

- Vielfältige Optionen zur Asset-light Finanzierung, um weitere Assets durch Partnerschaften mit institutionellen Investoren zu erwerben
- Zusätzliche Zahlungsströme durch operatives Asset Management für Drittkunden und Finanzdienstleistungen für institutionelle Investoren (Aufsetzen eigener Fonds)

Implikationen | Organisatorische Implikationen

Infolge strategischer und struktureller Anpassungen werden sich auch organisatorische Strukturen und Fähigkeitsanforderungen ändern

Organisatorische Implikationen



Anmerkungen

- Mit zunehmender Automatisierung und neuen Technologien werden sich organisatorische Strukturen ändern und neue Anforderungen entstehen
 - **Neue Talente** mit neuem Skill-Set (z.B. Data Miners, Service Designer, Performance Marketing-Spezialisten und Analysten)
 - **Agile Ansätze** (z.B. um Produktentwicklung zu beschleunigen und schneller auf sich ändernde Kundenanforderungen reagieren zu können)
- Dies erfordert sowohl Änderungen der **Führung / Steuerung** als auch der **Recruiting-Prozesse**

Kontakt



Dr. Thomas Schlaak
Partner

Dammtorstr. 12
20354 Hamburg

Tel: +49 (0)40 32080 4894
E-Mail: tschlaak@deloitte.de



Hilmar Franke
Director

Dammtorstr. 12
20354 Hamburg

Tel: +49 (0)40 32080 4993
E-Mail: hfranke@deloitte.de



Kristina Brod
Manager

Rosenheimer Platz 4
81669 München

Tel: +49 (0)89 29036 7977
E-Mail: kbrod@deloitte.de

Diese Präsentation enthält ausschließlich allgemeine Informationen und weder die Deloitte Consulting GmbH noch Deloitte Touche Tohmatsu Limited („DTTL“), noch eines der Mitgliedsunternehmen von DTTL oder eines der Tochterunternehmen der vorgenannten Gesellschaften (insgesamt das „Deloitte Netzwerk“) erbringen mittels dieser Präsentation professionelle Beratungs- oder Dienstleistungen in den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Unternehmensberatung, Finanzen, Investitionen, Recht, Steuern oder in sonstigen Gebieten. Diese Präsentation ist insbesondere nicht geeignet, eine persönliche Beratung zu ersetzen. Keines der Mitgliedsunternehmen des Deloitte Netzwerks ist verantwortlich für Verluste jedweder Art, die irgendjemand im Vertrauen auf diese Präsentation 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.

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.