

(N-ERGIE



Ein Energiesystem, das auf regionale Wertschöpfung und einen reduzierten Netzausbau setzt, fördert die Akzeptanz der Energiewende, beschleunigt die Weiterentwicklung von erneuerbaren Energien und unterstützt Innovationen wie beispielsweise Speichertechnologien. Deshalb plädieren wir für einen dezentralen Ansatz. Bei dieser Alternative, die dem Prinzip der Subsidiarität entspricht, wird Energie soweit wie möglich auf lokaler und regionaler Ebene ausbalanciert, also vor Ort erzeugt, gespeichert und verbraucht.

## Geschäftsbericht 2016

I. **Thesen**

II. Dokumentation

III. Bericht

IV. Studie

## Das N-ERGIE System der Zukunft: dezentral und flexibel

Die Energieversorgung in Deutschland ist im Umbruch. Ein umfangreicher Ausbau der Übertragungsnetze ist geplant, das gesamte System muss neu entworfen werden. Gleichzeitig gibt es immer mehr wegweisende Technologien, die den Strommarkt flexibler und effizienter machen. Auf welche Zukunft müssen wir uns einstellen?

Wir bei der N-ERGIE wollen den Herausforderungen aktiv begegnen und haben eine Studie bei der Prognos AG und der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg in Auftrag gegeben, die den aktuell geplanten Netzausbau analysiert, Alternativen untersucht, die jeweiligen Folgen bewertet und Handlungsempfehlungen ausspricht. Die komplette, wissenschaftlich fundierte Studie wird als Teil des Geschäftsberichts 2016 der N-ERGIE Aktiengesellschaft veröffentlicht und kann unter [www.n-ergie.de](http://www.n-ergie.de) abgerufen werden. In konzentrierter Form fasst dieser Bericht die Vorgehensweise und die Ergebnisse der Analyse zusammen und erläutert die Schlüsse, die wir daraus ziehen.

Was wir brauchen, um die Energie-  
wende effizient umzusetzen,  
ist nicht so viel Netz wie geplant,  
sondern mehr Flexibilität.

## Hintergrund und Aufgabenstellung

**Die Ausgangslage:** Durch die Energiewende muss der Strommarkt der Zukunft grundlegend umgebaut werden. Nicht nur die Stromproduktion ändert sich radikal, weil konventionelle Kraftwerke nach und nach von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien abgelöst werden, auch die Standorte und die Betriebsweise der Anlagen unterscheiden sich gravierend von der heute bestehenden Struktur. Zuständig für die Neukonzeption des Systems ist die Netzausbauplanung der Bundesregierung. Dabei gibt es verschiedene Möglichkeiten der Gestaltung: Die Planer können auf Flexibilitätsoptionen, auf Speicher und/oder einen Ausbau der Netze zurückgreifen.

Die aktuelle Netzausbauplanung setzt vor allem auf den massiven Bau von Gleichstromtrassen, um den erzeugten Strom durch die gesamte Bundesrepublik zu transportieren. Aber sogar die Verteilnetzbetreiber zweifeln, ob dieser beispiellose Ausbau alternativlos ist und alle technischen Entwicklungen, die es heute bereits gibt, berücksichtigt wurden – abgesehen von der fehlenden Akzeptanz der Bevölkerung, mit der eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende steht und fällt.

**Die Alternativen:** Ausgangspunkt der von der N-ERGIE in Auftrag gegebenen Studie ist deshalb die Frage: Was wäre, wenn wir die Rahmenbedingungen der momentanen Netzausbauplanung hinterfragen und nach Alternativen suchen? Wäre es möglich, den Stromtransport und damit auch die notwendige Netzerweiterung in Deutschland signifikant zu verringern und effizienter zu gestalten, wenn wir das aktuelle Verfahren modifizieren?

**Die Studie:** In der Untersuchung wurden verschiedene Parameter und damit die Rahmenbedingungen verändert – sowohl einzeln als auch in Kombination. Bestehende technische Möglichkeiten zur Integration erneuerbar erzeugter Energie wurden einbezogen, der Strompreis variiert und Flexibilitätsoptionen, die der heutige Netzentwicklungsplan außer Acht lässt, berücksichtigt.

**Das Ergebnis:** Das aktuelle Vorgehen weist ganz erhebliches Verbesserungspotenzial auf. Es lässt sich festhalten: Die bisherige Prämisse, dass der Übertragungsnetzausbau immer die günstigste Flexibilitätsoption ist, wurde mit der Studie eindeutig widerlegt. **Was wir brauchen, um die Energiewende effizient umzusetzen, ist nicht so viel Netz wie geplant, sondern mehr Flexibilität.** Wird diese richtig eingesetzt, muss viel weniger Strom transportiert werden – so viel weniger, dass der Ausbau der Hochspannungstrassen mehr als halbiert werden könnte. Rund 1,7 Milliarden Euro pro Jahr würde die Volkswirtschaft so einsparen. Da diese Kosten letztlich von der Allgemeinheit getragen werden, dürfte die Lösung auch bei den Bürgern auf breite Zustimmung stoßen – zumal sie erheblich weniger neue Stromautobahnen vor ihrer Haustüre akzeptieren müssten.

**Unser Fazit:** Aufbauend auf den Ergebnissen der Studie plädiert die N-ERGIE für einen dezentralen Ansatz mit kleinen, miteinander verbundenen regionalen „Zellen“. In diesem Energiesystem der Zukunft werden Erzeugung, Speicherung und Verbrauch dort ausbalanciert, wo erzeugt, gespeichert und verbraucht wird: am gleichen Ort oder zumindest in unmittelbarer Nachbarschaft. Durch dieses Prinzip der Subsidiarität – möglichst viel auf der untersten Ebene ausgleichen und dann erst auf der nächst

höheren vertikalen Stufe – müssen wir den Strom nicht mehr über große Strecken befördern. Neben dezentralen Erzeugungsanlagen setzen wir konsequent auf Speicherlösungen, um das Ungleichgewicht von Stromabnahme und -verbrauch sowie die stark schwankende Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Einklang zu bringen. Dabei nutzen wir alle existierenden technologischen Möglichkeiten und suchen darüber hinaus kontinuierlich nach neuen Innovationen. Und wir machen uns für eine bessere Verzahnung von Strommarkt, Wärmemarkt und Mobilität stark, denn so können wir die Flexibilität zusätzlich erhöhen.

Die Nutzung weiterer Stellhebel führt zu deutlichen Effizienz- oder Wohlfahrtsgewinnen, umfangreichen Einsparpotenzialen beim Netzausbau, potenziellen Preisvorteilen für die Endkunden sowie einer anderen regionalen Verteilung der Ökostrom-Anlagen in Deutschland.

Weitere Infos  
finden Sie  
im Band IV  
auf Seite

## 1. Aktuelle Vorgehensweise bei der Netzplanung

Die Netzentwicklungsplanung in Deutschland wird auf europäischer Ebene geregelt und durch das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) in nationales Recht umgesetzt. Darin ist die Erstellung des zugrunde gelegten Szenariorahmens sowie des daraus resultierenden Netzentwicklungsplans (NEP) festgelegt, der im zweijährigen Turnus verfasst wird. Der Ablauf dieses Prozesses

17–21 erfolgt nach strikten Regeln.

Den ersten Schritt übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber. Sie erstellen den gemeinsamen Szenariorahmen, der drei oder mehr mögliche Verläufe und einen Zeitraum von zehn bis 20 Jahren umfasst. Dieser wird der Regulierungsbehörde (BNetzA) vorgelegt, die ihn veröffentlicht und nach Berücksichtigung eventueller Änderungen genehmigt. Auf dieser Basis verfassen die Übertragungsnetzbetreiber dann den Netzentwicklungsplan. Er enthält „... alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums [...] für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“

Dieser Netzentwicklungsplan dient als Entwurf für den Bundesbedarfsplan, den die Bundesregierung dem Gesetzgeber im Vier-Jahres-Rhythmus vorlegt. Das zuständige Wirtschaftsministerium erarbeitet hieraus einen Gesetzentwurf, der verbindlich ist für die Betreiber von Übertragungsnetzen und für die Planfeststellung sowie -genehmigung.

## 2. NEP: Annahmen und Berechnung

Grundlage für den gesamten Planungsprozess ist also der Szenariorahmen, der bestimmte Annahmen zugrunde legt: mögliche Entwicklungen der installierten Kraftwerksleistung (aus konventionellen und erneuerbaren Quellen), den Stromverbrauch für die nächsten zehn bis 20 Jahre, Prognosen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen sowie **22-24** zu Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Darauf aufbauend wird eine Marktsimulation durchgeführt, um die zeitliche und räumliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken zu bestimmen und den aktuell nötigen Netzausbau bis zum Jahr 2025 zu ermitteln.

Aus dieser Berechnung ergibt sich ein konkreter Kostenrahmen für den Ausbau des Netzes bis zum Jahr 2025: Bei Verwendung von Freileitungen beläuft sich der Investitionsbedarf aktuell auf 23 bis 25 Milliarden Euro und bei einer vollständigen Ausführung mit Erdkabeln auf 30 bis 34 Milliarden Euro.

### 3. Verbesserungspotenzial im bisherigen NEP-Prozess

Bei genauerer Betrachtung der Annahmen, die dem Szenariorahmen und der Planung zugrunde liegen, gibt es große Vorbehalte gegen die tatsächliche Notwendigkeit und/oder Dimension des geplanten Netzausbaus. Gleichstromtrassen sind keineswegs die einzige Möglichkeit, eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten. Auf der Suche nach effizienten Alternativen sollten nach Ansicht der Analysten vor allem folgende Annahmen hinterfragt werden:

**Festlegung der Spitzenkappung:** Das Stromnetz wird im Rahmen der aktuellen Planung so ausgelegt, dass sich die maximale Abregelung (Spitzenkappung) für die einzelnen Erneuerbare-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) auf maximal 3 % der möglichen Stromerzeugungsmenge pro Jahr beläuft. Aus ökonomischer Sicht ist dieser unflexible Wert nicht optimal. Im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung könnten sich höhere oder niedrigere Werte für die Spitzenkappung von einzelnen Anlagen ergeben und damit den Netzausbaubedarf deutlich verändern.

**Nutzung von abgeregeltem Strom:** Im derzeitigen NEP-Prozess werden die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in die Zukunft fortgeschrieben. Dabei wurde außer Acht gelassen, dass immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien abgeregelt wird. Bei der Planung sollte erwogen werden, diesen Strom zu nutzen.

**Annahmen zur Entwicklung des europäischen Auslands:** Nicht nur die Entwicklung in Deutschland, sondern auch das europäische Umfeld wird im NEP-Prozess betrachtet, da der Stromaustausch mit den Nachbarländern großen Einfluss auf die Lastflüsse im deutschen Netz hat. Allerdings wurde für alle Szenarien die gleiche Entwicklung im Ausland unterstellt. Um den Ausbaubedarf in Deutschland profunder abschätzen zu können, wäre eine Betrachtung unterschiedlicher Entwicklungen im europäischen Umfeld sinnvoll.

**Beschleunigte Dekarbonisierung:** Im NEP wurden Szenarien mit einer bestimmten CO<sub>2</sub>-Begrenzung für die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland vorgegeben. Um die Ende 2015 in Paris beschlossenen Klimaschutzziele zu erreichen, ist jedoch eine sehr schnelle Senkung der weltweiten Treibhausgasemissionen notwendig. Dies könnte auch in Deutschland zu einer beschleunigten Dekarbonisierung des Energiesystems führen, das dann maßgeblich von den getroffenen Annahmen abweicht.

**Optimierung des Gesamtsystems:** Über die dargestellten Einzelaspekte hinaus könnte das Gesamtsystem durch ein optimiertes Zusammenspiel zwischen Erzeugung, Nachfrage und Netz verbessert werden. Die bisherige Planung folgt dem Prinzip „Netz folgt Last“ – die Erzeugungskapazitäten und die Last werden dabei als gegeben angesehen und die notwendige Netzinfrastruktur so ausgelegt, dass sie dieser Situation gerecht wird. Möglichkeiten, den Erzeugungspark oder den Stromverbrauch regional zu beeinflussen, werden nicht betrachtet.

Auch die Option zur weiteren Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch wird bisher nur unzureichend in die Netzplanung einbezogen. Denn nicht nur die absolute Höhe, sondern auch die zeitliche Struktur des Stromverbrauchs beeinflusst die zu bewältigende Transportaufgabe. Deshalb wäre eine differenziertere Betrachtung sinnvoll. Weitere strukturverändernde Maßnahmen wie eine intensive Nutzung von Speichermöglichkeiten sollten ebenfalls stärker berücksichtigt werden.

Indem der Strom „erzeugungsnah vor Ort“ verbraucht wird, lassen sich Engpässe vermeiden.

## 4. Die Analyse im Detail

Den Kern der Studie bildet eine modellbasierte Analyse. Sie durchleuchtet verschiedene Ansätze, die Notwendigkeit des Netzausbaus zu verringern. Dabei sollen die Effekte unterschiedlicher politischer Rahmenbedingungen auf das Marktgeschehen und die soziale Wohlfahrt möglichst konkret quantifiziert werden. Die Details der Modellierung sowie die verwendete Datengrundlage werden in der Studie ausführlich begründet und diskutiert.

40-56

57-81

### a. Ansatzpunkte und Szenarien

Zunächst werden verschiedene Szenarien entwickelt, die sich entweder in Bezug auf die regulatorischen Rahmenbedingungen und/oder hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen, die zum Einsatz kommen, unterscheiden. Grundsätzlich basieren sie auf sechs Stellhebeln:

**Einspeisemanagement und Redispatch:** Der erste Ansatzpunkt betrachtet eine Kombination zweier Maßnahmen: Zum einen wird davon ausgegangen, dass Versorgungsengpässe nicht nur durch einen Netzausbau, sondern auch durch Redispatch, also Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, vermieden werden können.

Zum anderen wird unterstellt, dass am Strommarkt ein optimales Einspeisemanagement stattfindet. Demnach werden Anlagen, die Ökostrom produzieren, bei negativen Preisen abgeregelt, wenn dies die systemgünstigste Lösung darstellt.

**Erneuerbare Energien:** Diese Variante beinhaltet eine optimale Standortwahl von Wind- und Photovoltaikanlagen. Dabei werden der Umfang des Netzausbaus bei Konzentration der Anlagen an den ertragreichsten Standorten und der geringere Ertrag der Anlagen bei einer Standortwahl, die weniger Netzausbau erforderlich macht, abgewogen. Zudem wird der systemoptimale Technologiemark von Photovoltaik (PV) sowie Windkraft on- und offshore ermittelt.

**Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen:** Dieser Ansatz untersucht, ob die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) in alternativen Anwendungsbereichen wie beispielsweise in der Industrie oder im Bereich der allgemeinen Versorgung den Netzausbau weiter verringern kann. Betrachtet wird eine Konzentration von KWK-Anlagen vorwiegend in den südlichen Bundesländern, in denen tendenziell viel Strom aus anderen Regionen zugeführt wird.

**Power-to-Gas-Anlagen (P2G):** Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus besteht darin, in Regionen mit hoher Stromproduktion Anlagen zu installieren, die Strom gezielt zu Zeiten eines hohen Angebots verbrauchen. Dafür eignen sich insbesondere Power-to-Gas-Anlagen. Sie wandeln überschüssigen

regenerativ erzeugten Strom in Gas um, das in verschiedenen Anwendungsbereichen, beispielsweise als Fernwärme, genutzt werden kann. Der Vorteil: Die Infrastruktur, das Erdgasnetz, ist bereits vorhanden.

**Wärmepumpen:** Eine ähnliche Wirkung hat der gezielte Einsatz von Wärmepumpen in Regionen mit viel Ökostrom. Wärmepumpen erhöhen die Stromnachfrage und werden über die Wärmenachfrage von Haushalten gesteuert. Sie reagieren im Gegensatz zu P2G-Anlagen nicht auf den Preis und sind dadurch weniger flexibel.

**Eigenverbrauch:** Als letzter Parameter wird eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen bei Ein- und Zweifamilienhäusern im Süden des Landes durch Eigenverbrauch untersucht. Durch die Kombination von PV-Anlagen mit Batteriespeichern nehmen die Schwankungen bei der Einspeisung deutlich ab.

Diese Ansatzpunkte werden sowohl einzeln variiert als auch unterschiedlich kombiniert, woraus 18 alternative Szenarien resultieren.

## b. Ergebnisse der Modellrechnungen

Nach einer umfassenden Analyse der Szenarien kommt die Studie zu vier zentralen Ergebnissen: Die Nutzung weiterer Stellhebel führt zu deutlichen Effizienz- oder Wohlfahrtsgewinnen, umfangreichen Einsparpotenzialen beim Netzausbau, potenziellen Preisvorteilen für die Endkunden sowie einer anderen regionalen Verteilung der Ökostrom-Anlagen in Deutschland. Das gilt sowohl bei den aktuell geltenden Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt, das heißt bei einheitlichem Preis für das Marktgebiet und kostenbasiertem Redispatch, als auch in verstärkter Intensität bei flexiblen Preisen.

**Wohlfahrtsgewinne:** Schon wenn man eine einheitliche Strompreiszone beibehält, lassen sich laut Modellrechnung deutliche Effizienzgewinne erzielen. Werden alle betrachteten Flexibilitätsoptionen umgesetzt und die Maßnahmen kombiniert, ergibt sich ein Wohlfahrtsgewinn von 1,7 Milliarden Euro pro Jahr. Der größte Einzeleffekt entsteht durch die Einführung eines optimalen Einspeisemanagements bei den erneuerbaren Energien in Verbindung mit Redispatch-Maßnahmen.

Werden zusätzlich variable Preise in den Modellrechnungen eingeführt, lässt sich der Effizienzgewinn noch deutlicher steigern: Mit dieser Variante können nahezu 3 Milliarden Euro pro Jahr eingespart werden, wobei der überwiegende Teil aus der Einführung eines optimalen Einspeisemanagements in Verbindung mit einer optimalen räumlichen Verteilung der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen resultiert.

110–112

**Reduzierung des Netzausbaus:** Die Anzahl der notwendigen Hochspannungstrassen ließe sich den Berechnungen zufolge ebenfalls deutlich reduzieren. Bei Implementierung aller Einzelmaßnahmen im heutigen Marktumfeld könnte der notwendige Netzausbau halbiert werden. Auch hier hat die Einführung eines optimalen Einspeisemanagements in Verbindung mit Redispatch-Maßnahmen den größten Einzeleffekt.

Szenarien, die alle Maßnahmen umsetzen und zusätzlich regional unterschiedliche Preise einführen, kommen sogar gänzlich ohne HGÜ-Netzausbau aus. Dabei hat zudem die optimale Allokation der Anlagen zur Ökostromerzeugung innerhalb Deutschlands einen erheblichen Einfluss auf die Vermeidung des Netzausbaus.

**Preisvorteile für die Endkunden:** Durch die Effizienzgewinne und den verringerten Netzausbau entstehen für die Endkunden in Deutschland erhebliche Preisvorteile: Sie müssen in Summe spürbar weniger für Strom bezahlen. Die größten Einsparungen bei den Netzentgelten ergeben sich in den Szenarien mit regionalen Preissignalen. In den Modellrechnungen mit höheren durchschnittlichen Marktpreisen müssen erneuerbare Energien in deutlich geringerem Umfang über Fördersysteme zusätzlich finanziert werden. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt in den Szenarien mit optimaler Abregelung der erneuerbaren Energien.

**Räumliche Verteilung der Anlagen:** Im Modell einer optimalen Ansiedlung der EE-Technologien stellt sich die regionale Ansiedlung der Erzeugungsanlagen grundsätzlich anders dar als in der aktuellen Netzausbauplanung. Besonders die Verlage-

rung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen in den Süden Deutschlands führt dazu, dass Netzausbau vermieden werden kann. Betrachtet man die einzelnen Bundesländer, würde Niedersachsen im Bereich Ökostrom über alle Energieträger hinweg einen merklich geringeren Ausbau erfahren. In Nordrhein-Westfalen müsste weniger Photovoltaik installiert, in Thüringen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg nicht mehr so viel Windkraft zugebaut werden. In Sachsen und Bayern hingegen wüchse der Bestand an Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien erheblich.

## 5. Fazit und Ableitung von Empfehlungen

### a. Zusammenfassung der Ergebnisse:

Zu welchen Ergebnissen kommt die Studie also? Hier sind die zentralen Schlussfolgerungen kurz zusammengefasst:

- ▶ In der Planung des NEP 2014 wird das Ausmaß des Netzausbaus ausschließlich von der Notwendigkeit bestimmt, jede Kilowattstunde fluktuierende Produktion aus dem Norden abzutransportieren.
- ▶ Durch Maßnahmen, die diese Anforderung abmildern, könnte der notwendige Netzausbau spürbar reduziert werden. Zu diesen Optionen gehören
  - ein optimales Einspeisemanagement,
  - der Einsatz von vermehrtem Redispatch, wenn diese Alternative gesamtwirtschaftlich günstiger ist als ein Ausbau der Netze, und
  - die Installation flexibler Verbraucher an Standorten mit stark schwankender Erzeugung.
- ▶ Die optimale regionale Verteilung der Anlagen zur Ökostromerzeugung (vor allem PV und Windkraft onshore) weicht unter den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen erheblich von der im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Allokation ab.

Im Zentrum unseres Energiesystems der Zukunft steht die bereits vorhandene Versorgungsstruktur einer Kommune.

- ▶ Fehlende Preissignale führen auch dazu, dass ein systemdienlicher Einsatz der Kraftwerke im Süden nicht erreichbar ist. Deshalb würde ein vermehrter KWK-Zubau im Süden die Kosteneffizienz nicht signifikant verbessern oder den notwendigen Netzausbaubedarf spürbar verringern. Grund hierfür ist der einheitliche Strompreis im gesamten deutschen Marktgebiet.
- ▶ Maßnahmen, durch die zusätzlich Strom an produktionsintensiven Standorten verbraucht wird, führen nur dann zu den gewünschten Ergebnissen, wenn die Anlagen ihren Verbrauch flexibel anpassen können.
- ▶ Es besteht keine Notwendigkeit, den Ausbau der Ökostromerzeugung zu dämpfen, wenn der Netzausbau verringert oder verzögert wird. Im Gegenteil: Bei Einsatz der vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen kann die Kosteneffizienz der Anlagen bei reduziertem Netzausbau auf lange Frist erhöht werden.

## b. Empfehlungen

Aus diesen Ergebnissen leitet die Studie folgende konkrete Handlungsempfehlungen ab:

**Optimale EE-Abregelung:** Die bereits existierenden Konzepte einer markt- und systemgetriebenen Abregelung von Anlagen auf Basis regenerativer Energien sollten konsequent weiterverfolgt werden. Anstelle Erzeugungsspitzen zu kappen, sollte bei negativen Strompreisen und im Rahmen des Redispatches eine Abregelung erfolgen, wenn dies gesamtwirtschaftlich die günstigste Alternative darstellt. Durch die Kopplung an Preissignale wird gewährleistet, dass genau im optimalen Moment, der sich aus der Angebots- und Nachfragekonstellation und der Kosteneffizienz ergibt, abgeregelt wird. Ergänzend sollte über eine flexible Nutzung des überschüssigen Stroms nachgedacht werden.

**Redispatch als Alternative zum Netzausbau:** Bei der Netzausbauplanung sollte in Betracht gezogen werden, Engpässe durch Eingriffe in die tatsächliche Erzeugungslleistung zu beseitigen, sofern dies kostengünstiger ist. Insbesondere, wenn im Rahmen des Redispatches auch die Abregelung der Anlagen zur Erzeugung von Ökostrom zulässig ist, reduziert ein solches Vorgehen den notwendigen Netzausbau erheblich.

**Effizienzsteigerungen bei regionaler Verteilung und geeignetem Technologiemix:**

Werden die beiden vorgenannten Empfehlungen umgesetzt, ist der aktuell vorgesehene Ausbaupfad der Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Quellen zu hinterfragen. Die optimale regionale Verteilung der Kapazitäten und der Technologiemix zwischen PV und Windkraft weichen in den Berechnungen der Studie zum Teil signifikant von den Planansätzen ab. Bei der aktuell bestehenden, bundesweit einheitlichen Marktprämie werden die erneuerbaren Energien an den ertragsreichsten Standorten ausgebaut. Keine Berücksichtigung findet der Nutzen im Gesamtsystem – so kann eine günstige regionale Verteilung dazu führen, dass zwar der Ertrag schrumpft, sich aber gleichzeitig der Netzausbaubedarf erheblich reduziert.

**Ansiedlung flexibler Verbraucher bei fluktuierender Erzeugung:**

Die Installation flexibler Verbraucher an Standorten mit stark schwankender Erzeugung führt zu einer Entlastung der Netze: Indem der Strom „erzeugungsnah vor Ort“ verbraucht wird, lassen sich Engpässe vermeiden. Eine Steuerung über Preissignale ist wünschenswert, bei deutschlandweit einheitlichem Börsenpreis werden diese allerdings nicht stark genug sein.

Die Metropolregion Nürnberg hat eine ideale Struktur für den subsidiären Ansatz und schon heute eine Pilotrolle – im Netzgebiet der N-ERGIE werden derzeit etwa 50 Prozent des Stroms dezentral erzeugt.

## 6. Schlussfolgerungen für die N-ERGIE – Das Energiesystem der Zukunft

Die N-ERGIE sieht sich durch die Ergebnisse der Studie in ihrer Strategie bestätigt, den Weg eines zunehmend dezentralen Energiesystems weiterzuverfolgen, das sich von unten nach oben intelligent vernetzt bzw. organisiert und damit dem bewährten föderalen Organisationsprinzip der Subsidiarität entspricht. Der dezentrale Ansatz ist volkswirtschaftlich effizienter als eine zentralistische, flächendeckende Vernetzung Europas mit nicht absehbarem Bedarf an zusätzlichem Übertragungsnetz und bietet eine innovative Möglichkeit, die angestrebte klimaneutrale Volkswirtschaft zu verwirklichen. Er beinhaltet eine ganze Reihe von Kostenvorteilen, fördert technische Innovationen und führt außerdem dazu, dass die Akzeptanz bei den Bürgern steigt.

Die bisherigen Ausbauplanungen der Übertragungsnetzbetreiber dienen aus unserer Sicht vorrangig dazu, den europaweiten Handel mit Energie sicherzustellen. Damit wäre über Jahrzehnte eine Struktur festgeschrieben, in der innovative, regionale Versorgungskonzepte deutlich weniger Chancen hätten. Außerdem besteht die Gefahr, dass der weitere Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen in Süddeutschland und insbesondere in Nordbayern nicht forciert, sondern vielmehr erheblich gebremst wird, weil jegliche Anreize wegfallen. Nordbayern könnte damit zu einer reinen Transitregion für Strom ohne zusätzliche Wertschöpfungsoptionen in der Region werden.

Im Zentrum unseres Energiesystems der Zukunft steht die bereits vorhandene Versorgungsstruktur einer Kommune. Ein intelligentes Kommunikationssystem sorgt auf dieser Ebene für den möglichst weitgehenden Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch vor Ort. Lediglich die dann noch verbleibenden Strommengen werden über den Ortstrafo ins Netz eingespeist bzw. daraus bezogen.

Voraussetzung für diesen Ansatz ist, dass die dezentral vorhandenen Ressourcen sowie technologische Entwicklungen konsequent ausgeschöpft werden. Das gilt für die Erschließung erneuerbarer Energien ebenso wie für die verstärkte Nutzung von Flexibilitätsoptionen und den Einsatz von lokalen Energiespeichern in „smarten Netzen“.

Die N-ERGIE hat in den letzten Jahren viel für diesen technologischen Fortschritt investiert. Unter anderem in das Innovationsprojekt SWARM, bei dem mehrere private Stromspeicher zu einem virtuellen Großspeicher zusammengefasst sind, der je nach Bedarf Überschussstrom aus dem Netz aufnehmen oder Strom ins Netz einspeisen kann. Dadurch können die privaten PV-Anlagenbetreiber ihren Eigenstromverbrauch erhöhen und müssen weniger Strom von ihrem Versorger beziehen. Gleichzeitig werden die Netze in Spitzenzeiten entlastet.

Auch Flexibilitätspotenziale aus Blockheizkraftwerken, Biogasanlagen oder Notstromaggregaten werden von uns konsequent genutzt. Wir bündeln die von unseren Partnern (Stadtwerke, Industrie, Anlagenbetreiber) erzeugte Energie in einem virtuellen Kraftwerk und vermarkten diese unter anderem als Regelleistung.

Ein weiteres zentrales Element des dezentralen Ansatzes ist die Integration der heute noch häufig getrennt behandelten Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Aus unserer Sicht ist die Energiewende mehr als eine Stromwende – deshalb treiben wir die Verzahnung dieser Bereiche aktiv voran. Ein Beispiel ist unser Ende 2014 in Betrieb gegangener Wärmespeicher in Nürnberg-Sandreuth, der den lokalen Strommarkt spürbar flexibilisiert: Er sorgt dafür, dass überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien in Fernwärme umgewandelt wird. Die Kombination aus effizienten, umweltschonenden KWK-Anlagen mit einem Wärmespeichersystem passt aus unserer Sicht ideal in die dezentrale, regenerative Erzeugungslandschaft. Allerdings muss dieser effizientesten Form der konventionellen Stromerzeugung eine größere Bedeutung zuerkannt werden, wofür eine rasche Umsetzung der im Koalitionsvertrag angekündigten Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erforderlich ist. Unter den heute bestehenden Marktbedingungen lassen sich KWK-Anlagen kaum wirtschaftlich betreiben.

Im Bereich der Spannungsregelung erfordern viele kleine, dezentrale Anlagen ebenfalls innovative Lösungen, denn die Schwankung am einzelnen Hausanschluss darf nur maximal zehn Prozent betragen. Die konventionelle Problemlösung dafür heißt wieder einmal Netzausbau, also die Reduzierung des Widerstands durch stärkere Leitungen. Auch hier setzt die N-ERGIE alternative, innovative Lösungen um: beispielsweise die gezielte Ansteuerung der Transformatoren in den Umspannanlagen. Sie stellen dann je nach Erzeugungssituation einen abweichenden Sollwert ein. Eine weitere Möglichkeit ist es, die Blindleistung zu nutzen. Dadurch lässt sich die Netzspannung in beide Richtungen aktiv beeinflussen. Neu ist auch die Entwicklung von regelbaren Ortsnetztrans-

formatoren und Längsspannungsreglern. Sie können die Spannung im Netz während des laufenden Betriebs flexibel anpassen.

Einen wesentlichen Stellenwert bei der Realisierung des dezentralen Ansatzes nimmt auch das Thema Elektromobilität ein, denn die Erreichung der Klimaschutzziele ist bei der Energiewende ebenso entscheidend wie der Ausstieg aus der Kernenergie. Die N-ERGIE engagiert sich seit Jahren für dieses Thema und rüstet auch ihren eigenen Fuhrpark sukzessive mit Elektrofahrzeugen aus. Darüber hinaus bauen wir gemeinsam mit kommunalen Stadtwerken eine einheitliche Ladeinfrastruktur in Nordbayern auf.

All diese Beispiele zeigen, dass die Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Energiemarktes existieren und funktionieren. Die Metropolregion Nürnberg hat eine ideale Struktur für den subsidiären Ansatz und schon heute eine Pilotrolle – im Netzgebiet der N-ERGIE werden derzeit etwa 50 Prozent des Stroms dezentral erzeugt. Mittlerweile speisen mehr als 48.000 Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen in das Stromnetz der N-ERGIE ein. Sie erzeugten im Jahr 2016 rund 3,4 Milliarden Kilowattstunden Ökostrom. Damit übertreffen die EE-Anlagen in unserem Netzgebiet bereits die Leistung des stärksten deutschen Kernkraftwerks.

In Franken haben wir die Chancen der Energiewende früh erkannt und investiert – nun müssen die hier praktizierten Lösungen in größerem Stil umgesetzt werden. Dabei sind vor allem die Entscheidungsträger in der Politik gefragt – sie müssen die entsprechenden Weichen stellen und den Spielraum für die Gestaltung der erforderlichen

Rahmenbedingungen konsequent ausschöpfen, damit unser Weg systematisch und konsequent weiter verfolgt werden kann.

Die Energiewende und der damit verbundene Umbau der Netz- und Erzeugungsinfrastruktur ist ein Mehr-Generationen-Projekt und eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung. Sie ist aber auch eine Chance und beinhaltet ein ganz erhebliches Potenzial für unsere Gesellschaft. Je besser und schneller es uns gelingt, den Energiehaushalt vor Ort nach dem altbewährten Prinzip der Subsidiarität auszubalancieren, desto mehr Wohlfahrtsgewinne und Preisvorteile für die Endkunden können wir realisieren und die Bürger an der Energiewende beteiligen. Setzen wir die Handlungsempfehlungen der Studie um, wird zudem die Entwicklung technologischer Innovationen angetrieben und die Wertschöpfung in der Region spürbar erhöht. Deshalb sollten wir rasch dazu übergehen, Energie künftig dezentral zu denken.

# Impressum

N-ERGIE Aktiengesellschaft  
Unternehmens- und  
Marketingkommunikation  
Am Plärrer 43  
90429 Nürnberg  
Telefon 0911 802-58050  
presse@n-ergie.de

[www.n-ergie.de](http://www.n-ergie.de)

Redaktion N-ERGIE:  
Dr. Sabine Ihle  
Bianka Rebhan

Konzept, Gestaltung, Realisation & Text:  
Udo Bernstein, Claudia Wieland

Diese Drucksache ist auf umweltfreundliches  
Recyclingmaterial gedruckt.





Abbildung 1 Band I → S. 15  
Band III → S. 50 ff., 63, 74  
Band IV → S. 27, 49

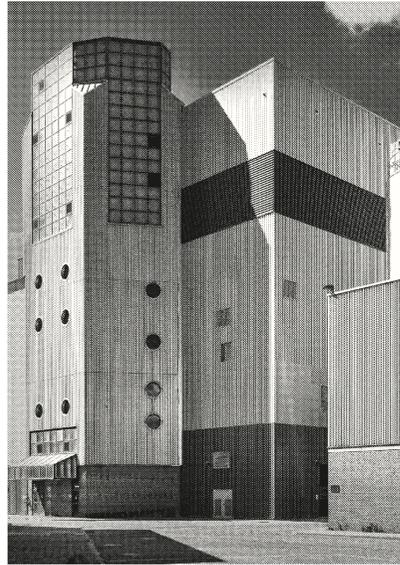


Abbildung 2 Band I → S. 17 f., 28, 61

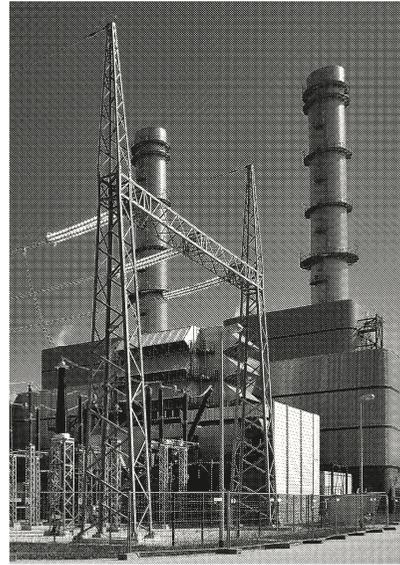


Abbildung 3 Band III → S. 12, 33  
Band IV → S. 69

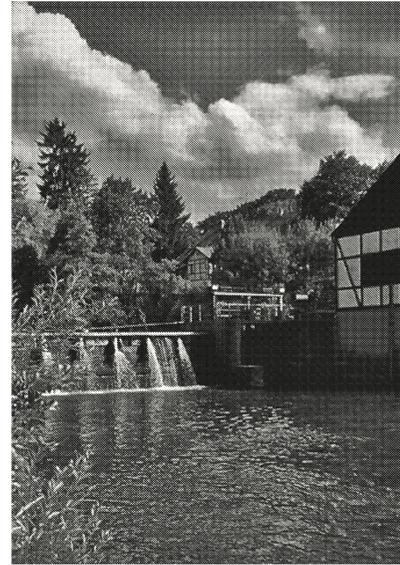


Abbildung 4 Band III → S. 15, 21, 28  
Band IV → S. 52

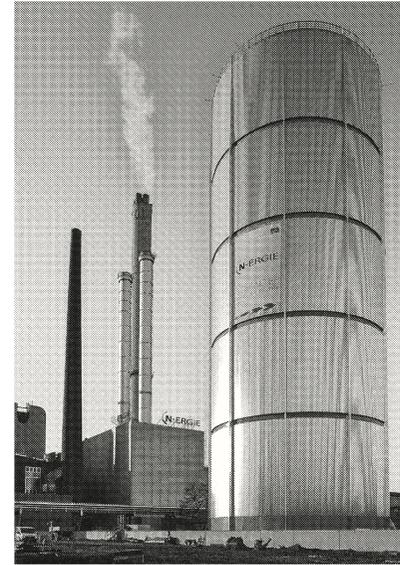


Abbildung 5 Band I → S. 28  
Band III → S. 12

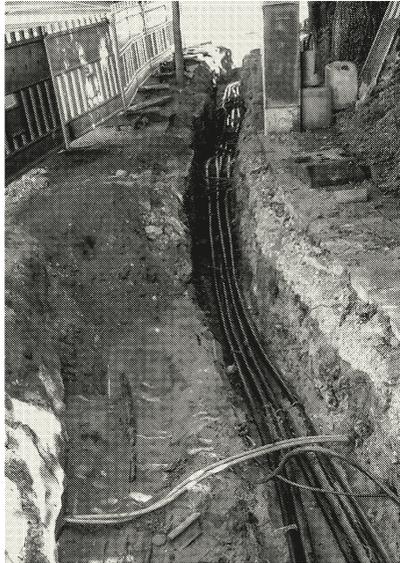


Abbildung 6 Band I → S. 29  
Band III → S. 5, 18  
Band IV → S. 39

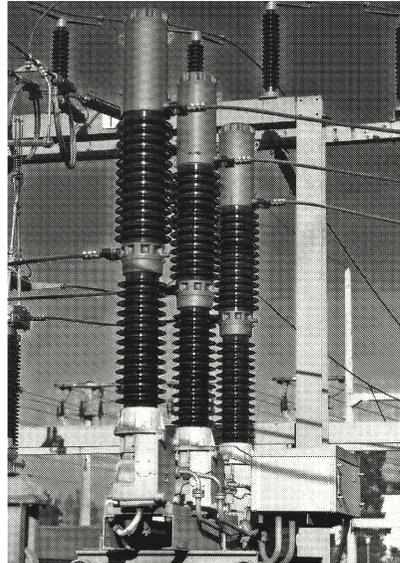


Abbildung 7 Band I → S. 28  
Band III → S. 17

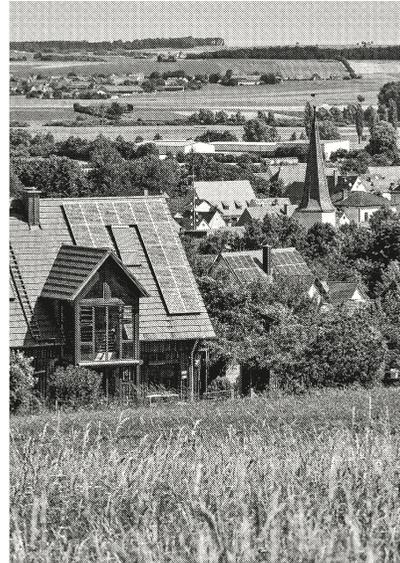


Abbildung 8 Band I → S. 16  
Band III → S. 17, 61  
Band IV → S. 24, 85, 109

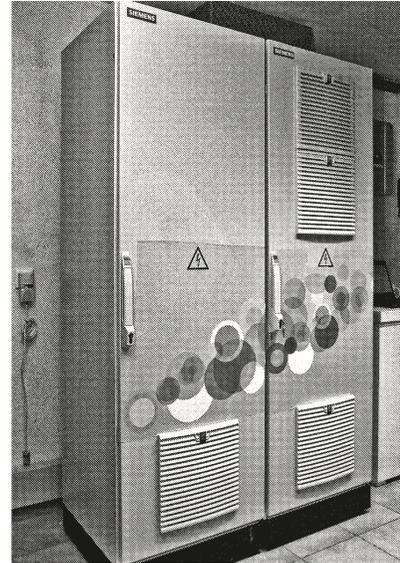


Abbildung 9 Band I → S. 27  
Band III → S. 21  
Band IV → S. 38 f., 85, 109

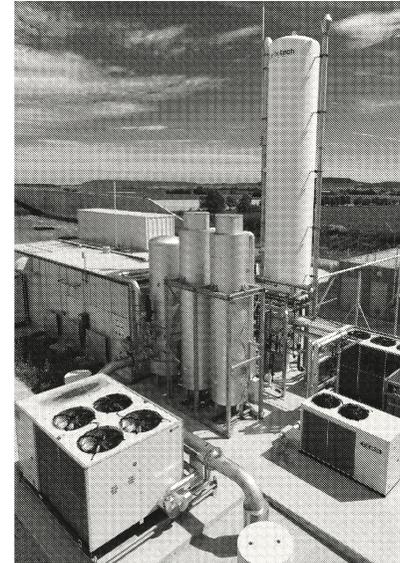


Abbildung 10 Band III → S. 115

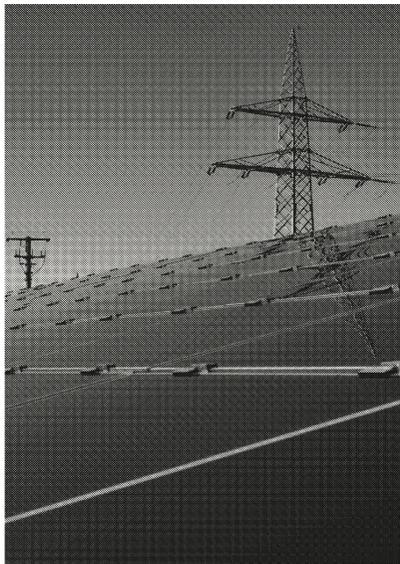


Abbildung 11 Band I → S. 15  
Band III → S. 49, 113 ff.  
Band IV → S. 24, 50, 76, 84



Abbildung 12 Band I → S. 7, 29

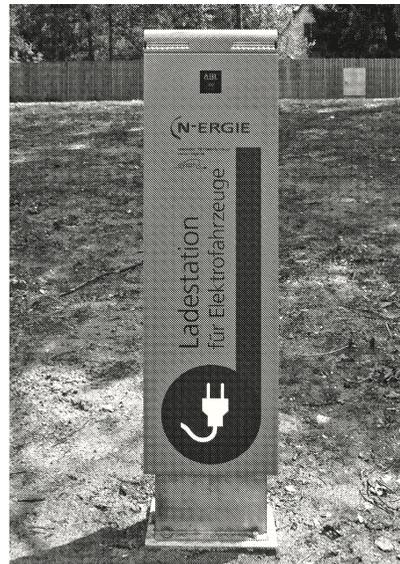


Abbildung 13 Band III → S. 12

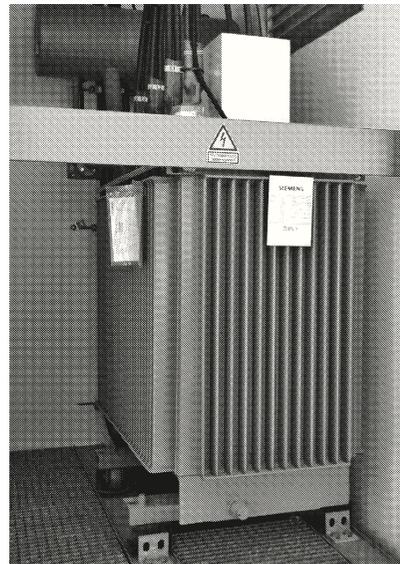


Abbildung 14 Band I → S. 28

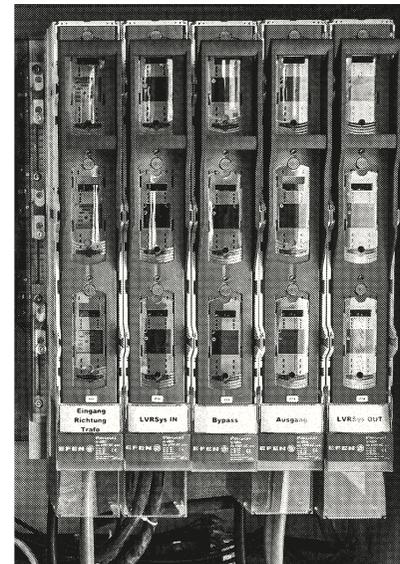


Abbildung 15 Band I → S. 29  
Band III → S. 15

Deutschland braucht nicht so viele HGÜ-Trassen wie geplant, sondern mehr Flexibilität. Flexibilität erreichen wir, indem wir Strommarkt, Wärmemarkt und Mobilität in der Region noch besser miteinander verzahnen. Außerdem fördern wir die Entwicklung von Speichern und innovativen Technologien, die Spannungsabweichungen ausgleichen.

1 Die rund 300 Windkraftanlagen im Netzgebiet der N-ERGIE haben eine Gesamtleistung von knapp 600 MW.

2 Das Biomasse-HKW der N-ERGIE hat im Jahr 2016 über 100 Mio. kWh Öko-Ferme Wärme und rund 45 Mio. kWh Ökostrom in die regionalen Verteilnetze eingespeist.

3 Hocheffiziente GuD-Anlagen wie Irching 5 ergänzen im dezentralen Ansatz die Erzeugung aus erneuerbaren Energien.

4 Im Flusskraftwerk Hammer erzeugen zwei Turbinen pro Jahr rund 1,23 Mio. kWh Ökostrom für STROM PURNATUR.

5 Der Wärmespeicher der N-ERGIE ist das Symbol für die Energiewende vor Ort. Er flexibilisiert die Wärmeerzeugung im Heizkraftwerk in Nürnberg-Sandreuth.

6 Um den regional erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz einspeisen zu können, wird das Netz der N-ERGIE kontinuierlich optimiert, verstärkt und ausgebaut.

7 Nicht nur das regionale Verteilnetz muss erweitert und umgebaut werden, auch die Umspannanlagen werden modernisiert und an die volatile Einspeisung aus den erneuerbaren Energien angepasst.

8 Mit Speichern können Privatpersonen den auf ihrem Dach selbst erzeugten Strom direkt vor Ort für sich selbst nutzen.

9 Die Caterna GmbH und die N-ERGIE haben 65 privat genutzte Solarstromspeicher im Netzgebiet der N-ERGIE installiert. Im Verbund sind diese Speicher in der Lage, das Stromnetz zu stabilisieren.

10 Die Bioerdgasanlage in Gollhofen produziert jährlich rund 60 Mio. kWh Bioerdgas. Es wird auf Erdgasqualität gereinigt und in das Erdgasnetz der N-ERGIE eingespeist.

11 Acht Photovoltaikkraftwerke, an denen die N-ERGIE beteiligt ist, speisen jährlich 36,6 Mio. kWh Strom in das regionale Verteilnetz der N-ERGIE ein.

12 Auch Elektrofahrzeuge sind kleine Speichereinheiten – die N-ERGIE hatte Ende 2016 bereits 32 Elektroautos in ihrem Fuhrpark im Einsatz.

13 Zusammen mit dem Ladeverbund Franken+ arbeitet die N-ERGIE an einer einheitlichen und flächendeckenden Ladeinfrastruktur.

14 Bereits seit 2011 setzt die N-ERGIE einen regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) in Larrieden im Landkreis Ansbach ein. RONT können Spannungsschwankungen in Ortsnetzen automatisch und im laufenden Betrieb größtenteils ausgleichen.

15 Auch Längsspannungsregler gleichen schwankende Spannungen im Netz aus. Seit April 2016 ist einer dieser Regler im Netzgebiet der N-ERGIE im Einsatz.

Geschäftsbericht 2016

I. Thesen

II. **Dokumentation**

III. Bericht

IV. Studie

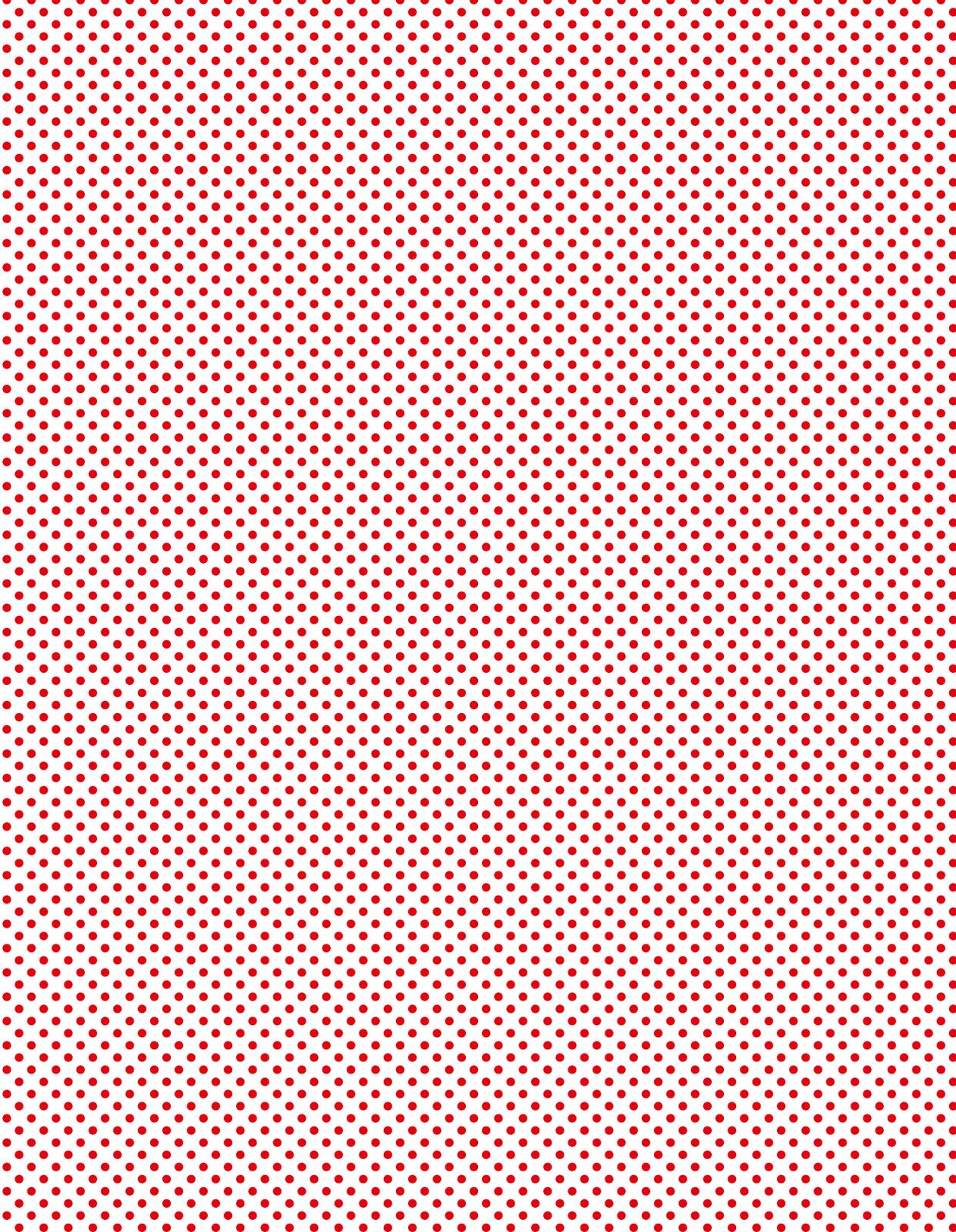
## Geschäftsbericht 2016

I. Thesen

II. Dokumentation

III. Bericht

IV. Studie



Vorwort des Vorstands **5**  
Organe der Gesellschaft **8**  
Unser Geschäftsjahr 2016 **12**

Summary **24**  
Konzernlagebericht **26**  
A. Grundlagen **26**  
B. Wirtschaftsbericht **27**  
C. Prognose-, Chancen- und Risikobericht **60**

Konzernabschluss  
Konzernbilanz **76**  
Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung **77**  
Konzernanhang **78**  
A. Allgemeine Erläuterungen **78**  
B. Konsolidierungskreis **80**  
C. Konsolidierungsgrundsätze **81**  
D. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden **83**  
E. Erläuterungen zur Bilanz **90**  
F. Erläuterungen zur Gewinn-  
und Verlustrechnung **101**  
G. Ergänzende Angaben **107**  
Konzern-Anlagevermögen **124**  
Konzernkapitalflussrechnung **126**  
Konzerneigenkapitalspiegel **127**  
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers **128**

Bericht des Aufsichtsrats **130**

Mehrjahresübersicht **134**



Josef Hasler, Martina Paasch, Karl-Heinz Pöverlein

## Sehr geehrte Aktionäre, Partner und Freunde des Unternehmens,

mit einem Konzernumsatz von 2.823,3 Mio. Euro blickt die N-ERGIE auf ein ereignisreiches Geschäftsjahr mit vielen Herausforderungen zurück. Der Jahresüberschuss nach Ausschüttung an die Gesellschafter betrug 22,3 Mio. Euro. Um unsere Kunden sicher und zuverlässig mit Energie und Wasser zu versorgen und um die Energiewende in der Region weiter voranzutreiben, investierte die N-ERGIE 2016 insgesamt 103,4 Mio. Euro.

Je weiter die Energiewende voranschreitet, desto klarer ist erkennbar, dass ihr Erfolg und die weitere Umsetzung mit ihrer allgemeinen Akzeptanz steht und fällt. Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen sehen den umstrittenen umfangreichen Ausbau der Übertragungsnetze vor. Dadurch droht Nordbayern zu einer reinen Transitregion für Strom zu werden. Zudem wird die regionale Wertschöpfung und in Folge auch die Beschäftigung in der Region gefährdet. Die N-ERGIE sowie viele Verteilnetzbetreiber hinterfragen die Pläne zum Netzausbau auf Höchstspannungsebene und zweifeln an der Notwendigkeit der Stromtrassen, die durch die vier Übertragungsnetzbetreiber, die Bundesnetzagentur und das Bundeswirtschaftsministerium als unverzichtbar eingestuft werden. 97 Prozent des dezentral erzeugten Stroms werden auf der Verteilnetzebene, also in das Netz der regionalen Energie-

versorger, eingespeist. Zudem wird die heutige Netzausbauplanung der Bundesregierung den vielen innovativen technischen Entwicklungen zur Integration der erneuerbaren Energien nicht gerecht. Laut der Studie „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf“, die die Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg und die Prognos AG 2016 im Auftrag der N-ERGIE erstellt haben, kann die Energiewende mit nur sechs statt 14 Stromtrassen realisiert werden. Dieser reduzierte Netzausbau und die damit verbundene regionale Wertschöpfung könnte die gesamtgesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende deutlich erhöhen. Eine dezentrale Energieversorgung fördert die eigentlichen Ziele der Energiewende, unter anderem durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie durch die Förderung und den Einsatz von Innovationsleistungen wie zum Beispiel Speichertechnologien. Die Flexibilisierung der Stromerzeugung und des -verbrauchs sowie die verbesserte räumliche Verteilung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen ermöglichen laut Modellrechnungen der Studie „Dezentralität und zellulare Optimierung“ eine Einsparung von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr.

Aus diesen Gründen fordern wir gemeinsam mit unseren regionalen Partnern, dass die Bundesregierung den regulatorischen Rahmen

anpasst und Hemmnisse bei der dezentralen Entwicklung im Strommarkt beseitigt.

Eine dezentrale Energiebalance kann mit Speichern und sektorübergreifendem Handeln, also der Verknüpfung der heute noch meist getrennt behandelten Bereiche Strom, Wärme und Mobilität, gelingen. Unser Wärmespeicher auf dem Kraftwerksgelände in Nürnberg-Sandreuth verknüpft den Strom- und den Wärmesektor und macht den Einsatz unseres Heizkraftwerks noch flexibler. Die Nutzung der Elektromobilität, die die Sektoren Strom und Verkehr miteinander verbindet, bringen wir in Nordbayern voran, indem wir gemeinsam mit Partnern im Ladeverbund Franken+ eine flächendeckende Ladeinfrastruktur und ein einheitliches Zugangs- und Ladesystem bieten.

**Josef Hasler**

**Martina Paasch**

**Karl-Heinz Pöverlein**

### **Dr. Ulrich Maly**

Oberbürgermeister  
der Stadt Nürnberg,  
Vorsitzender des Aufsichtsrats

### **Karlheinz Kratzer**

Betriebsratsvorsitzender,  
stellvertretender Vorsitzender  
des Aufsichtsrats

### **Michael Riechel**

Vorsitzender des Vorstands  
der Thüga Aktiengesellschaft,  
weiterer stellvertretender  
Vorsitzender des Aufsichtsrats

### **Gabriele Aplen**

Leiterin Hauptabteilung  
Gesellschaftsrecht der  
Thüga Aktiengesellschaft,  
ab 15.04.2016

### **Claudia Arabackyj**

Stadträtin und  
Werbekaufrau

### **Dr. Matthias Cord**

stellvertretender Vorsitzender  
des Vorstands der Thüga  
Aktiengesellschaft

### **Dr. Klemens Gsell**

Bürgermeister  
der Stadt Nürnberg

### **Tanja Haas**

Betriebsratsmitglied,  
Netzkundenmanagerin

### **Michael Kittelberger**

Leiter Hauptabteilung Controlling  
und Beteiligungen  
der Thüga Aktiengesellschaft

### **Rainer Kleedörfer**

Bereichsleiter Unternehmens-  
entwicklung/Beteiligungen

### **Dr. Reinhard Klopffleisch**

Gewerkschaftssekretär ver.di  
Bundesverwaltung

### **Ludwig Kränzlein**

freigestelltes Betriebsratsmitglied

### **Jörg Opitz**

freigestelltes Betriebsratsmitglied,  
ab 15.04.2016

### **Dr. Peter Pluschke**

berufsmäßiger Stadtrat,  
Umweltreferat

### **Gisela Prummer**

freigestelltes Betriebsratsmitglied

### **Gerald Raschke**

Stadtrat und Lehrer

### **Thomas Ries**

Leiter Wassermanagement,  
bis 15.04.2016

### **Wolfgang Scharnagl**

stellvertretender  
Betriebsratsvorsitzender

### **Irena Schauer**

Rechtssekretärin ver.di  
Mittelfranken,  
bis 31.12.2015

### **Dr. Christof Schulte**

Vorstandsmitglied  
der Thüga Aktiengesellschaft,  
bis 15.04.2016

### **Stefanie Schulze**

Gewerkschaftssekretär ver.di  
Mittelfranken,  
ab 15.04.2016

### **Kilian Sendner**

Stadtrat und  
Kaufmann i. R.

### **Klaus Steger**

Gewerkschaftssekretär ver.di  
Mittelfranken

### **Josef Hasler**

Vorsitzender des Vorstands

Ressort:

Unternehmensentwicklung,  
Unternehmens- und  
Marketingkommunikation, Recht,  
N-ERGIE Vertrieb;

Vorsitzender der Geschäfts-  
führung der Städtische Werke  
Nürnberg Gesellschaft mit  
beschränkter Haftung, Nürnberg;

Vorsitzender des Vorstands der  
VAG Verkehrs-Aktiengesellschaft,  
Nürnberg

### **Martina Paasch**

Mitglied des Vorstands

Ressort:

Finanz- und Rechnungswesen,  
Einkauf, Controlling, Wasser

### **Karl-Heinz Pöverlein**

Mitglied des Vorstands  
und Arbeitsdirektor

Ressort:

Personal, Arbeitsmedizin,  
Arbeitssicherheit/Umweltschutz;

Mitglied der Geschäftsführung  
und Arbeitsdirektor der Städtische  
Werke Nürnberg Gesellschaft mit  
beschränkter Haftung, Nürnberg;

Mitglied des Vorstands für  
Personal- und Sozialfragen der  
VAG Verkehrs-Aktiengesellschaft,  
Nürnberg

### **Dr. Thomas Unnerstall**

Mitglied des Vorstands,  
bis 29.02.2016

### **Dr. Ulrich Maly**

Oberbürgermeister  
der Stadt Nürnberg,  
Vorsitzender des Beirats

### **Michael Riechel**

Vorsitzender des Vorstands  
der Thüga Aktiengesellschaft,  
stellvertretender Vorsitzender  
des Beirats

### **Richard Bartsch**

Präsident des Bezirkstags  
Mittelfranken

### **Tamara Bischof**

Landrätin  
des Landkreises Kitzingen

### **Alfons Brandl**

Erster Bürgermeister  
der Stadt Herrieden,  
stellvertretender  
Bezirksvorsitzender  
für Mittelfranken  
im Bayerischen Städtetag

### **Josef Braun**

Obermeister  
der Innung für Elektro-  
und Informationstechnik  
Nürnberg-Fürth

### **Prof. Dr. Michael Braun**

Präsident  
der Technischen Hochschule  
Nürnberg Georg Simon Ohm

### **Matthias Dießl**

Landrat  
des Landkreises Fürth

### **Herbert Eckstein**

Landrat  
des Landkreises Roth

### **Peter-Stephan Englert**

Vorstandsvorsitzender  
der Vereinigung der Wohnungs-  
unternehmen in Mittelfranken e. V.  
und Geschäftsführer  
der St. Gundekar-Werk Eichstätt  
Wohnungs- und Städtebau-  
gesellschaft mbH

### **Dr. Matthias Everding**

Vorstandsvorsitzender  
der Sparkasse Nürnberg

### **Günther Felßner**

Bezirkspräsident  
des Bezirksverbands Mittelfranken  
des Bayerischen Bauernverbands

### **Manfred Geyer**

Vorstandsvorsitzender  
der Raiffeisen-Volksbank eG  
Gewerbebank

### **Dr. Thomas Jung**

Oberbürgermeister  
der Stadt Fürth  
und Bezirksvorsitzender  
für Mittelfranken  
im Bayerischen Städtetag

### **Armin Kroder**

Landrat  
des Landkreises Nürnberger Land

### **Markus Löttsch**

Hauptgeschäftsführer  
der IHK Nürnberg  
für Mittelfranken

**Dr. Jürgen Ludwig**

Landrat  
des Landkreises Ansbach

**Josef Mend**

Erster Bürgermeister  
der Gemeinde Iphofen  
und Erster Vizepräsident  
des Bayerischen Gemeindetags

**Heinz Meyer**

Erster Bürgermeister  
der Gemeinde Burghann,  
Vorsitzender des Kreisverbands  
Nürnberger Land  
im Bayerischen Gemeindetag

**Heinrich Mosler**

Präsident  
der Handwerkskammer  
für Mittelfranken, a. D.

**Helmut Schnotz**

Erster Bürgermeister  
des Marktes Bechhofen,  
stellvertretender Vorsitzender  
des Kreisverbands Ansbach  
im Bayerischen Gemeindetag

**Günter Ströbel**

Erster Bürgermeister  
der Gemeinde Dittenheim,  
Vorsitzender des Kreisverbands  
Weißenburg-Gunzenhausen  
im Bayerischen Gemeindetag

**Gerhard Wägemann**

Landrat  
des Landkreises  
Weißenburg-Gunzenhausen

**Helmut Weiß**

Landrat  
des Landkreises Neustadt  
a. d. Aisch/Bad Windsheim

**Siegfried Zecha**

Obermeister  
der Innung für  
Sanitär- und Heizungstechnik  
Nürnberg/Fürth

## Januar

### **Wärmespeicher der N-ERGIE erfüllt die Erwartungen**

Die N-ERGIE blickte Anfang 2016 positiv auf das erste Betriebsjahr ihres Wärmespeichers zurück: 2015 wurden rund 50.000 Megawattstunden (MWh) Wärme ein- und ausgespeichert. Dies entspricht dem jährlichen Wärmebedarf von rund 3.400 Einfamilienhäusern. Im Berichtsjahr 2016 waren es rund 56.000 MWh Wärme. Der Wärmespeicher leistet einen wichtigen Beitrag zur Energiewende in der Region.

### **Ausbau der regionalen Ladeinfrastruktur**

Ein wesentlicher Baustein, um die Klimaschutzziele in Deutschland zu erreichen, ist der Ausbau der Elektromobilität. In Nordbayern treiben die N-ERGIE und ihre Partner im Ladeverbund Franken+ den Ausbau einer modernen, flächendeckenden Ladeinfrastruktur voran. Ende 2016 konnten Elektrofahrzeuge bereits an insgesamt 130 Stationen in 80 Orten geladen werden. Ein einheitliches Bezahlsystem wird der Ladeverbund im Lauf des Jahres 2017 einführen. **[Abbildung 1]**

## Februar

### **Seniorenpflegeheim setzt auf effiziente Strom- und Wärmeerzeugung**

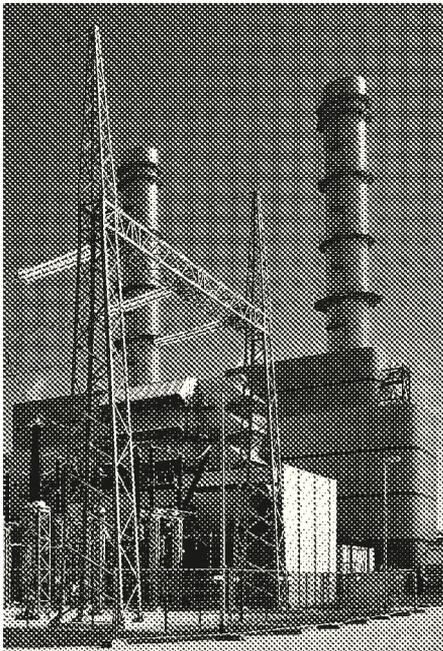
Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) sorgt im Seniorenpflegeheim Gustav-Adolf in Zirndorf für eine effiziente und wirtschaftliche Energieversorgung. Die N-ERGIE modernisierte die gesamte Heizanlage im Rahmen einer Contracting-Lösung. Das BHKW erzeugt pro Jahr rund 130.000 kWh Strom und rund 300.000 kWh Wärme. Mit der neuen Anlage spart das Seniorenpflegeheim der Diakonie Fürth jährlich rund 64 Tonnen CO<sub>2</sub> ein. **[Abbildung 2]**

### **Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH legt Klage ein**

Die Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH (GKI), an der die N-ERGIE beteiligt ist, fordert seit Längerem für die Inanspruchnahme des Kraftwerksblock 5 durch den Übertragungsnetzbetreiber TenneT von diesem eine angemessene Vergütung. Ein Rechtsgutachten von Professor Udo di Fabio von der Rheinischen Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn untermauert diese Forderung. Die GKI hat im Februar 2016 Klage vor dem Landgericht Düsseldorf gegen TenneT eingereicht. **[Abbildung 3]**



[1]



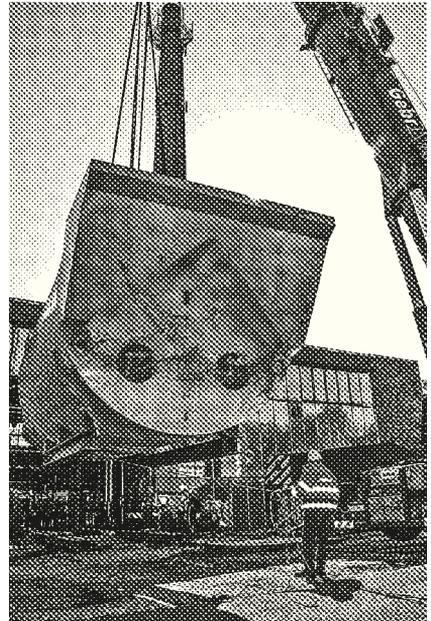
[3]



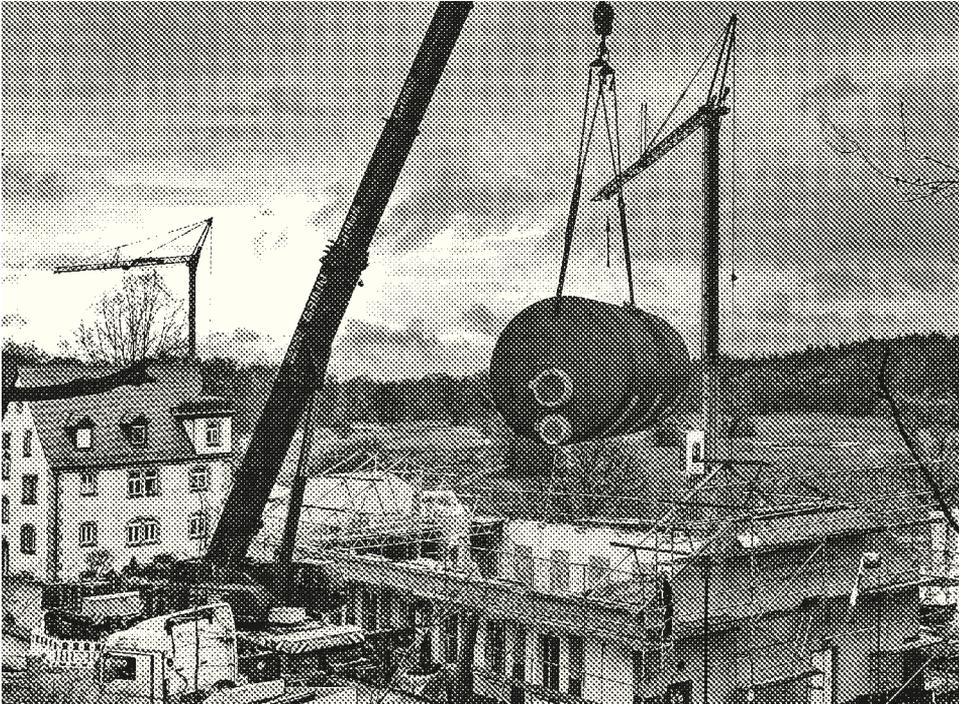
[2]



[4]



[6]



[5]

## März

### **Brennstoffzelle wärmt das Raubtierhaus**

Am 1. März 2016 stellten der Nürnberger Tiergarten und die N-ERGIE im Raubtierhaus des Tiergartens ein innovatives Brennstoffzellen-Heizgerät vor. Die wegweisende Pilotanlage für gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung im Wert von rund 36.000 Euro wurde über das Ökostromangebot STROM PURNATUR finanziert. **[Abbildung 4]**

### **Neue Filterkessel für das Wasserwerk Erlenstegen**

Mitte März wurden vier jeweils zehn Meter lange und 30 Tonnen schwere Filterkessel aus dem Wasserwerk Erlenstegen abtransportiert. Anfang April wurden vier baugleiche, neue Filterkessel eingesetzt. Ihre Aufgabe ist es, das natürlicherweise im Wasser enthaltene Eisen und Mangan zu entfernen. Im Juli 2016 konnte die N-ERGIE das Wasserwerk wieder in Betrieb nehmen. **[Abbildung 5]**

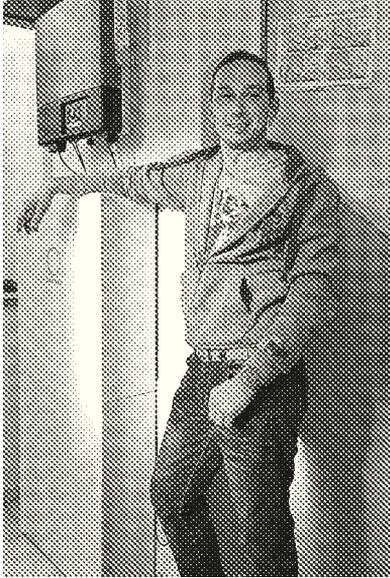
## April

### **Wichtiger Beitrag zur Fernwärmeversorgung**

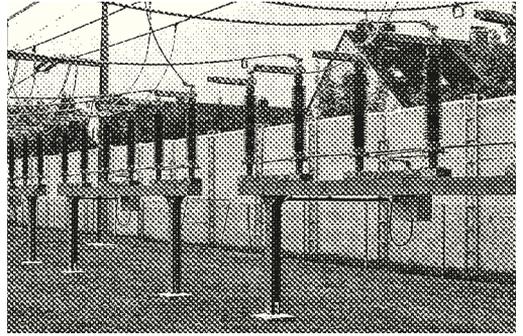
Im Heizwerk Klingenhof wurde Ende April der mit 50 Jahren älteste von drei bestehenden Heizkesseln durch einen neuen Heißwasserkessel ersetzt. Der neue rund 70 Tonnen schwere Kessel wird wie bisher mit Erdgas betrieben und hat eine thermische Leistung von rund 18,6 Megawatt (MW). Mit dem Ausbau verdoppelt sich die Wärmeerzeugungskapazität aus dem Heizwerk Klingenhof nahezu. **[Abbildung 6]**

### **Innovative Alternative zum Netzausbau**

Seit Frühjahr 2016 setzt die MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, ein Unternehmen der N-ERGIE Aktiengesellschaft, in ihrem Netzgebiet den neuen Längsspannungsregler der Firma A. Eberle aus Nürnberg ein: Im Niederspannungsnetz im unterfränkischen Ingolstadt (Markt Giebelstadt) werden dadurch zu hohe Spannungsschwankungen durch die Einspeisung erneuerbarer Energien zuverlässig verhindert. Bereits die Ergebnisse eines Vorgängermodells, das 2015 in Kottensdorf bei Schwabach eingesetzt wurde, zeigten: Das Netz ist trotz schwankender Spannungen ausgeglichen, ein aufwändiger Netzausbau konnte vermieden werden.



[9]



[7]



[8]

## Mai

### **Modernisierung der Umspannanlage in Nürnberg Rehhof geht weiter**

Die 50 Jahre alte Umspannanlage Rehhof dient der Stromverteilung und verbindet die Spannungsebenen 110-kV und 20-kV. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bringt die Main-Donau Netzgesellschaft die Anlage von 2015 bis 2017 sukzessive auf den neuesten technischen Stand. Da die Umspannanlage Rehhof im Wasserschutzgebiet Erlenstegen liegt, wurden 81 ölisierte Hochspannungswandler durch gasisierte ersetzt. Zudem sind jetzt neue elektrische Schaltgeräte im Einsatz, die deutlich leiser sind. **[Abbildung 7]**

### **Jugendliche gestalten Trafosthaus am Nürnberger Melanchthonplatz**

Eine Trafostation, viele bunte Sprühdosen und ganz viel Kreativität: Ende Mai 2016 verwandelten Jugendliche gemeinsam mit erfahrenen Graffiti-Künstlern das Trafosthaus der N-ERGIE am Nürnberger Melanchthonplatz in ein farbenfrohes Kunstwerk. Der Aktionstag im Stadtteil Steinbühl war der Höhepunkt eines dreitägigen Workshops der Graffiti Akademie Style Scouts und wurde vom Nürnberger Partizipationsmodell für Jugendliche, „laut!“, und der N-ERGIE unterstützt. **[Abbildung 8]**

## Juni

### **Ökostrom selbst erzeugen und speichern**

Das Angebot N-ERGIE Solarstrom umfasste bislang den Kauf oder die Miete einer Solaranlage. Seit Mitte 2016 besteht nun auch die Möglichkeit, einen Stromspeicher zu kaufen oder zu mieten. So kann der selbsterzeugte Ökostrom auch dann genutzt werden, wenn die Sonne gerade nicht scheint. **[Abbildung 9]**

### **Weitere Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**

Mitte 2016 haben über 47.000 EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 2.000 MW in das Netz der N-ERGIE eingespeist. Dabei nahmen die mehr als 46.000 Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 1.200 MW den höchsten Anteil ein. An zweiter Stelle lagen mit einer Gesamtleistung von knapp 600 MW die rund 300 Windkraftanlagen im Netzgebiet, gefolgt von knapp 500 Biomasseanlagen, deren Leistung insgesamt circa 200 MW betrug.

## Juli

### **N-ERGIE seit 15 Jahren Partner des DATEV Challenge Roth**

Als Weltmeister Jan Frodeno 2016 mit rund 5.300 weiteren Teilnehmern an den Start ging und 260.000 Zuschauer am Streckenrand den 15. Challenge-Geburtstag feierten, war auch die N-ERGIE zum 15. Mal als Sponsor mit dabei. Von Beginn an förderte der Energieversorger den Triathlon in Roth und trug so zu dessen Erfolgsgeschichte bei. **[Abbildung 10]**

### **100 Jahre Berufsausbildung bei N-ERGIE und VAG**

Rund 3.300 junge Menschen haben in den vergangenen 100 Jahren ihre Ausbildung in über 20 Berufen bei der N-ERGIE, der VAG und ihren Vorgängerunternehmen erfolgreich abgeschlossen. Mitte 2016 waren bei N-ERGIE und VAG insgesamt 170 Auszubildende beschäftigt. Im Jahr 2017 bieten die Unternehmen 74 Ausbildungsplätze in sieben unterschiedlichen Berufen an. Beim Bewerber-Informationstag konnten Schülerinnen und Schüler auch 2016 wieder Wissenswertes über die zukünftigen Ausbildungsinhalte erfahren.

**[Abbildung 11]**

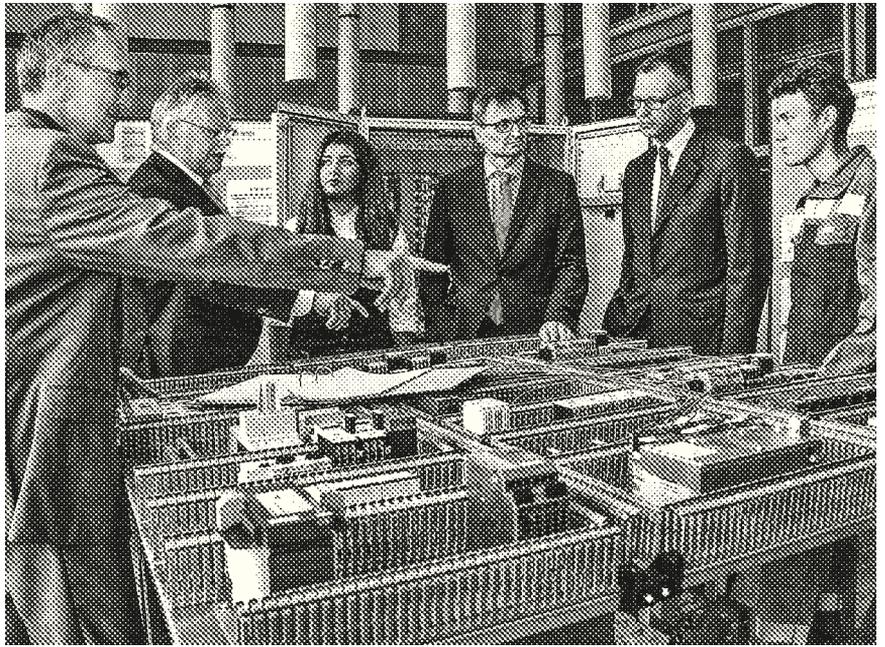
## August

### **Herrieden, Schnelldorf und Spalt verlängern Partnerschaft**

Die Bürgermeister der Städte Herrieden und Spalt sowie der Gemeinde Schnelldorf unterzeichneten 2016 neue Konzessionsverträge. Herrieden und Spalt verlängerten ihre Partnerschaft mit der N-ERGIE im Bereich der Stromversorgung. Christine Freier, Erste Bürgermeisterin in Schnelldorf, unterschrieb einen Konzessionsvertrag für die Gasversorgung ihrer Gemeinde. Die Verträge gestatten es dem Energieversorger, im öffentlichen Raum Strom- beziehungsweise Gasnetze zu bauen und zu betreiben, wofür die Städte und Gemeinden eine gesetzlich festgelegte Konzessionsabgabe erhalten. **[Abbildung 12]**

### **Dezentrales Kraftwerk bündelt fast 400 Anlagen**

Das dezentrale Kraftwerk der N-ERGIE besteht aus fast 400 einzelnen dezentralen Anlagen und hat eine Gesamtkapazität von knapp 700 MW. Es werden flexible Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen aus ganz Deutschland gebündelt: zum Beispiel Blockheizkraftwerke, Biomasseanlagen, Wind- und Photovoltaikanlagen sowie Gaskraftwerke. Das dezentrale Kraftwerk wird zentral von der N-ERGIE gesteuert. So senkt das Unternehmen den Aufwand seiner Partner und leistet einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende.



[11]



[10]



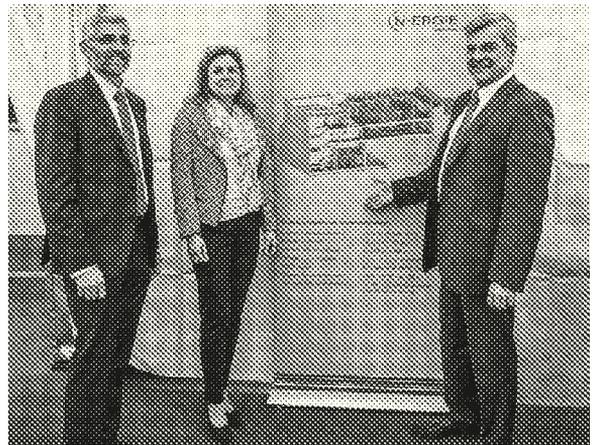
[12]



[15]



[14]



[13]

## September

### **Neue Filtrationsanlage im Wasserwerk Ranna**

Anfang September stellte die N-ERGIE die neue Filtrationsanlage im Wasserwerk Ranna vor. Ihre Aufgabe ist es, Quellwasser aus der Gewinnung Ranna II aufzubereiten. Nach dreijähriger Bauzeit sorgt die Anlage seit Anfang Mai 2016 für Versorgungssicherheit und eine hohe Wasserqualität. In den Bau hat der Energieversorger rund 12 Mio. Euro investiert.

**[Abbildung 13]**

### **N-ERGIE Kinotour 2016 mit Besucherrekord**

Das Besondere an der zwölften Auflage der N-ERGIE Kinotour: Kinofreunde konnten erstmals online selbst über das Filmprogramm abstimmen. Mehr als 1.200 Menschen wählten aus fünf Filmen ihren persönlichen Favoriten aus. Mit insgesamt rund 5.100 Zuschauern verzeichnete die N-ERGIE Kinotour 2016 einen neuen Besucherrekord. Der Gesamterlös von über 21.000 Euro kommt gemeinnützigen Einrichtungen vor Ort zugute.

## Oktober

### **Energiewende mit weniger HGÜ-Trassen möglich**

Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland lässt sich auch mit der Hälfte der im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ)Trassen realisieren. Unter anderem mit der regionalen, effizienten Ansiedlung von EEG-Anlagen und Speichern ist ein Wohlfahrtsgewinn von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr möglich. Das sind die Ergebnisse der Studie „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf“, die die N-ERGIE Anfang Oktober mit ihren Partnern präsentiert hat.

### **Bayerischer Energiepreis für SWARM**

Im Oktober wurden Caterva und die N-ERGIE für ihr gemeinsames Projekt SWARM mit dem Bayerischen Energiepreis in der Kategorie „Energieverteilung und -speicherung“ ausgezeichnet. SWARM zeigt, dass intelligente Photovoltaik-Stromspeicher für Eigenheime sowohl Privathaushalten dienen als auch höchst wirkungsvoll zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen können. Diese Aufgabe wird mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energie am Strom-Mix immer wichtiger.

**[Abbildung 14]**

## November

### **N-ERGIE schafft Mehrwert in der Region**

Die N-ERGIE kurbelt die regionale Wirtschaft an, sichert Arbeitsplätze, engagiert sich im Bereich der erneuerbaren Energien und für die Menschen vor Ort. Eine Studie des Pestel Instituts für Systemforschung e.V. beziffert den Mehrwert: Von jedem Euro, den die N-ERGIE ausgibt, bleiben 43 Cent in der Region. Jeder Vollzeitarbeitsplatz des regionalen Energieversorgers zieht 1,7 zusätzliche Stellen in der Region nach sich.

### **Energieeffizient in die Zukunft**

Die Einführung eines Energiemanagementsystems für den Gesamtkonzern Städtische Werke Nürnberg, zu dem die N-ERGIE gehört, lief 2016 auf Hochtouren: Im Herbst stellte ein externes Auditorenteam die Leistungsfähigkeit des neuen Systems auf den Prüfstand. Ziel des Energiemanagements ist es, Prozesse zu etablieren, die zu einer weiteren Steigerung der Energieeffizienz in allen Tätigkeiten und Bereichen des Konzerns führen.

## Dezember

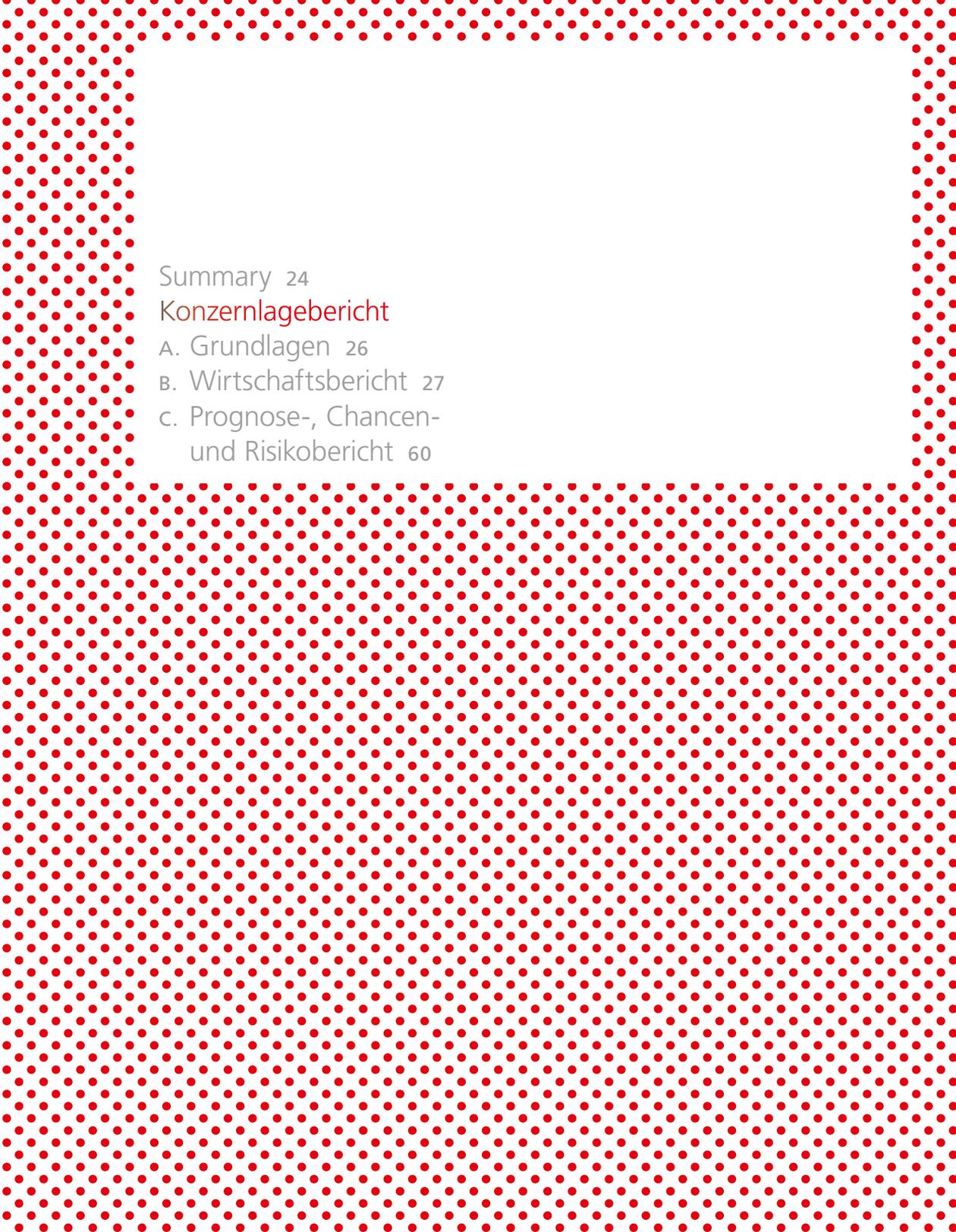
### **Plärrer-Hochhaus wird kernsaniert**

Die Brandschutzeinrichtungen auf den aktuellen Stand der Technik bringen, Außen-dämmung, Fenster, Heizung, elektrische Leitungen und Aufzüge erneuern. Außerdem die Beleuchtung auf LED umrüsten, eine Belüftungsanlage einbauen, die Dächer ausbessern und Photovoltaik-Anlagen auf den Flachdächern des angrenzenden Längsbau installieren: Die Liste der Sanierungsarbeiten für das Hochhaus am Nürnberger Plärrer ist lang. Voraussichtlich im Jahr 2019 können die Mitarbeiter der Städtische Werke Nürnberg GmbH und der N-ERGIE in das denkmalgeschützte Gebäude zurückkehren.

### **[Abbildung 15]**

### **Strom aus der Region für die Region**

Seit Anfang 2016 können Unternehmen aus der Region durch die Wahl ihres Stromprodukts die regionale Wertschöpfung stärken. Für das neue Produkt STROM REGIONAL garantiert die N-ERGIE, dass der Strom ausschließlich aus nordbayerischen Energieerzeugungsanlagen bezogen wird und hat dies durch den TÜV Rheinland zertifizieren lassen. Bis Jahresende haben sich fast 500 Unternehmen für STROM REGIONAL entschieden.

A decorative border made of small red dots surrounds the text. The border is thicker on the left and bottom edges and thinner on the top and right edges.

Summary 24

Konzernlagebericht

A. Grundlagen 26

B. Wirtschaftsbericht 27

C. Prognose-, Chancen-  
und Risikobericht 60

## Business setting

The German economy grew steadily in 2016 amid generally unsettled international markets. According to Germany's Federal Statistical Office, price-adjusted gross domestic product rose by 1.9 % compared to 1.7 % in the previous year.

Initial projections suggest that just over 10 % more natural gas was consumed in Germany in 2016, due to the significantly colder final quarter of the year and the increased use of natural gas-fired power stations. In contrast, electricity consumption fell slightly by 0.4 % as a result of improving energy efficiency in homes and in industrial processes.

In 2016 renewable energies contributed a now stable 30.0 % of the total electricity production mix in Germany. Electricity generation from onshore wind power, in contrast, fell by 6.0 % (despite the continued construction of wind farm projects) owing to unfavourable wind conditions in the year under review. Photovoltaic electricity production fell slightly by 1.0 %.

## Sales and earnings in 2016

The N-ERGIE Group's business performance in 2016 reflected the continuing stresses and strains affecting the energy industry as well as the results of the operative, financial and strategic measures which have been taken. The Group's sales revenues, recorded now for the first time according to the rules of the German Accounting Directive Implementation Act (BilRUG), dropped by 2.1 % from last year's unadjusted €2,884.5 million to €2,823.3 million. The largest share (74.6 %) by far of total sales

revenue came from sales of electricity, which were down by 3.6 % in the year under review to €2,106.0 million. Sales revenues from the sale of natural gas increased by 1.8 % to €480.2 million while sales of district heating energy rose by 7.1 % to €89.7 and revenues from water sales fell by 3.7 % to €61.8 million.

Consolidated earnings from ordinary business activities rose in 2016 much stronger than expected by 15.7 % to €129.9 million (previous year: €112.3 million) as all cost items were reduced at a more pronounced rate than the decline in sales. After deduction of the compensation payment to outside shareholder Thüga AG amounting to €29.6 million, and of tax expenditure, a total of €70.2 million was transferred to the controlling company Städtische Werke Nürnberg (StWN) in fiscal year 2016.

## Employees

In 2016 the N-ERGIE Group had an average of 2,439 employees (previous year: 2,424), of whom 1,420 people (previous year: 1,435) are working on temporary contracts with subsidiaries. The number of trainees rose to 165 (previous year: 162).

## Outlook

The N-ERGIE Group will again find itself operating in an uncertain framework in 2017. The company is concentrating on strengthening its regional and decentralized structures, but must anticipate increased pressure on its earnings position in the coming regulatory period. What is more, the pressures on the market for conventional power generation are not expected to let up in the short term and the results of the N-ERGIE Group's operations are projected to be substantially lower in 2017.

## A Grundlagen

Das Leistungsspektrum des Konzerns der N-ERGIE Aktiengesellschaft (N-ERGIE), Nürnberg, umfasst die Erzeugung von Strom und Fernwärme, die Verteilung und den Vertrieb von Strom, Erdgas und Fernwärme sowie die Gewinnung und Abgabe von Trinkwasser. Darüber hinaus werden energienahe Dienstleistungen angeboten.

### **Leistungsindikatoren**

Aufgrund der Konzernstruktur sowie der zwischen der N-ERGIE und der Mehrzahl ihrer Tochterunternehmen abgeschlossenen Ergebnisabführungsverträge werden für den Gesamtkonzern N-ERGIE keine eigenständigen Steuerungsgrößen dargestellt. Zu Steuerungszwecken dienen folgende Leistungsindikatoren, die auf Basis des Einzelabschlusses der N-ERGIE ermittelt werden:

Das entsprechend der Gewinn- und Verlustrechnung (Position 10) ermittelte Ergebnis der Geschäftstätigkeit (EGT) und der dynamische Verschuldungsgrad stellen die zentralen Größen der Steuerung dar. Daneben sind der Cashflow und die Zinsdeckung wesentliche Leistungsindikatoren. Der Cashflow wird nach DRS 21 berechnet. Der dynamische Verschuldungsgrad ergibt sich aus dem Verhältnis der Nettofinanzverbindlichkeiten ohne Pensionsverpflichtungen zum EBITDA (Jahresergebnis vor Zinsen, Steuern sowie Zu- und Abschreibungen). Die Zinsdeckung errechnet sich aus dem Verhältnis EBIT (Jahresergebnis vor Zinsen und Steuern) zu Zinsaufwand.

## B Wirtschaftsbericht

### B.1 Gesamtwirtschaftliche Situation

#### **Wirtschaftliches Umfeld**

Die deutsche Wirtschaft ist im Jahr 2016 in einem unruhigen außenwirtschaftlichen Umfeld solide um preisbereinigt 1,9 % gewachsen, nach einem Anstieg des Bruttoinlandsprodukts (BIP) um 1,7 % im vorangegangenen Jahr.

Die Stromerzeugung aus Kohle- und Kernkraftwerken in Deutschland ging 2016 im Vergleich zum Vorjahr zurück. Der Anteil von mit Braun- und Steinkohle betriebenen Anlagen betrug 2016 voraussichtlich rund 40,0 % am Erzeugungsmix. Bei der Kernenergie war ein Rückgang um 13,0 % zu verzeichnen. Deutlich mehr Strom wurde hingegen in Gaskraftwerken produziert: Erdgas kam auf einen Anteil von 12,0 % am Stromerzeugungsmix.

Während der Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien insbesondere bei Windkraft an Land mit hohen Ausbauraten weiterging, stieg die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen insbesondere aufgrund des schwachen Windjahrs nur leicht an: Der Anteil der Erneuerbaren an der gesamten Stromerzeugung lag bei 30,0 %. Deutliche Zuwächse ergaben sich vor allem bei der Stromerzeugung aus Windkraft offshore: Diese stieg um fast 57,0 %. Die Stromerzeugung aus Wind onshore ging trotz des Zubaus von Windkraftanlagen hingegen um fast 6,0 % zurück. Grund waren die schlechten Windverhältnisse im Berichtsjahr. Mit einem Anteil von fast 35,0 % an der gesamten Stromerzeugung aus Erneuerbaren blieb die Windenergie an Land weiterhin die stärkste Erneuerbaren-Quelle, gefolgt von der Photovoltaik mit rund 20,0 %.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Photovoltaik reduzierte sich leicht um etwa 1,0 % gegenüber dem Vorjahr. Der Anstieg der Stromerzeugung aus Wasserkraft belief sich auf rund 13,0 %, aus Biomasse und Abfall (biogener Anteil) auf fast 3,0 % und aus Geothermie auf rund 12,0 %.

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2016 deutlich zu. Nach vorläufigen Zahlen stieg dieser um gut 10,0 % an. Ausschlaggebend war einerseits die gegenüber 2015 deutlich kühlere Witterung im letzten Quartal, andererseits wurde spürbar mehr Erdgas in Kraftwerken – vor allem in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – eingesetzt. Diese Entwicklung wurde durch die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke zusätzlich verstärkt.

Für den Brutto-Inlandsstromverbrauch 2016 zeichnet sich ein leichter Rückgang um 0,4 % gegenüber 2015 ab, wofür eine steigende Energieeffizienz sowohl von Haushaltsgeräten und der Beleuchtung als auch von industriellen Prozessen verantwortlich sein dürfte. Zudem hat Strom in den vergangenen Jahren Marktanteile im Wärmemarkt zugunsten von Erdgas und erneuerbaren Energien verloren. Das betraf insbesondere Elektrospeicherheizungen und elektrische Warmwasseraufbereitungsanlagen.

Die erneuerbaren Energien deckten 2016 nach ersten Schätzungen 32,0 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland. Das wäre ein leichter Anstieg gegenüber dem Vorjahr: 2015 lag der Anteil der erneuerbaren Energien bei 31,5 % des Bruttostromverbrauchs. Laut Energiekonzept der Bundesregierung soll sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 35,0 % belaufen.

### **Arbeitsmarkt**

Der Arbeitsmarkt entwickelte sich im Jahr 2016 positiv. Bundesweit sank die Arbeitslosenquote geringfügig von 6,4 % auf 6,1 %. Im Stadtgebiet Nürnberg lag die Arbeitslosenquote zum 31. Dezember 2016 bei 6,1 % (Vorjahr 6,8 %).

### **Energiepolitisches und rechtliches Umfeld**

#### **Energiewende**

Der Umbau der Energielandschaft ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und braucht für die erfolgreiche Umsetzung eine breite allgemeine Akzeptanz. Die N-ERGIE bekennt sich zu den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung und ist regional aktiv an deren Umsetzung beteiligt. Zum Ende des Geschäftsjahres waren an das Netz der N-ERGIE Tochter MDN Main-Donau Netzgesellschaft GmbH (Main-Donau Netzgesellschaft) bereits über 47.000 Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von rund 2.000 Megawatt angeschlossen. Die N-ERGIE leistet damit in der Region einen beachtlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende.

Der bisherige Verlauf beweist, dass eine stark dezentral geprägte, regionale Umsetzung der Energiewende möglich ist. Trotzdem liefert die aktuelle politische Entwicklung auf nationaler und europäischer Ebene deutliche Indikatoren dafür, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordbayern in Zukunft nicht forciert, sondern vielmehr erheblich gebremst werden soll. Begründet wird dies damit, dass der bundesweite Netzausbau, der vor allem dem Zubau regenerativer Erzeugung in großer Entfernung von Verbrauchern und Lastzentren dienen soll, verzögert ist. In letzter Konsequenz könnte Nordbayern dadurch zu einer reinen Strom-Transitregion mit stark ausgebauter Netzinfrastruktur wie zum Beispiel HGÜ-Trassen werden. Die eindimensionale Ausrichtung auf den Übertragungsnetzausbau ignoriert volkswirtschaftlich

interessante Optionen und bremst innovative Akteure vor Ort aus. Diese sind aber mit ihrem Engagement für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar.

Die von der N-ERGIE in Auftrag gegebene Studie „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf“ zeigt, dass der überdimensionierte Stromleitungsausbau keinesfalls die einzige Möglichkeit darstellt, sondern attraktive Alternativen zum derzeit politisch eingeschlagenen Weg bestehen. Daher plädiert die N-ERGIE für eine dezentral geprägte Energiewende mit innovativen und intelligenten Lösungen vor Ort. Hierzu möchte die N-ERGIE mit allen Partnern in der Region beitragen.

### **Netze und Anreizregulierungsverordnung**

Die Anforderungen an die Stromnetze steigen stetig. Mit der Zunahme des Stromhandels, dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen zunehmenden Trennung von Stromerzeugungs- und -verbrauchsschwerpunkten sind die Stromübertragungsmengen gestiegen und zunehmende Schwankungen in der Stromerzeugung einschließlich der damit verbundenen Netzbelastungen zu beobachten. Um diesen Anforderungen auch zukünftig gerecht zu werden, sind weiterhin erhebliche Investitionen in den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze erforderlich. Im Zentrum steht dabei die Frage, wie die Regulierungsbedingungen den Anforderungen für die Netzbetreiber im Rahmen der Energiewende an die Netze gerecht werden.

Die Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Festlegungen der Bundesnetzagentur zu den Eigenkapitalzinssätzen für Strom und Gas in der dritten Regulierungsperiode geben hier wesentliche Parameter und Mechanismen vor. So bedeutet die aktuelle Festlegung der Bundesnetzagentur zum Eigenkapital-Zins eine

Absenkung des Zinssatzes um rund 25 % für Neu- und rund 28 % für Altanlagen gegenüber der aktuellen Regulierungsperiode. Diese Absenkung hat somit eine massive negative Auswirkung auf die Erlössituation der Verteilnetzbetreiber ab 2018.

Wesentliche Veränderungen in der ARegV Novelle sind das Entfallen der Instrumente des Erweiterungsfaktors und der Investitionsmaßnahmen in der dritten Regulierungsperiode sowie die Einführung des sogenannten Kapitalkostenabgleichs, durch den die Entwicklung des Sachanlagevermögens und dessen Wirkung auf den CAPEX-Block, auch innerhalb der Regulierungsperiode abgebildet wird. Dadurch kann der Zeitverzug in der Anerkennung der Investitionen geheilt werden, führt aber im Übergang zu einer Entwertung der bereits getätigten Investitionen.

Die Bundesregierung hat die Weichen für einen schnelleren und in der Bevölkerung akzeptierten Netzausbau gestellt: Mit den zum Jahreswechsel 2015/16 in Kraft getretenen Neuregelungen zum Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus soll vermehrt der Einsatz von Erdkabeln im Gleichstrombereich erfolgen. Künftig sollen die neuen Stromautobahnen (die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen) bevorzugt als Erdkabel statt Freileitung gebaut werden. Der Vorrang betrifft v. a. die großen Nord-Süd-Trassen wie SuedLink oder die Gleichstrompassage Süd-Ost. Gleichstrom-Freileitungen sollen allgemein dort verboten werden, wo Menschen leben. Sie kommen nur dann ausnahmsweise in Betracht, wenn Naturschutzgründe dafür sprechen oder bereits bestehende Stromtrassen ohne erhebliche Umweltauswirkungen für die Leitung genutzt werden können. Auch ist eine Freileitung denkbar, wenn die betroffene Gebietskörperschaft diese aufgrund örtlicher Belange ausdrücklich verlangt.

### **EEG und KWKG angepasst**

Ende August 2016 erzielte die Bundesregierung mit der EU-Kommission eine Verständigung zu beihilferechtlichen Fragen. Am 19. Oktober 2016 beschloss das Bundeskabinett die daraus folgenden Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Die „Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung“ enthält im Kern mehrere Punkte.

Die KWK-Förderung wird künftig für Anlagen zwischen 1 und 50 MW sowie für innovative KWK-Systeme ausgeschrieben. Das Gesetz enthält hierzu die ersten Eckpunkte sowie eine Verordnungsermächtigung. Die erforderliche Verordnung zur Umsetzung soll Mitte 2017 erlassen werden. Der Beginn der Ausschreibungen ist für den Winter 2017/18 geplant. Die Auktionen werden für ausländische Betreiber in einem Umfang von 5 % geöffnet. Die Privilegierung der energieintensiven Industrie bei der KWKG-Umlage soll wie in der „Besonderen Ausgleichsregelung“ im EEG 2017 ausgestaltet werden: Wer über einen Begrenzungsbescheid auf Grundlage des EEG verfügt, wird auch nach dem KWKG entlastet.

Im EEG bleibt der Eigenverbrauch bei Bestandsanlagen vollständig von der EEG-Umlage befreit. Nach einer substanziellen Modernisierung sollen Bestandsanlagen dauerhaft um mindestens 80 % entlastet werden, also grundsätzlich höchstens 20 % der EEG-Umlage leisten. Für Neuanlagen gibt es laut Ministerium gegenüber dem EEG 2014 keine Änderungen: Die Eigenversorgung soll bei Neuanlagen grundsätzlich mit der vollen EEG-Umlage belastet werden und sich bei neuen Erneuerbare-Energien- und hocheffizienten KWK-Anlagen auf 40 % der EEG-Umlage reduzieren.

### **Strompreise**

Mehr als die Hälfte (54,0 %) des Strompreises entfielen 2016 auf Steuern, Abgaben und Umlagen. Das ist mit Abstand der größte Kostenblock beim Strompreis für Haushalte, wie die aktuelle Strompreisanalyse zeigt. Der von den Energieversorgern beeinflussbare Anteil am Strompreis (Strombeschaffung und Vertrieb) betrug im Berichtsjahr weniger als 22,0 % und wird 2017 voraussichtlich weiter sinken. Neben Steuern und Abgaben sowie Kosten für Beschaffung und Vertrieb sind die Netzentgelte der dritte Bestandteil des Strompreises für Haushalte. Sie lagen 2016 bei durchschnittlich 24,0 %. Auch hier ist 2017 aufgrund des erforderlichen Aus- und Umbaus der Stromnetze mit einer Steigerung zu rechnen.

## **B.2 Geschäftsverlauf**

Der Geschäftsverlauf der N-ERGIE spiegelt die nach wie vor angespannte Situation der Energiebranche, aber auch die Ergebnisse zahlreicher eingeleiteter operativer, finanzieller und strategischer Maßnahmen wider.

### **Erzeugung und Gewinnung**

Mit dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes wurden unter anderen grundsätzliche Regelungen für den Redispatcheinsatz und die Netz- und Kapazitätsreserve von Kraftwerken geschaffen. Dennoch ist die Situation beim Betrieb konventioneller Kraftwerke weiterhin unbefriedigend. Dem Antrag der Gesellschafter der Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH (GKI) auf vorübergehende Stilllegung des Kraftwerks wurde nicht

stattgegeben. Seit dem 1. April 2016 erfolgt der Betrieb des Kraftwerks nach den Regularien des Strommarktgesetzes ausschließlich unter der Regie des Übertragungsnetzbetreibers. Die hierfür an die Gesellschaft zu leistende Vergütung reicht aber nicht aus, um sämtliche Kosten des Kraftwerks zu decken. Für die N-ERGIE als Gesellschafter selbst steht das Kraftwerk mindestens für die Zeitdauer der vorläufigen Stilllegungsanzeige aufgrund des gesetzlichen Marktrückkehrverbots nicht zur Verfügung. In der Folge waren zur Sicherstellung der Solvenz der GKI von den Gesellschaftern weitere Einlagen zu leisten und der Buchwert der GKI bei der N-ERGIE aber weiterhin mit Null T€ zu bewerten. Daneben erhöhten sich die laufenden Verluste aufgrund des auslaufenden Redispatchvertrags und der ungelösten Anschlussregelung.

### **Bereitstellung der Infrastruktur zur Lieferung (Netze)**

Aus regulatorischer Sicht gilt sowohl für das Gas- als auch das Stromnetz die Festlegung für die zweite Regulierungsperiode, die in Kürze ausläuft.

### **Geschäftsverlauf Stromnetz**

Die Erlöse in der zweiten Regulierungsperiode werden trotz der bestehenden Unsicherheiten aus dem Erweiterungsfaktor oder anstehenden Investitionsmaßnahmen tendenziell leicht steigend verlaufen. Abweichungen zwischen den genehmigten und tatsächlichen vereinnahmten Erlösen, insbesondere aufgrund der höheren Abnahmemenge, sind zukünftig über das Regulierungskonto auszugleichen, führten aber 2016 zu einer deutlichen Verbesserung des Ergebnisses. Auf Basis der ARegV Novelle war 2016 das letzte Jahr, das mit weiteren vergangenen Jahren nach alter Regulierungskontosystematik abgerechnet wurde. Für die folgenden Jahre wird es einen zeitlich verkürzten Abgleich je Jahresscheibe geben.

Die Zahl der Anfragen für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen war 2016 im Vergleich zum Vorjahr stabil. Insgesamt gingen im Geschäftsjahr etwa 1.850 Anfragen für den Neubau und die Erweiterung von EEG-Anlagen ein. Im Wesentlichen führte die Regelung, auch für den eigengenutzten Strom aus EEG-Anlagen eine EEG-Umlage zu erheben, zu einer Verringerung des Neubaus von Anlagen. Die von der EEG-Umlage befreiten Kleinanlagen hatten einen Anteil von 80 %. Insgesamt waren im Netz der Main-Donau Netzgesellschaft zum Stichtag rund 48.390 Anlagen angeschlossen.

2016 verlängerte die N-ERGIE die Konzessionsverträge für das Stromnetz der Gemeinden Herrieden, Hilpoltstein, in Ortsteilen von Rothenburg und Geimersheim, mit dem Zweckverband Gewerbepark Gollhofen/Ippesheim und weiteren Gemeinden über die Überlandwerk Schäfersheim GmbH & Co. KG.

### **Geschäftsverlauf Gasnetz**

Die Erlöse in der zweiten Regulierungsperiode Gas werden trotz der bestehenden Unsicherheiten aus dem Erweiterungsfaktor tendenziell leicht steigend verlaufen. Abweichungen zwischen den genehmigten und tatsächlichen vereinnahmten Erlösen, insbesondere aufgrund der höheren Abnahmemenge, führten 2016 zu einer deutlichen Verbesserung des Ergebnisses. Analog zum Strom war 2016 das letzte Jahr, das mit weiteren vergangenen Jahren nach alter Regulierungskontosystematik in der dritten Regulierungsperiode abgewickelt wurde.

Die Erhöhung der Netzentgelte im Vergleich zum Vorjahr basierte 2016 insbesondere auf den gestiegenen vorgelagerten Netzentgelten der Open Grid Europe um rund 12 %. Die Netzentgelte für Standardlastprofilkunden stiegen dadurch je nach Abnah-

meverhalten zwischen 1 % und 3 %. Bei Kunden mit registrierender Lastgangmessung führte dieser Anstieg zu einer Änderung in den Netzentgelten zwischen –1 % und +4 %.

Im Gasnetz konnten die Verträge für Pollenfeld, Wolframs-Eschenbach, Schnelldorf sowie das Umland von Rothenburg verlängert werden. Mit dem Zweckverband Industrie und Gewerbepark Rothenburg wurden neue Vereinbarungen geschlossen.

### **Markt**

Die Märkte der Energiewirtschaft sind geprägt von einer hohen Anzahl untereinander agierender Marktakteure, veränderter Energieproduktion und -nachfrage sowie einer fortschreitenden Digitalisierung und sich dadurch verändernden Marktprozessen. Für eine effiziente und kostengünstige Abwicklung von Geschäften entstehen dadurch neue Herausforderungen im Vertrieb. Der zukünftige Erfolg im Energievertrieb ist abhängig von der Fähigkeit, möglichst schnell auf die veränderten Marktbedingungen zu reagieren und die richtigen Lösungen für die individuellen Bedürfnisse der Kunden zu haben.

Die N-ERGIE hat durch ihre langjährige, starke Verankerung in der Region einen großen Vorteil gegenüber neu auftretenden Wettbewerbern. Neben der Sicherung der aktuellen Marktanteile im Grundversorgungsgebiet durch Kundenbindungsstrategien trägt auch der erfolgreich etablierte und standardisierte Kundenrückgewinnungsprozess zum Erhalt des Kundenstamms bei. Darüber hinaus werden Kunden in neu gewonnen Konzessionsgebieten akquiriert. Auch der direkte Kontakt zu den Kunden sowie die Serviceorientierung sind wichtige Erfolgsfaktoren – dazu hat die N-ERGIE

beispielsweise einen Bürgerdialog sowie die Energieberatung etabliert und ein spezielles Serviceteam einschließlich Hotline für die Kundengruppe der Vermieter mit ihren spezifischen Bedürfnissen eingerichtet.

Mitte 2016 wurde das Produkt „N-ERGIE Solarstrom“ durch die Option ergänzt, einen Stromspeicher zusätzlich zu einer neuen Solaranlage zu mieten oder zu kaufen. Der Kunde gewinnt damit mehr Unabhängigkeit und trägt gleichzeitig zum Erfolg der Energiewende sowie zur dezentralen, zellularen Energieversorgung bei.

Zusätzlich hat der N-ERGIE Solarstrom-Kunde mit dem neu entwickelten Produkt „PURNATUR SOLAR“ die Möglichkeit, seinen verbleibenden Reststrombedarf besonders umweltbewusst zu decken.

Im letzten Quartal 2016 wurde mit dem neuen Produkt „HEIZUNG KOMFORT“ die Angebotspalette erweitert. Für die Kunden fallen dabei keine Anschaffungskosten an – sie erhalten für einen monatlichen fixen Grundpreis die Heizung ihrer Wahl. Neben Erdgasheizungen umfasst das Angebot auch Wärmepumpen, Heizöl-/Flüssiggasheizungen sowie Hybridheizungen. Im Rahmen eines „Rundum-sorglos-Pakets“ kümmert sich die N-ERGIE als Eigentümerin der Heizung um Wartung, Instandsetzung, Ersatzteile oder den Schornsteinfeger. Für die Energielieferung ist bei „HEIZUNG KOMFORT“ der Kunde zuständig und bleibt dadurch vollständig flexibel.

Rund 90 % der Nürnberger Fernwärme stammten aus dem Heizkraftwerk Sandreuth. Mit einem Wirkungsgrad von über 85 % zählt es zu den effizientesten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Deutschland. Der zertifizierte und bestmögliche Primärenergie-

faktor von 0,0 sichert die optimale Nutzung des Brennstoffs. Diese exzellente Energieeffizienz kommt Fernwärmekunden beim Neubau oder der Altbausanierung entgegen, wenn es die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) zu erfüllen gilt.

Zu Beginn der Heizsaison senkte die N-ERGIE aufgrund gesunkener Erzeugungskosten die Preise zum 1. Oktober 2016 verbrauchsabhängig um rund 8,5 %.

Für die regionalen und überregionalen Geschäftskunden der N-ERGIE ist der Firmenkundenvertrieb ein verlässlicher und kompetenter Partner. Gewerbekunden, auch mittelständische Unternehmen und Vertreter der Wohnungswirtschaft, profitieren von maßgeschneiderten Strom- und Erdgaslieferungen. Regionale Unternehmen können mit der Auswahl ihres Stromprodukts die regionale Wertschöpfung stärken und gleichzeitig zur Energiewende beitragen.

Mit „STROM REGIONAL“ bietet die N-ERGIE erstmals ein Produkt an, bei dem der Strom zu 100 % aus nordbayerischen Energieerzeugungsanlagen stammt. Das Angebot richtet sich an Gewerbekunden mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 Kilowattstunden im Jahr. Die Regionalität wurde durch den TÜV Rheinland geprüft.

Die Produkte „STROM SMART“ und „ERDGAS SMART“ bewegten sich weiter auf wettbewerbsfähigem Niveau. 2016 hielt die N-ERGIE ihre Strompreise für Privatkunden stabil. Die Erdgaspreise wurden zum 1. August 2016 um 0,81 Cent pro Kilowattstunde brutto gesenkt. Diese niedrigeren Preise werden von der N-ERGIE bis mindestens zum 31. Dezember 2017 garantiert.

### **Beteiligungsportfolio**

Für einige Tochterunternehmen wurde die Anpassung der Firmierung an die Konzern-Firma beschlossen:

- ▶ impleaPlus Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg, in N-ERGIE Immobilien GmbH; die Eintragung in das Handelsregister erfolgte am 20. Dezember 2016,
- ▶ CentraPlus Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg, in N-ERGIE Kundenservice GmbH; die Eintragung in das Handelsregister erfolgte am 7. Dezember 2016,
- ▶ itecPlus Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg, in N-ERGIE IT GmbH; die Eintragung in das Handelsregister erfolgte am 6. Dezember 2016.

## **B.3 Umwelt**

Seit vielen Jahrzehnten steht die N-ERGIE für eine sichere und verlässliche Energieversorgung, für nachhaltige energiewirtschaftliche Lösungen, für Umwelt- und Gewässerschutz sowie für eine Vielzahl attraktiver Arbeitsplätze. Nachhaltigkeit ist ein Kernbestandteil der Unternehmensphilosophie.

Durch den Ausbau der Strom- und Wärmeerzeugung mittels regenerativer Energien wird die Reduktion von Schadstoffemissionen weiter vorangetrieben. Zusätzlich führt die N-ERGIE zusammen mit der Stadt Nürnberg bereits seit vielen Jahren das CO<sub>2</sub>-Minimierungsprogramm durch und legt beim Wasser- und Gewässerschutz besonderes Augenmerk auf vorbeugende Maßnahmen anstelle von Aufbereitung. Auch Elektromobilität ist ein Thema, das einen hohen Stellenwert bei der N-ERGIE einnimmt.

## B.4 Personal

Im Jahr 2016 beschäftigte der N-ERGIE Konzern durchschnittlich 2.439 Mitarbeiter (Vorjahr 2.424) und 165 Auszubildende (Vorjahr 162). Davon wurden 1.420 Mitarbeiter (Vorjahr 1.434) über Personalüberlassungsverträge bei Tochterunternehmen eingesetzt.

Die Herausforderungen des demografischen Wandels werden immer spürbarer. Bis 2030 geht ein relevanter Teil der Mitarbeiter in den Ruhestand. Um dem entgegenzuwirken, wurde mit dem Betriebsrat das Projekt „Zukunft. Zeit. Zusammenarbeit“ ins Leben gerufen. Neben der Erhöhung der Auszubildendenzahlen sichern neue Ideen zur Ansprache und Bindung relevanter Zielgruppen, eine strukturierte Planung sowie Instrumente zum Wissenstransfer den zukünftigen Personalbedarf im Unternehmen. Die Finanzierung wird zu großen Teilen durch befristete freiwillige Arbeitszeitreduzierungen von Mitarbeitern getragen. Daneben stärkt die N-ERGIE die Möglichkeit, zeitlich und räumlich flexibel zu arbeiten, um attraktiv und fit für die Zukunft zu sein. Für den Demografiepakt erhielt der Betriebsrat 2016 den Deutschen Betriebsräte Preis in Bronze.

Das Betriebliche Gesundheitsmanagement (BGM) der N-ERGIE platzierte sich beim Audit zum Corporate Health Award unter den Top 3 der Kategorie „Energiewirtschaft“ und wird somit in den Exzellenz-Bereich eingestuft.

Für den Tarifvertrag der Versorgungsbetriebe (TV-V) haben sich die Tarifparteien auf eine Gehaltssteigerung um 2,4 % ab 1. März 2016 sowie weitere 2,35 % ab dem

1. Februar 2017 bei einer Laufzeit von 24 Monaten geeinigt. Dadurch erhöhten sich die Entgelte um rund 2,4 Mio. € im Jahr 2016. Dieser Mehraufwand beinhaltet auch die vereinbarte Anpassung der Ausbildungsvergütungen.

Im Juni 2016 wurde bei der N-ERGIE eine Mitarbeiterbefragung mit dem Anbieter Great Place to Work zur Messung der Demografiefestigkeit und Gefährdungsbeurteilung psychischer Belastungen durchgeführt. Mit dieser umfassenden Analyse werden die gesetzlichen Anforderungen einer Gefährdungsbeurteilung erfüllt. In der Gesamtwahrnehmung der Attraktivität wird die N-ERGIE entsprechend dem Branchenbenchmark als guter Arbeitgeber beurteilt. Hinsichtlich der „Persönlichen Gesundheit“ der Mitarbeiter schneidet die N-ERGIE besser ab als der Durchschnitt deutscher Unternehmen. Verbesserungspotenziale zur Reduzierung einzelner Belastungsfaktoren werden im Folgeprozess identifiziert und ausgeschöpft.

### **Unternehmensklärung**

In Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung gemäß § 289a Abs. 4 HGB gibt die N-ERGIE nachfolgende Erklärung zur Unternehmensführung ab:

Der Aufsichtsrat hat für den Frauenanteil in dem Gremium eine Zielgröße von 25,0 % und für den Vorstand ebenfalls eine Quote von 25,0 % festgelegt. Als Frist zur Erreichung dieser Anteile wurde jeweils der 30. Juni 2017 bestimmt.

Für den Frauenanteil in den ersten beiden Führungsebenen (Bereichsleiter- und Abteilungsleiter Ebene) legte der Vorstand entsprechend den Vorgaben des Gesetzes für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der

Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst mit Beschluss vom 10. August 2015 individuelle Zielgrößen fest. Dabei wurde berücksichtigt, dass es bis zum Stichtag 30. Juni 2017 keinen vorhersehbaren Personalbedarf bzw. -wechsel in der ersten und zweiten Führungsebene gibt. Für diese erste Stufe wurde daher der Status Quo bestätigt. In der ersten Führungsebene lag der Frauenanteil zum Stichtag 20. Juli 2015 bei 10,53 % und in der zweiten Führungsebene bei 22,54 %. In einer zweiten Stufe wird ein Anstieg des Anteils von Frauen in Führungsfunktionen angestrebt.

## B.5 Wesentliche vollkonsolidierte Tochterunternehmen

Die Geschäftstätigkeit der **MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH (Main-Donau Netzgesellschaft)** beinhaltet das Planen, Bauen, Betreiben, Unterhalten und Instandhalten von Netzen der Elektrizitäts-, Gas-, Wasser- und Fernwärmeversorgung sowie der dazu gehörenden Datenübertragungssysteme. Durch die bestehenden Vertragsbeziehungen und Leistungsvereinbarungen wird die effiziente Bewirtschaftung der gepachteten und betriebsgeführten sowie eigenen Netze gewährleistet.

2016 sind die Netzentgelte gegenüber dem Vorjahr in den unteren Spannungsebenen leicht gefallen und in den höheren Spannungsebenen leicht angestiegen. Erlös erhöhend wirkte sich die Kostenwälzung durch die vorgelagerten Netze aus. Dagegen verursachte die verstärkte Einspeisung in den unteren Spannungsebenen eine Reduzierung der spezifischen Kosten und damit der Netzentgelte. Dies führte zu einer Änderung der Netzentgelte um circa 0,2 % bei Standardlastprofilkunden und um rund

-5,3 % bis +8,4 % bei Kunden mit registrierender Lastgangmessung. Das Anlagevermögen lag bei 59.941 T€ (Vorjahr 55.763 T€).

2016 betragen die Umsatzerlöse der Main-Donau Netzgesellschaft (konzernintern und -extern) 1.189.270 T€ (Vorjahr 1.198.546 T€). Diesen standen Aufwendungen aus der Geschäftstätigkeit von insgesamt 1.187.354 T€ (Vorjahr 1.189.454 T€) gegenüber. In Summe ergab sich bei der Main-Donau Netzgesellschaft ein Jahresergebnis von 3.954 T€ (Vorjahr 12.403 T€). Das Ergebnis wurde aufgrund des bestehenden Ergebnisabführungsvertrags an die Gesellschafterin N-ERGIE abgeführt.

Bei der Main-Donau Netzgesellschaft waren am 31. Dezember 2016 insgesamt 350 Mitarbeiter (Vorjahr 360) beschäftigt.

Das Leistungsspektrum der **N-ERGIE Service Gesellschaft mit beschränkter Haftung (N-ERGIE Service)** umfasst den Bau, die Planung, die Instandsetzung, den Betrieb und die Dokumentation des Netzes sowie die damit zusammenhängenden Logistikleistungen für die Sparten Strom, Gas, Wasser, Wärme, Straßenbeleuchtung und Telekommunikation. Hauptauftraggeber ist die Main-Donau Netzgesellschaft mit ihren gepachteten bzw. betriebsgeführten Netzen.

Die Umsatzerlöse lagen im Jahr 2016 bei 134.793 T€ (Vorjahr 140.505 T€). Die Aufwendungen aus der Geschäftstätigkeit beliefen sich auf 132.637 T€ (Vorjahr 141.064 T€). Das Jahresergebnis von 2.259 T€ (Vorjahr 849 T€) wurde aufgrund des Ergebnisabführungsvertrags an die N-ERGIE abgeführt. Das Anlagevermögen lag bei 2.394 T€ (Vorjahr 2.454 T€).

Die N-ERGIE Service hat mit der N-ERGIE einen Personalüberlassungsvertrag abgeschlossen. Auf Basis dieses Vertrags arbeiteten am 31. Dezember 2016 insgesamt 645 Mitarbeiter (Vorjahr 655) bei der N-ERGIE Service.

Die **Überlandwerk Schäfersheim GmbH & Co. KG (ÜWS)** ist ein eigenständiges Versorgungsunternehmen im N-ERGIE Konzern. Das Grundversorgungsgebiet erstreckt sich über Teile des Landkreises Würzburg (Bayern) und des Main-Tauber-Kreises (Baden-Württemberg).

2016 betrug der Absatz von Strom 71,8 Mio. kWh (Vorjahr 68,4 Mio. kWh); der Erdgasabsatz lag bei 31,4 Mio. kWh (Vorjahr 28,2 Mio. kWh). Die Erlöse aus Energielieferungen sowie Nebenerlöse steigerten sich auf 19.685 T€ (Vorjahr 18.528 T€). Diesen standen Aufwendungen aus der Geschäftstätigkeit von insgesamt 17.400 T€ (Vorjahr 16.264 T€) gegenüber. Insgesamt erwirtschaftete die ÜWS einen Jahresüberschuss von 2.293 T€ (Vorjahr 2.474 T€).

Bei der ÜWS arbeiteten am 31. Dezember 2016 wie im Vorjahr auf Basis eines Personalüberlassungsvertrags mit der N-ERGIE 13 (Vorjahr 14) Mitarbeiter.

Die **N-ERGIE Kundenservice GmbH** erstellt als Dienstleister die Medien-, Nutzungs- und Einspeiseabrechnungen für die Kunden der N-ERGIE und der MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH. Die Tätigkeiten Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen von der Annahmeprüfung der Zähler in der eigenen Prüfstelle über die Bewirtschaftung des Zählerparks bis zur Messwerterfassung und -weitergabe runden das Angebotsspektrum ab.

Im Jahr 2016 betragen die Umsatzerlöse 54.551 T€ (Vorjahr 52.033 T€). Unter Berücksichtigung des Materialaufwands von 48.547 T€ (Vorjahr 47.183 T€) sowie übriger betrieblicher Erträge und Aufwendungen konnte ein Jahresergebnis von 2.468 T€ (Vorjahr 1.974 T€) erwirtschaftet werden, das aufgrund des Ergebnisabführungsvertrags an die N-ERGIE abzuführen war.

Bei der N-ERGIE Kundenservice GmbH arbeiteten am 31. Dezember 2016 auf Basis eines Personalüberlassungsvertrags mit der N-ERGIE 302 Mitarbeiter (Vorjahr 308).

Das Leistungsspektrum der **N-ERGIE Kraftwerke GmbH** umfasst die Betriebsführung, Instandhaltung und Planung für Energie- und Wärmeerzeugungsanlagen sowie die Erzeugung und Lieferung von Energie. Hierfür wurden von der N-ERGIE das Heizkraftwerk (HKW) Sandreuth mit der Gas- und Dampf-Anlage (GuD-Anlage), die Heizwerke in Langwasser, Maxfeld, Muggenhof und Klingenhof sowie die Prozessdampfanlage im Klinikum Nord gepachtet.

Die Geschäftsentwicklung im Jahr 2016 war im Wesentlichen Einflüssen von außen unterworfen und zeigte sich im Jahresverlauf entsprechend schwankend. Der weitere Zubau von erneuerbaren Energien und die Stromproduktion über Kohlekraftwerke wirkten sich im Geschäftsjahr stark auf die Volatilität des Strommarkts (u. a. Spreads Base/Peak) aus.

Die Umsatzerlöse der N-ERGIE Kraftwerke GmbH betragen 2016 insgesamt 116.850 T€ (Vorjahr 120.870 T€). Der Materialaufwand verminderte sich auf 106.248 T€ (Vorjahr 112.151 T€). Das Geschäftsjahr 2016 wurde mit einem Jahres-

ergebnis von 9.284 T€ (Vorjahr 7.374 T€) abgeschlossen, das aufgrund des Ergebnisabführungsvertrags an die N-ERGIE abzuführen war.

Bei der N-ERGIE Kraftwerke GmbH arbeiteten am 31. Dezember 2016 auf Basis eines Personalüberlassungsvertrags mit der N-ERGIE insgesamt 127 Mitarbeiter (Vorjahr 125).

Die Geschäftstätigkeit der **N-ERGIE Immobilien GmbH** beinhaltet das Facility Management als Dienstleister im StWN-Konzern. Das Aufgabenumfeld umfasst sowohl das Asset Management als auch den Asset Service für Gewerbeimmobilien.

Die Umsatzerlöse der N-ERGIE Immobilien GmbH betragen 2016 insgesamt 29.314 T€ (Vorjahr 28.776 T€). Diesen standen Aufwendungen aus der Geschäftstätigkeit von insgesamt 28.351 T€ (Vorjahr 27.765 T€) gegenüber. Unter Berücksichtigung der Ausgleichszahlung an den außenstehenden Anteilseigner wbg Nürnberg GmbH Immobilienunternehmen in Höhe von 153 T€ (Vorjahr 336 T€) wurde das Geschäftsjahr 2016 mit einem Ergebnis von 728 T€ (Vorjahr 1.438 T€) abgeschlossen, das aufgrund des Ergebnisabführungsvertrags an den Organträger N-ERGIE abgeführt wurde.

Bei der N-ERGIE Immobilien GmbH arbeiteten am 31. Dezember 2016 auf Basis eines Personalüberlassungsvertrags mit der N-ERGIE 143 Mitarbeiter (Vorjahr 141).

Die **N-ERGIE IT GmbH** erbringt Leistungen von der Planung bis zur Bereitstellung und Betriebsführung von Informations- und Telekommunikationssystemen und Netzen.

Das Produktportfolio wird mit der Planung, Bereitstellung und Betreuung der Anwendungssysteme inklusive des konzernweiten Softwarelizenzmanagements abgerundet.

Die Umsatzerlöse betragen 2016 insgesamt 36.012 T€ (Vorjahr 34.628 T€). Die Aufwendungen aus der Geschäftstätigkeit lagen bei 34.339 T€ (Vorjahr 34.211 T€). Die Gesellschaft schloss das Geschäftsjahr mit einem Jahresergebnis von 1.715 T€ (Vorjahr 427 T€) ab. Das Ergebnis wurde aufgrund des bestehenden Ergebnisabführungsvertrags an die Gesellschafterin N-ERGIE abgeführt. Zum 31. Dezember 2016 betrug das Anlagevermögen 9.190 T€ (Vorjahr 11.551 T€).

Bei der N-ERGIE IT GmbH arbeiteten am 31. Dezember 2016 auf Basis eines Personalüberlassungsvertrags mit der N-ERGIE insgesamt 147 Mitarbeiter (Vorjahr 149).

Gegenstand des Unternehmens der **N-ERGIE Regenerativ GmbH** sind alle Aktivitäten mit Bezug zu regenerativen Energien (Ausnahme Biomasse) einschließlich Projektierung, Entwicklung, Planung, Bau und Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von regenerativen Energien sowie der Erwerb von entsprechenden Anlagen und die Beteiligung an entsprechenden Gesellschaften; ferner die Erzeugung und Vermarktung von Energie sowie Produkten und Dienstleistungen mit Bezug hierzu. Außerdem gehören die Einspeisung der erzeugten Energie und alle weiteren artverwandten Aktivitäten auf dem Energiesektor zum Leistungsspektrum.

Die N-ERGIE Regenerativ GmbH engagierte sich wie in den Vorjahren im Bereich der erneuerbaren Energien. Das Erzeugungsportfolio der Gesellschaft wurde über

ihre Beteiligungen weiter moderat ausgebaut. Sie verfügt nun über eine Gesamterzeugungsleistung (installierte Leistung) aus erneuerbaren Energien von 70.431 kW (Vorjahr 68.511 kW). Als Folge der Unsicherheiten beim Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere im Bereich der Windkraft, ließ die Dynamik gegenüber den Vorjahren deutlich nach. Auch das neu eingeführte Ausschreibungsverfahren bei der Photovoltaik erschwerte ein wirtschaftliches Engagement.

Die Umsatzerlöse, sonstigen betrieblichen Erträge, Erträge aus Beteiligungen und sonstigen Zinsen sowie ähnliche Erträge betragen 2016 insgesamt 1.664 T€ (Vorjahr 1.446 T€). Die Finanzanlagen umfassten 36.505 T€ (Vorjahr 38.726 T€). Die Gesellschaft schloss das Geschäftsjahr mit einem Jahresfehlbetrag von 2.166 T€ (Vorjahr Jahresüberschuss 278 T€) ab.

Gegenstand der **N-ERGIE Effizienz GmbH** ist die Erbringung und Vermarktung von energienahen Dienstleistungen. Insbesondere stehen die Bereiche Contracting, Energieeffizienz und Energiemanagement im Fokus.

Die Umsatzerlöse betragen 2016 insgesamt 6.153 T€ (Vorjahr 6.210 T€). Die Gesellschaft schloss das Geschäftsjahr mit einem negativen Jahresergebnis von 1.999 T€ (Vorjahr Jahresfehlbetrag von 1.741 T€) ab. Aufgrund der Verlustübernahmeerklärung vom 12. Dezember 2016 wurde der Verlustvortrag von der N-ERGIE ausgeglichen.

Bei der N-ERGIE Effizienz GmbH arbeiteten am 31. Dezember 2016 auf Basis eines Personalüberlassungsvertrags mit der N-ERGIE wie im Vorjahr 43 Mitarbeiter.

Die Geschäftstätigkeit der **N-ERGIE Sonne und Wind GmbH & Co. KG** beinhaltet die Errichtung und den Betrieb von regenerativen Energieerzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen, die Erzeugung und Vermarktung von Energie sowie die Einspeisung der erzeugten Energie.

Die N-ERGIE Sonne und Wind GmbH & Co. KG als Tochtergesellschaft der N-ERGIE Regenerativ GmbH verfügt über eine Gesamterzeugungsleistung (installierte Leistung) aus erneuerbaren Energien von 33.448.324 kWp. Im Jahr 2016 wurden 36.507.657 kWh Strom erzeugt.

Die Umsatzerlöse aus Stromeinspeisung betragen im Geschäftsjahr insgesamt 5.737 T€ (Vorjahr 6.152 T€). Diesen standen Aufwendungen aus der Geschäftstätigkeit von insgesamt 5.401 T€ (Vorjahr 5.603 T€) gegenüber. Der Jahresüberschuss belief sich auf 291 T€ (Vorjahr 701 T€). Das Anlagevermögen lag bei 42.755 T€ (Vorjahr 45.611 T€).

## B.6 Lage

Die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des N-ERGIE Konzerns zeigte sich nach wie vor stabil.

### Ertragslage

	2016	2015	Veränderung	
	T€	T€	T€	%
Umsatzerlöse	2.823.259	2.884.496	-61.237	-2,1
Sonstige Erträge	81.680	129.277	-47.597	-36,8
Materialaufwand	-2.412.941	-2.494.158	81.217	-3,3
Personalaufwand	-189.214	-206.806	17.592	-8,5
Abschreibungen	-83.699	-91.519	7.820	-8,5
Sonstige Aufwendungen	-99.731	-108.643	8.912	-8,2
Finanzergebnis	10.532	-384	10.916	>100,0
<b>Ergebnis der Geschäftstätigkeit</b>	<b>129.886</b>	<b>112.263</b>	<b>17.623</b>	<b>15,7</b>

Das Ergebnis der Geschäftstätigkeit des Geschäftsjahres 2016 lag mit 17.623 T€ bzw. 15,7 % deutlich über dem Vorjahreswert und damit über den Erwartungen. Nach-

folgend werden die wesentlichen Einflüsse bzw. Entwicklungen auf das Ergebnis dargestellt:

Die Umsatzerlöse wurden entsprechend der Neudefinition des § 277 Abs. 1 HGB in der Fassung des Bilanzrichtlinie-Umsetzungsgesetz (BilRUG) erfasst. Die Vorjahreswerte wurden nicht angepasst.

Die **Erlöse aus Stromlieferungen** (ohne Stromsteuer) inklusive der Nebenerlöse summierten sich auf 2.105.975 T€ (Vorjahr 2.185.583 T€). Die Verkaufserlöse verminderten sich dabei um 36.624 T€ oder 3,0 % und entwickelten sich unterproportional im Verhältnis zum Absatz. Ursache war vor allem der preisbedingte Rückgang der Verkaufserlöse aufgrund der Weitergabe der einerseits deutlich gesunkenen Bezugskosten, denen andererseits gestiegene Netznutzungskosten gegenüberstanden. Rückläufig waren außerdem die Handelsaktivitäten mit der Syneco und der Stromverkauf aus der Vermarktung des GKI Irsching.

Vom Stromumsatz entfielen 54,5 % (Vorjahr 55,3 %) auf Key-Account-Kunden und 45,5 % (Vorjahr 44,7 %) auf Privat- und Firmenkunden.

Der Stromabsatz der N-ERGIE erhöhte sich um 4,0 % auf 14.562,1 Mio. kWh, insbesondere durch Mengenzuwächse im Key-Account-Segment. Die Gewinnung von Neukunden sowie Absatzsteigerungen bei den Bestandskunden konnten den Absatzrückgang bei den Privatkunden kompensieren. Die Key-Account-Kunden stellten mit 79,5 % (Vorjahr 78,8 %) weiterhin die absatzstärkste Kundengruppe dar.

Die **Umsatzerlöse aus dem Erdgasverkauf** (ohne Energiesteuer; inklusive Nebenerlöse) erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um 1,8 % auf 480.183 T€. Die Verkaufserlöse stiegen dabei um 2,6 %. Der Umsatz im Privatkundenbereich verringerte sich hauptsächlich durch die zum 1. August 2016 wirksame Preisreduzierung um 0,68 ct/kWh. Im Key-Account-Segment war ein Zuwachs der Erlöse aufgrund der Gewinnung von Neukunden und deutlichen Absatzsteigerungen bei Bestandskunden zu verzeichnen. Die Erlöse im Key-Account- und Firmenkundenbereich entwickelten sich infolge der Weitergabe von gesunkenen Bezugskosten unterproportional zum Absatz. Key-Account-Kunden trugen 66,4 % (Vorjahr 63,7 %) und Privat- und Firmenkunden 33,6 % (Vorjahr 36,3 %) zum Erdgasumsatz bei.

Im Erdgasgeschäft erhöhte sich die Gesamtabgabe um 16,4 % auf 14.858,1 Mio. kWh. Ursachen waren vor allem der Mengenzuwachs durch Gewinnung von Neukunden. Mit einem Anteil von 79,3 % (Vorjahr 76,1 %) stellten die Key-Account-Kunden die größte Kundengruppe dar.

Die Umsatzerlöse (inklusive Nebenerlöse) im Bereich der **Fernwärme** verminderten sich insgesamt um 7,1 % auf 89.714 T€ zum Vorjahr. Der Absatz von Fernwärme stieg vor allem wegen der höheren Gradtagszahl im Vergleich zu 2015 und der Gewinnung von Neukunden um 6,8 % auf 1.127,5 Mio. kWh. Der Umsatz entwickelte sich aufgrund der Senkung des Arbeitspreises zum 1. Oktober 2016 unterproportional zur Absatzmenge.

Aus dem **Wasserverkauf** konnten Erlöse (inklusive Nebenerlöse) von 61.748 T€ realisiert werden. Das entspricht einem Rückgang von 3,7 %. Der Absatz von **Wasser**

verringerte sich vor allem witterungsbedingt um 1,7 %. Insgesamt wurden 32,3 Mio. m<sup>3</sup> Wasser abgegeben, wobei auf Privat- und Firmenkunden 88,8 % (Vorjahr 88,7 %) sowie auf Key-Account-Kunden 11,2 % (Vorjahr 11,3 %) entfielen.

Die **sonstigen Umsatzerlöse** erhöhten sich im Wesentlichen aufgrund der Verschiebung von Erlösen aus den sonstigen betrieblichen Erträgen als Folge der Umsetzung des BilRUG um 19.316 T€.

Spiegelbildlich zu den sonstigen Umsatzerlösen nahmen die **sonstigen betrieblichen Erträge** ab. Die Erträge aus Nebengeschäften sowie Mieterträge wurden aufgrund der Umsetzung von BilRUG in die Umsatzerlöse umgegliedert. Zudem verminderten sich die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen.

Wesentliche Gründe für den Rückgang des **Materialaufwands** waren die geringeren Aufwendungen für den Strombezug und die Einsatzstoffe der Wärmeerzeugung. Dagegen erhöhten sich vor allem mengenbedingt die Bezugskosten für Erdgas und die Netznutzungsentgelte. Einen dominierenden Anteil von 81,4 % (Vorjahr 82,7 %) am gesamten Materialaufwand hatte erneut der Aufwand für den Strom- und Erdgasbezug. Der Strombedarf wurde überwiegend durch den Bezug von der Syneco Trading GmbH sowie durch die Eigenerzeugung aus der GuD-Anlage gedeckt, wobei vermehrt andere Anbieter einbezogen wurden. Bei der Gasbeschaffung wurden mehrere Anbieter berücksichtigt.

Der Rückgang des **Personalaufwands** ist im Wesentlichen auf die Anpassung des Abzinsungssatzes auf den Zehn-Jahres-Durchschnittszins für die Bewertung der

Pensionsrückstellung in Höhe von 27.288 T€ zurückzuführen, während sich gegenläufig die Entgelte aufgrund der Tariferhöhung ab 1. März 2016 um 2,4 % erhöhten.

Die Abnahme der **sonstigen betrieblichen Aufwendungen** resultierte hauptsächlich aus der gesetzlich erforderlichen Umsetzung des BilRUG. Aus dieser Position wurden Aufwendungen für Nebengeschäfte und Vermietungen dem Materialaufwand zugeordnet.

Das **Finanzergebnis** verbesserte sich um 10.916 T€ gegenüber dem Vorjahr, vor allem aufgrund gestiegener Erträge aus Beteiligungen in Höhe von 5.859 T€, geringeren Abschreibungen auf Finanzanlagen von 3.491 T€, verminderter Aufwendungen aus der Aufzinsung von Rückstellungen von 3.910 T€ sowie der um 625 T€ niedrigeren Zinsaufwendungen für Bankdarlehen infolge der laufenden Tilgung von 625 T€.

Die **Steuern vom Einkommen und vom Ertrag** enthielten überwiegend die voraussichtliche Steuerlast auf die Ausgleichszahlung an die Thüga sowie den Steueraufwand aus den Tochterunternehmen ohne Ergebnisabführungsvertrag.

Aufgrund des Organschaftsverhältnisses erhält die Thüga AG als außenstehende Aktionärin eine Ausgleichszahlung in Höhe von 29.612 T€. Unter Berücksichtigung des Steueraufwands waren an den Organträger Städtische Werke Nürnberg Gesellschaft mit beschränkter Haftung (StWN), Nürnberg, 70.218 T€ abzuführen.

Aufgrund der Konzernstruktur sowie der zwischen der N-ERGIE und der Mehrzahl ihrer Tochterunternehmen abgeschlossenen Ergebnisabführungsverträge wird für den

Gesamtkonzern N-ERGIE keine eigenständige Planung erstellt. Zu Steuerungszwecken wird die mittelfristige Wirtschaftsplanung der N-ERGIE auf Einzelabschlussenebene eingesetzt.

### Finanzlage

Die finanzielle Entwicklung des N-ERGIE Konzerns wird in folgender Kapitalflussrechnung gemäß DRS 21 dargestellt:

	2016	2015
	T€	T€
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	176.539	68.812
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-35.447	-63.854
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-125.944	-69.841
Veränderung des Finanzmittelfonds	15.148	-64.883
Konsolidierungskreisbedingte Änderung des Finanzmittelfonds	0	53
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	23.754	88.584
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	<b>38.902</b>	<b>23.754</b>

Der Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit enthält als Ausgangsgröße das Jahresergebnis vor Gewinnabführung und Ausgleichszahlung an die Gesellschafter in Höhe von 122.083 T€. Der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit hat sich gegenüber dem Vorjahr erhöht. Hauptursache war neben dem höheren Perioden-

ergebnis die geringe Zunahme der Rückstellungen sowie die Zunahme insbesondere der sonstigen Verbindlichkeiten. Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit ergibt sich im Wesentlichen aus Investitionen in Sachanlagen von 101.284 T€ (Vorjahr 120.486). Gegenläufig sind in diesem Posten entsprechend DRS 21 die gegenüber dem Vorjahr höheren Dividendeneinzahlungen ausgewiesen. Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit enthielt überwiegend Auszahlungen an die Gesellschafter und die Aufnahme sowie planmäßige Tilgung von Darlehen. 2016 übertraf die Tilgung von Darlehen die Neuaufnahme. Im Finanzmittelfonds sind wie im Vorjahr ausschließlich die flüssigen Mittel enthalten. Eine ausführliche Kapitalflussrechnung als eigenständiger Bestandteil des Konzernabschlusses wurde erstellt.

Für den N-ERGIE Konzern ergaben sich 2016 ein dynamischer Verschuldungsgrad von 2,0 (Vorjahr 2,4) und eine Zinsdeckung von 6,4 (Vorjahr 5,3). Eine Planung dieser Kennzahlen erfolgt nur auf Ebene des Einzelabschlusses.

Liquiditätsengpässe sind für 2017 aufgrund der aktuellen Finanzierungssituation im N-ERGIE Konzern nicht zu erwarten. Es bestehen Kreditlinien von 115.000 T€.

### **Vermögenslage**

In der nachfolgenden Vermögens- und Kapitalstruktur sind der Sonderposten für Investitionszuschüsse und die empfangenen Ertragszuschüsse entsprechend ihrer Eigenschaften zu 90 % den eigenkapitalähnlichen Mitteln zugeordnet. Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr sind im mittel- und langfristigen Fremdkapital ausgewiesen.

Die Vermögens- und Kapitalstruktur zeigte folgende Entwicklung:

	31.12.2016		31.12.2015	
	T€	%	T€	%
<b>Vermögen</b>				
Immaterielle Vermögensgegenstände	7.438	0,3	7.529	0,4
Sachanlagen	1.097.955	51,5	1.092.877	52,0
Finanzanlagen	555.594	26,1	570.185	27,1
Umlaufvermögen (inkl. Rechnungsabgrenzungsposten)	470.301	22,1	430.988	20,5
	<b>2.131.288</b>	<b>100,0</b>	<b>2.101.579</b>	<b>100,0</b>
<b>Kapital</b>				
Eigenkapital	467.527	21,9	445.675	21,2
Eigenkapitalähnliche Mittel	159.793	7,5	160.024	7,6
Mittel- und langfristiges Fremdkapital	930.158	43,7	1.071.595	51,0
Kurzfristiges Fremdkapital	573.810	26,9	424.285	20,2
	<b>2.131.288</b>	<b>100,0</b>	<b>2.101.579</b>	<b>100,0</b>

Die **Bilanzsumme** erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um 29.709 T€ bzw. 1,4 %. Auf der Aktivseite wirkten sich vor allem die gestiegenen flüssigen Mittel sowie die vermehrten Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus, während sich die Finanzanlagen reduzierten. Auf der Passivseite erhöhten sich insbesondere das Eigenkapital sowie die Verbindlichkeiten aus Steuern. Dagegen verminderten sich die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten.

Mit Zustimmung der StWN wurden aus dem Jahresergebnis 26.000 T€ in die Gewinnrücklagen eingestellt. Grund für die Rücklagenbildung ist vor allem der steigende Investitionsbedarf im Zuge der Energiewende insbesondere im Netzbereich, für die Umsetzung der Anforderungen aus dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) und den Umbau des Hauptsitzes der Gesellschaft Am Plärrer in Nürnberg.

Das in den **Finanzanlagen** gehaltene Vermögen besteht neben den Beteiligungen im Wesentlichen aus Anteilen an Wertpapiersondervermögen.

Das **Anlagevermögen** war zu 37,8 % (Vorjahr 36,3 %) durch Eigenkapital einschließlich eigenkapitalähnlicher Mittel bzw. zu 93,8 % (Vorjahr 100,4 %) durch mittel- und langfristig zur Verfügung stehende Mittel gedeckt. Dem kurzfristigen Finanzierungsbereich stand zum 31. Dezember 2016 zu 82,0 % (Vorjahr 101,6 %) kurzfristiges Vermögen gegenüber.

Einschließlich der Einbeziehung eigenkapitalähnlicher Mittel ergab sich eine rechnerische **Eigenkapitalquote** von 29,4 % (Vorjahr 28,8 %).

### **Investitionen und Finanzierung**

Im Konzern wurden im Berichtsjahr 109.320 T€ (Vorjahr 121.255 T€) investiert. Davon entfielen 101.284 T€ (Vorjahr 116.942 T€) auf Sachanlagen, 5.953 T€ (Vorjahr 1.805 T€) auf Finanzanlagen und 2.083 T€ (Vorjahr 2.508 T€) auf immaterielle Vermögensgegenstände. Die Sachinvestitionen konzentrierten sich auf Erneuerungs- und Erweiterungsmaßnahmen für Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugs- sowie Verteilungsanlagen.

Die Finanzierung der Investitionen für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen erfolgte zu 81,0 % (Vorjahr 76,6 %) durch Abschreibungen.

## c Prognose-, Chancen- und Risikobericht

### Prognosebericht

#### **Energiepolitisches und rechtliches Umfeld**

Die Energiewende und die gravierenden Änderungen des Energiemarkts werden weiter voranschreiten. Die Politik diskutiert verschiedene Optionen, das Marktdesign weiterzuentwickeln. Welche davon realisiert werden, vermag heute niemand präzise vorherzusagen.

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende trat am 2. September 2016 in Kraft. Kern ist das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), das sämtliche Aspekte des Rollouts moderner Messeinrichtungen (mM) und intelligenter Messsysteme (iMsys) regelt.

Insbesondere werden im vorliegenden Entwurf des MsbG ein zeitlich gestaffelter Rollout-Pfad für iMsys und der Rollout der mM bis Ende 2032 vorgegeben. Zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben hat die N-ERGIE ein konzernübergreifendes Projekt gestartet. Für das weitere Vorgehen wurde außerdem beschlossen, die Option eines Optout nicht zu ziehen. Entsprechend wird die Main-Donau Netzgesellschaft gründerzuständiger intelligenter Messstellenbetreiber und hat die operative Umsetzung dieser Aufgaben vollständig an die N-ERGIE Kundenservice GmbH übertragen. Die im Gesetz

festgeschriebenen Preisobergrenzen (POGs) werden von der Main-Donau Netzgesellschaft vereinnahmt und zu 100 % an die N-ERGIE Kundenservice GmbH zur Deckung der Aufwände aus der Umsetzung des Rollouts weiterverrechnet. Dies führt zu einer Verlagerung der wirtschaftlichen Risiken des Rollout hin zur N-ERGIE Kundenservice GmbH.

Entgegen den ursprünglichen Planungen, mit dem Rollout in der zweiten Jahreshälfte 2017 zu beginnen, wurde der Start aufgrund vieler offener Punkte (z. B. Verfügbarkeit von mM und iMSys) auf 2018 verschoben.

### **EEG-Novelle beschlossen**

Am 8. Juli 2016 beschlossen Bundestag und Bundesrat die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) mit dem Paradigmenwechsel in der Förderung. Ab 2017 wird die Förderung der erneuerbaren Energien dadurch von festen Vergütungen auf Ausschreibungen umgestellt. Zum einen, um Kosten zu senken, und zum anderen, um mehr Wettbewerb zu ermöglichen. Außerdem sieht das Gesetz ab 2017 jährliche Ausbauziele für Windkraft, Solarenergie und Biomasse vor, die im Rahmen von Ausschreibungen erreicht werden sollen.

### **Erzeugung und Gewinnung**

Das Geschäftsfeld erneuerbare Energien wird aufgrund der bestehenden gesetzgeberischen Unsicherheiten und des wirtschaftlich schwierigeren Umfelds weiter konsolidiert. Es werden lediglich laufende Projekte mit besonders hoher Rentabilität weiterverfolgt. Der Fokus liegt hierbei in der Region und auf Modellen mit regionaler Beteiligung vor allem im Bereich der Photovoltaik, bei der die Teilnahme an den Aus-

schreibungsverfahren über die N-ERGIE Sonne und Wind GmbH & Co. KG stattfindet. Zudem wird in 2017 ein geplantes Windprojekt begonnen und abgeschlossen.

### **Bereitstellung der Infrastruktur zur Lieferung (Netze)**

Für das Strom- und Gasnetz sind über die vorliegenden Bescheide bis 2018 bzw. 2017 die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode definiert. Dennoch bleiben wichtige Themen offen, die die Investitionsfähigkeit beeinflussen. Dazu gehört zum Beispiel die ausstehende Genehmigung für den Erweiterungsfaktor. Die Randbedingungen für die Zeit nach der zweiten Regulierungsperiode sind im Wesentlichen durch die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung und die Festlegung/Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze vorgegeben. Unklar ist aktuell, wie die Bundesnetzagentur mit der Bestimmung der Effizienz und der Festlegung zum sektoralen Produktivitätsfaktor umgeht. Hieraus können sich noch gravierende Einflüsse auf die Erlöse der Main-Donau Netzgesellschaft ergeben.

Aufgrund der weiterhin ungenügenden Anreize aus dem Regulierungsumfeld, insbesondere in Bezug auf die aktuelle Zinsfestlegung der BNetzA und die zunehmenden Finanzierungsfragen, erweist sich die Erneuerungsquote für die regulierten Netze als zu gering, um dem fortschreitenden Substanzverzehr Einhalt zu gebieten.

Insbesondere im Zusammenhang mit den begrenzten Unterhaltungsmöglichkeiten kann nicht ausgeschlossen werden, dass dies mittel- bis langfristig zu einer sinkenden Versorgungszuverlässigkeit führt.

Im Bereich Fernwärme stehen für die nächsten Jahre weitere Maßnahmen zur Umsetzung der Strukturoptimierung an, um die Vorlauftemperatur abzusenken.

Im Wassernetz liegen die Hauptaktivitäten auf Maßnahmen im Substanzerhalt, die durch Dritte veranlasst werden.

### **Vertrieb**

Die veränderte Energieproduktion und -nachfrage, die Digitalisierung der Energiewirtschaft, der Aufbau eines neuen Energieinformationsnetzes sowie europäische Entwicklungen stellen den bisherigen Marktprozess vor neue Herausforderungen. Neben einer effizienten und reibungslosen Belieferung und Abrechnung von Energie steht auch verstärkt ein Informations- und Datenaustausch zur Wahrung der Systemsicherheit im Blickpunkt. Darüber hinaus entstehen neue Geschäftsfelder, beispielsweise im Bereich intelligenter Messsysteme, intelligenter Netze oder des Lastmanagements, die durch standardisierte und elektronische Marktkommunikation zu ermöglichen und zu begleiten sind.

Auch smarte Technologien fassen im Lebensalltag immer mehr Fuß. Diese Entwicklung wird jedoch weniger durch die Energiewirtschaft als vielmehr andere Branchen getrieben, denen es gelingt, den Lifestyle-Charakter smarterer Technologien zu nutzen und auszubauen. Auf der Verbrauchsseite wird ebenfalls ein erheblicher Wandel stattfinden. Einst passive Stromkonsumenten entwickeln sich mehr und mehr zu „Prosumenten“, die aktiv an der Gestaltung des Stromversorgungssystems teilnehmen.

Eine weitere Zielrichtung im Vertrieb ist der Ausbau von nicht mengenbezogener Vermarktung, wie beispielsweise durch die Ausprägung der Rolle „Dienstleister“ als Marktzugang für Großkunden. Dies erfolgt unter anderem durch die Produkte Bilanzkreismanagement, Portfoliomanagement und virtuelles Kraftwerk. Letzteres insbesondere bei Unternehmen mit Eigenerzeugung und/oder variablen Lasten.

Durch die Digitalisierung der Energiebranche werden neue Themenfelder und damit auch neue Geschäftsmodelle zu besetzen sein. Dazu gehören zum Beispiel die Digitalisierung von Geschäfts- und Unterstützungsprozessen oder die Öffnung von „Unternehmensgrenzen“ durch den digitalen Zugang zu Produkten und Prozessen. Voraussetzungen dafür sind die Schaffung digitaler (Energie-)Infrastrukturen und die daraus resultierenden digitalen Arbeitswelten. Die N-ERGIE ist in diesem Umfeld bereits stark engagiert und entwickelt sich stetig weiter.

Der in den letzten Jahren gestiegene Veränderungsdruck in der Energiewirtschaft hat sich spürbar auf die Wertschöpfungskette ausgewirkt. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, stehen insbesondere Produktinnovationen und eine dynamische, flexible Vertriebsorganisation im Vordergrund. In diesem Umfeld ist es unerlässlich, die IT-Systeme, Strukturen sowie Geschäftsprozesse kontinuierlich zu verbessern und die Ressourcen prozessoptimiert einzusetzen. Zudem entwickelt der Vertrieb neue innovative Produkte und energienahe Dienstleistungen, um in einem weiterhin schwierigen Marktumfeld zu bestehen. Diese neuen Geschäftsmodelle beinhalten sowohl Chancen als auch Risiken. Eine der wesentlichen Schlüsselkompetenzen im Energievertrieb Geschäftskunden ist die Kundennähe und das Wissen um den Kunden.

Zentrale Schnittstelle zwischen der N-ERGIE und den größten Energielieferungskunden ist das Key-Account-Management. Im Mittelpunkt stehen dabei vor allem die energiewirtschaftlichen Anforderungen der Kunden. Ziel ist es, deren „Energieprobleme“ zu lösen, Ansprechpartner für alle Fragen rund um Energie zu sein, langfristig mit dieser besonderen Kundengruppe zusammenarbeiten und sie an das Unternehmen zu binden.

Durch die Bündelung von Reststrukturen können Stadtwerke risikofrei ihre Beschaffungskosten senken. Im Vergleich zu einer eigenen Ausschreibung gewinnen sie dadurch finanzielle Vorteile, da sich der Aufwand erheblich verringert. Stadtwerke, die nicht auf Vollversorgung setzen, sichern ihr Vertriebsportfolio in der Regel durch den Kauf von Terminmarktmengen ab. Da diese überwiegend in Form von Jahresprodukten gehandelt werden, muss das stundengenaue Vertriebsportfolio in Jahresprodukte zerlegt werden. Die Restmenge, die sich daraus ergibt – die sogenannte Reststruktur – ist großen Preisschwankungen ausgesetzt und birgt ein hohes Risiko. Hier setzt das Angebot der N-ERGIE an, die bundesweit zu den ersten Anbietern für die sogenannte Reststruktur-Poolung gehört: Das Stadtwerk bewertet seine Reststruktur und übermittelt seine Preisvorstellung an die N-ERGIE. Anschließend ermitteln Experten der N-ERGIE einen Algorithmus für die optimale Kombination aus den von den Stadtwerken zur Verfügung gestellten Reststrukturen. Diese bestmögliche Zusammensetzung der gebündelten Reststrukturen schreibt die N-ERGIE am Markt aus und erzielt so für die bei der Ausschreibung berücksichtigten Stadtwerke Preisvorteile. Für die nicht berücksichtigten Stadtwerke fallen keinerlei Kosten oder Risiken an.

Um für jeden Kunden die richtige Beschaffungsform zu finden, wurde ein gezieltes Workshop-Konzept entwickelt. Ziel des Workshops ist es, den Stadtwerken, die einer Vielzahl von Herausforderungen und Aufgaben gegenüberstehen, einen gezielten und sinnvollen Ressourceneinsatz aufzuzeigen. Dies erhöht langfristig die Zufriedenheit beim Kunden und soll die Bindung zur N-ERGIE dauerhaft sichern.

Ein ähnliches Konzept wurde für die Entwicklung von Endkundenprodukten ausgearbeitet. Da vor allem kleineren Stadtwerken oftmals die Ressourcen für eigene Produktentwicklungen fehlen, wurde ein Vorgehen identifiziert, wie die N-ERGIE ihnen Produkte und Dienstleistungen zur Verfügung stellen kann. Dabei wird gemeinsam mit den Stadtwerken die gesamte Wertschöpfungskette analysiert und festgelegt, wer welche Aspekte übernimmt. Mit den Produkten „WÄRME KOMFORT“ und „HEIZUNG KOMFORT“ wurde bereits eine Pilotphase gestartet. Auch hier soll durch die frühzeitige Einbeziehung der Kunden in die Entwicklung des gemeinsamen Produkts eine dauerhafte Kundenbindung aufgebaut werden.

Im Privatkundensegment wird der Primärenergieverbrauch voraussichtlich weiter zurückgehen, was vor allem auf die gesetzlichen Vorgaben (z. B. Energieeinsparverordnung) und die zunehmende Eigenerzeugung im Strombereich zurückzuführen ist. Dieser rückläufigen Entwicklung im Kerngeschäft begegnet die N-ERGIE durch neue, innovative Dienstleistungen, bei denen die Dezentralität weiter an Bedeutung gewinnt, da viele regenerative Erzeugungskapazitäten direkt beim Kunden installiert werden. Dieser Trend wird sich in Zukunft mit Unterstützung neuer Technologien (z. B. Stromspeicher) fortsetzen. Die zunehmende Digitalisierung wird neue Möglichkeiten eröff-

nen, die Wertschöpfungskette von Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch auch im Privatkundenbereich zu harmonisieren und im Hinblick auf den Nutzen aller Beteiligten optimal zu steuern. Neue Produkte und Dienstleistungen müssen dabei flexibel auf die Bedürfnisse der Kunden eingehen und einen Mehrwert sowohl für diese als auch die N-ERGIE schaffen.

Für umweltbewusste Kunden steht mit „STROM PURNATUR“ weiter ein Produkt zur Verfügung, bei dem regionale, regenerative Projekte mit 1 Cent je verkaufter Kilowattstunde gefördert werden.

### **Gesamtprognose**

Aufgrund der Konzernstruktur sowie der zwischen der N-ERGIE und der Mehrzahl ihrer Tochterunternehmen abgeschlossenen Ergebnisabführungsverträge wird für den Gesamtkonzern N-ERGIE kein eigenständiger mittelfristiger Wirtschaftsplan erstellt. Das EGT im Jahr 2016 der N-ERGIE war stark durch den positiven Effekt aus der Anpassung des Rechnungszinssatzes für die Pensionsrückstellungen geprägt. Für das Jahr 2017 geht die N-ERGIE im verabschiedeten Wirtschaftsplan in einem weiterhin herausfordernden Marktumfeld und deutlich steigendem Druck auf das Vertriebs- wie auch Netzgeschäft von einem EGT leicht unter dem Ist-Ergebnis des Jahres 2016 aus. Die temporäre Entlastung der Pensionsrückstellungen wird in den Folgejahren aufgrund des anhaltenden Niedrigzinsumfelds wieder aufgeholt und die Ergebnisse belastet. Für den Verschuldungsgrad ist aufgrund der weiterhin hohen Investitionstätigkeit mit einem leichten Anstieg zu rechnen, bei gleichzeitigem Rückgang der Zinsdeckung.

## Risikomanagement und Risiko- und Chancenbericht

Ziel des Risikomanagementsystems im N-ERGIE Konzern ist es, frühzeitig Abweichungen vom geplanten Ergebnis sowie bestandsgefährdende Risiken zu erkennen, um rechtzeitig Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Die Anweisung „Strategische und kaufmännische Steuerung“ des N-ERGIE Konzerns und der StWN GmbH regelt den Umgang mit externen und internen Risiken und damit auch mit liquiditätswirksamen Chancen und Risiken.

Wichtige Rahmenbedingungen für den Risikomanagementprozess sind die Feststellung des Risikokapitals und dessen Aufteilung sowie die Festlegung der Risikolimits für die einzelnen unternehmerischen Teilaktivitäten. Weiterer wesentlicher Bestandteil ist das damit verbundene mehrstufige EGT-Vorwarnstufenkonzept, durch das die Veränderungen in der Risikosituation deutlich aufgezeigt werden, sodass die Möglichkeit zur rechtzeitigen Gegensteuerung gegeben ist. Das Risikomanagementsystem ist integraler Bestandteil der Konzernsteuerung.

Die N-ERGIE unterliegt mit ihren unternehmerischen Aktivitäten allgemeinen und branchenspezifischen Risiken und Chancen, die grundsätzlich gegeneinander abgewogen werden müssen. Die Risiko- und Chancenidentifikation sowie deren Bewertung finden systematisch und fortlaufend statt. Die Dokumentation aller identifizierten Risiken und Chancen inklusive Gegenmaßnahmen erfolgt in einer zentralen Datenbank. Erfassten Risiken und Chancen werden statistische Verteilfunktionen und Eintrittswahrscheinlichkeiten zugeordnet. Die Gesamtheit der Risiken und Chancen wird unter Berücksichtigung der ihnen zugeordneten Verteilfunktionen und Eintrittswahrscheinlichkeiten

mittels Simulationen aggregiert und bewertet. Ein regelmäßiges Berichtswesen an alle relevanten Empfänger ist implementiert. Betrachtungszeitraum ist das jeweils laufende Jahr sowie die fünf Planjahre des jeweils aktuell genehmigten mittelfristigen Wirtschaftsplans. Wesentliche Veränderungen einzelner Risiken und Chancen werden ad hoc berichtet.

Darüber hinaus wird einmal pro Kalenderjahr ein Stresstest durchgeführt, mit dem überprüft wird, inwieweit der Fortbestand des Unternehmens auch unter Berücksichtigung von Extremsituationen gewährleistet ist.

Die Sicherstellung, Ausgestaltung und Optimierung des konzernweit gültigen Risikomanagementsystems erfolgt durch das Zentrale Risikomanagement (ZRM), das dem Bereich Controlling zugeordnet ist. Zusätzlich ist die Funktion eines Risikobeauftragten installiert, der prozessunabhängig das Risikomanagementsystem überwacht und über ein direktes Berichtsrecht an den Vorstand verfügt.

Die wesentlichen Risiken und Chancen werden nachfolgend aufgeführt:

### **Politische und regulatorische Risiken und Chancen**

Trotz des im Juli 2016 vom Bundestag beschlossenen neuen Strommarktgesetzes, das unter anderem Regelungen für die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen im Kraftwerksbereich sowie für Anlagen in der Netz- und Kapazitätsreserve enthält, sind in der Erzeugung die energiepolitischen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewende weiterhin nicht abschließend geklärt.

Die befristete Übergangslösung zur Vergütung eines Leistungsanteils des Kraftwerks Irsching 5 durch den Übertragungsnetzbetreiber TenneT ist Ende März 2016 ausgelaufen. Bis zuletzt konnte keine Einigkeit darüber erzielt werden, wie der hierzu geschlossene Vertrag abzurechnen ist, weswegen Klage beim Landgericht Düsseldorf eingereicht wurde. Mit einer Entscheidung ist nicht vor Mitte 2017 zu rechnen.

Daneben wurde dem Antrag auf vorläufige Stilllegung des Kraftwerks Irsching 5 ab dem 1. April 2016 seitens des Übertragungsnetzbetreibers TenneT mit Verweis auf die Systemrelevanz widersprochen, sodass das Kraftwerk für systemstabilisierende Maßnahmen betriebsbereit gehalten werden muss. Der Abschluss eines Netzreservevertrags wird angestrebt, befindet sich aber in Abstimmung mit der BNetzA hinsichtlich Kostennachweisen. Bis zur Vertragsunterzeichnung werden monatliche Abschlagszahlungen vereinbart, die jedoch nicht ausreichen, um die Vollkosten des Kraftwerks zu decken.

Weitere Risiken aus der gegenwärtigen Gesetzgebung ergeben sich aus dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz, das sich bei unveränderter Verabschiedung erheblich nachteilig für die thermischen Erzeugungsanlagen auswirken würde. Angedacht ist insbesondere eine Verringerung sowie letztliche Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Einspeiser wie beispielsweise das HKW Sandreuth.

Im Netzgeschäft ergeben sich die größten Risiken aus den Unsicherheiten für die dritte Regulierungsperiode (Gas 2018, Strom 2019). Dabei führen die Novellierung der Anreizregulierung sowie die aktuelle Festlegung der Eigenkapitalverzinsung für die re-

gultierten Netze zu einer starken Belastung des Jahresergebnisses bei der Main-Donau Netzgesellschaft. Weitere Risiken ergeben sich aus der witterungs- und konjunktur-abhängigen Volatilität der Erlöse aus Netznutzung. Hieraus können sich jährlich deutliche Ergebnis- und Liquiditätsschwankungen ergeben, die auch Auswirkungen auf die Folgejahre bzw. -perioden haben können.

### **Energiewirtschaftliche Risiken und Chancen**

Im Vertrieb ergeben sich aus dem Prognoserisiko sowie dem Mengen- und Strukturrisiko Marktrisiken, die aus dem abweichenden Verbrauchsverhalten von Kunden in Verbindung mit veränderten Preisen resultieren. Darüber hinaus bestehen bei der Belieferung von Kunden innerhalb aller Medien Forderungsausfallrisiken, welche jedoch bei großen Kunden durch den Abschluss einer entsprechenden Forderungsausfallversicherung begrenzt werden.

In der Beschaffung bestehen Chancen und Risiken durch die Portfoliobewirtschaftung und durch Preisschwankungen bei den Commodities. Aufgrund der Gefahr der Nichterfüllung von vertraglichen Verpflichtungen seitens der Lieferanten entstehen sogenannte Adressausfallrisiken. Diese werden unter anderem durch Beschaffungsstrategien und Limit-Konzepte aktiv gesteuert.

Ein weiteres Risikopotenzial ergibt sich aus den aktuellen Bewirtschaftungseffekten des Erdgasspeichers Peckensen im Zusammenhang mit den anfallenden Fixkosten über die gesamte Vertragslaufzeit. Diesem Risiko wird durch eine Anpassung der Rückstellung Rechnung getragen. Ein entsprechendes Klageverfahren ist anhängig.

Die Beschaffungsvorgänge wurden zur Risikominimierung in wirtschaftlich sinnvollem Rahmen durch Preissicherungsgeschäfte ergänzt. Im Jahresabschluss wurden bei Strom, Gas, Kohle Longterm und GuD Sandreuth die Bezugsverträge mit den Absatzverträgen und falls vorhanden den Derivaten auf Segmentebene zu Portfolien gemäß IDW RS ÖFA 3 oder zu Bewertungseinheiten nach § 254 HGB zusammengefasst. Die in den Portfolien bzw. Bewertungseinheiten zusammengefassten Geschäfte unterliegen den jeweils selben Risiken in zeitlicher und sachlicher Hinsicht. Die Überwachung und Steuerung der Risiken erfolgt dabei anhand des Ergebnisses der Geschäftstätigkeit der N-ERGIE Aktiengesellschaft als zentrale Steuerungsgröße und weiteren dezentralen Kennzahlen. Entstanden im Rahmen der Ergebnisbeitragsrechnung auf Ebene der individuellen Portfolien nach IDW RS ÖFA 3 unter Berücksichtigung aller direkt zuordenbaren Kosten offene Positionen oder glichen sich die stichtagsbezogenen Bewertungen innerhalb der Bewertungseinheiten nicht aus oder bestanden freistehende Beschaffungs- oder Derivatemengen, wurden negative Effekte durch eine Rückstellungsdotierung berücksichtigt.

### **Finanzwirtschaftliche Risiken und Chancen**

Nach wie vor ergeben sich Risiken aus der unveränderten Niedrigzinsphase am Kapitalmarkt, die sich auch auf die Versorgungssysteme der Unternehmen in Deutschland auswirken. Für die Bewertung von Rückstellungen aus Altersversorgungsverpflichtungen erfolgte im Jahr 2016 die Umstellung des HGB-Rechnungszinses von einem Sieben-Jahres- auf einen Zehn-Jahres-Durchschnittssatz, die zu einer vorübergehenden bilanziellen Entlastung geführt hat, allerdings kurz- bis mittelfristig wieder auf das Niveau der Vorjahre zurückgeführt wird. Andererseits bietet der aktuell niedrige

Marktzins die Chance, die Investitionskosten und den damit verbundenen Zinsaufwand aus der Kreditaufnahme gering zu halten.

Weitere Risiken resultieren aus den Beteiligungen der N-ERGIE. Die Chancen-/Risiko-situation ist hier insbesondere abhängig von Marktentwicklungen und regulatorischen Entscheidungen. Sollten die geplanten wirtschaftlichen Ergebnisse der Beteiligungen nicht erreicht werden, können im Regelfall auch die geplanten Ausschüttungen an die N-ERGIE nicht geleistet werden. Daneben können unerwartete Kapitalzuführungsbedarfe bei den Beteiligungen auftreten oder Wertberichtigungen der Beteiligungsbuchwerte notwendig werden. Durch ein aktives Beteiligungsmanagement werden Risiken mit negativen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage frühzeitig erkannt und bewertet, um die Ertragslage und Werthaltigkeit der Gesellschaften nachhaltig zu sichern. Bei Bedarf werden zusammen mit den Geschäftsführern der Beteiligungen Maßnahmen entwickelt und eingeleitet, um Risiken bestmöglich entgegenzuwirken.

Die Risikolandschaft hat sich gegenüber den Vorjahren nicht grundlegend verändert. Für die N-ERGIE ergeben sich fortlaufend neue Anforderungen aus gesetzgeberischen Maßnahmen. Zudem bietet die Digitalisierung ständig neue Herausforderungen.

Risiken, die den Fortbestand des Unternehmens gefährden könnten, sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht erkennbar.

## Ausblick auf 2017

Die Energiewirtschaft entwickelt sich zunehmend in Richtung zentralistischer Strukturen, die sich vor allem im Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Netzausbau zeigen. Wesentliche Rahmenbedingungen sind dabei weiterhin unklar. Insbesondere das „Netzentgeltmodernisierungsgesetz“ (NEMoG) kann zu erheblichen Belastungen dezentraler Strukturen führen. Die Stärkung regionaler und dezentraler Strukturen ist vor diesem Hintergrund ein wesentliches Ziel der Unternehmensstrategie. Daraus abgeleitet erarbeitet die N-ERGIE neue Geschäftsmodelle, die auch die Sektorenkopplung berücksichtigen. Aus der kommenden Regulierungsperiode muss dabei mit einem erhöhten Druck auf die Ergebnissituation gerechnet werden. Ebenso ist nicht mit einer kurzfristigen Entlastung auf dem konventionellen Erzeugungsmarkt zu rechnen, sodass in Summe von einem gegenüber dem Jahr 2016 deutlich verringerten Ergebnis der Geschäftstätigkeit auszugehen ist.

Nürnberg, 27. Februar 2017  
N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg

Josef Hasler      Martina Paasch      Karl-Heinz Pöverlein

## Konzernabschluss

Konzernbilanz 76

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung 77

Konzernanhang 78

A. Allgemeine Erläuterungen 78

B. Konsolidierungskreis 80

C. Konsolidierungsgrundsätze 81

D. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden 83

E. Erläuterungen zur Bilanz 90

F. Erläuterungen zur Gewinn-  
und Verlustrechnung 101

G. Ergänzende Angaben 107

Konzern-Anlagevermögen 124

Konzernkapitalflussrechnung 126

Konzernerneigenkapitalspiegel 127

Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers 128

zum 31. Dezember 2016

der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg

Aktivseite	Anhang TZ	31.12.2016 T€	31.12.2015 T€
<b>A. Anlagevermögen</b>	E.1		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		7.438	7.529
II. Sachanlagen		1.097.955	1.092.877
III. Finanzanlagen		555.594	570.185
		<b>1.660.987</b>	<b>1.670.591</b>
<b>B. Umlaufvermögen</b>			
I. Vorräte	E.2	29.557	27.662
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	E.3	394.822	371.696
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks		38.902	23.754
		<b>463.281</b>	<b>423.112</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	E.4	7.020	7.876
		<b>2.131.288</b>	<b>2.101.579</b>
<b>Passivseite</b>			
<b>A. Eigenkapital</b>	E.5		
I. Gezeichnetes Kapital		156.400	156.400
II. Kapitalrücklage		119.886	119.886
III. Gewinnrücklagen		189.632	167.582
IV. Nicht beherrschende Anteile		1.609	1.807
		<b>467.527</b>	<b>445.675</b>
<b>B. Zuschüsse</b>	E.6	177.548	177.805
<b>C. Rückstellungen</b>	E.7	486.664	486.186
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	E.8	994.585	988.639
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	E.9	4.964	3.274
		<b>2.131.288</b>	<b>2.101.579</b>

# Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung 77

für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2016  
der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg

	Anhang TZ	2016 T€	2015 T€
1. Umsatzerlöse	F.1	2.823.259	2.884.496
2. Verminderung/Erhöhung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen		-74	388
3. Andere aktivierte Eigenleistungen		63.859	72.960
4. Sonstige betriebliche Erträge	F.2	17.895	55.929
		<b>2.904.939</b>	<b>3.013.773</b>
5. Materialaufwand	F.3	-2.412.941	-2.494.158
6. Personalaufwand	F.4	-189.214	-206.806
7. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlage- vermögens und Sachanlagen		-83.699	-91.519
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	F.5	-99.731	-108.643
9. Finanzergebnis	F.6	10.532	-384
<b>10. Ergebnis der Geschäftstätigkeit</b>		<b>129.886</b>	<b>112.263</b>
11. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		-6.149	-6.137
<b>12. Ergebnis nach Steuern</b>		<b>123.737</b>	<b>106.126</b>
13. Sonstige Steuern		-1.654	-1.447
14. Ausgleichszahlung nach § 304 AktG	F.7	-29.612	-29.661
15. Aufgrund eines Gewinnabführungs- vertrags abgeführter Gewinn		-70.218	-67.709
<b>16. Konzernjahresüberschuss</b>		<b>22.253</b>	<b>7.309</b>
17. Entnahmen aus Gewinnrücklagen		3.950	8.093
18. Einstellungen in Gewinnrücklagen		-26.000	-15.000
19. Nicht beherrschende Anteile		-203	-402
<b>20. Konzernbilanzgewinn</b>		<b>0</b>	<b>0</b>

## A Allgemeine Erläuterungen

Die Firma N-ERGIE Aktiengesellschaft, mit Sitz in Nürnberg ist im Handelsregister B des Amtsgerichts Nürnberg unter der Nummer HRB 17412 eingetragen.

Der Konzernabschluss wurde nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuchs (HGB), des Aktiengesetzes (AktG) sowie des Deutschen Rechnungslegungsstandards (DRS) aufgestellt. Die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung wird nach dem Gesamtkostenverfahren gegliedert. Geschäftsjahr ist das Kalenderjahr. Der Konzernabschluss ist auf Tausend Euro gerundet.

Zum 1. Januar 2016 wurden die Neuerungen des Bilanzrichtlinien-Umsetzungsgesetzes (BilRUG) umgesetzt. Wesentliche Gegenstände der Änderung sind zum einem die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung sowie die Neufassung der Umsatzdefinition, die Umgliederungen von sonstigen betrieblichen Erträgen in die Umsatzerlöse zur Folge hatten. Spiegelbildlich wurden die Aufwendungen hierzu von den sonstigen betrieblichen Aufwendungen dem Materialaufwand zugeordnet. Die Vorjahreswerte wurden nicht angepasst und sind nur eingeschränkt vergleichbar.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die Gewinn- und Verlustrechnung um die Position „Ergebnis der Geschäftstätigkeit“ (Position 10) ergänzt, welches eine Steuerungsgröße darstellt.

Zur Verbesserung der Klarheit und der Übersichtlichkeit sind in der Konzernbilanz sowie der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasste Posten im

Konzernanhang gesondert ausgewiesen bzw. erläutert. Aus diesem Grund werden Davon-Vermerke ebenfalls im Konzernanhang dargestellt. Die Ziffern in der Vorspalte der Konzernbilanz sowie der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung entsprechen denen der Erläuterungen im Konzernanhang.

In der gesondert dargestellten Kapitalflussrechnung sind die Zahlungsströme entsprechend der Verlautbarung des Deutschen Standardisierungsrats (DRS 21) nach den Bereichen Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gegliedert.

Der Konzernabschluss der N-ERGIE Aktiengesellschaft wird in den Konzernabschluss der Städtische Werke Nürnberg Gesellschaft mit beschränkter Haftung (StWN), Nürnberg, einbezogen. Dieser wird nach Einreichung beim Betreiber des Elektronischen Bundesanzeigers offengelegt. Die N-ERGIE Aktiengesellschaft hat auf die befreiende Wirkung gemäß § 291 HGB verzichtet und einen eigenen Konzernabschluss aufgestellt.

## B Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss werden die N-ERGIE Aktiengesellschaft als Mutterunternehmen und alle Tochterunternehmen von wesentlicher Bedeutung einbezogen, an denen der N-ERGIE Aktiengesellschaft unmittelbar oder mittelbar die Mehrheit der Stimmrechte zusteht.

Der Konsolidierungskreis des Konzernabschlusses umfasst wie im Vorjahr 50 inländische Unternehmen und die N-ERGIE Aktiengesellschaft. Neben der N-ERGIE Aktiengesellschaft gehören wie im Vorjahr 15 verbundene Unternehmen zum Kreis der vollkonsolidierten Unternehmen.

Als assoziierte Unternehmen werden wie im Vorjahr 35 Gesellschaften nach der Equity-Methode bewertet.

Soweit eine Einbeziehung nach § 296 Abs. 2 HGB bzw. eine Bewertung nach § 311 Abs. 2 HGB unterblieb, handelt es sich um Beteiligungen, die für die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns von untergeordneter Bedeutung sind bzw. bei denen ein maßgeblicher Einfluss auf die Geschäfts- und Finanzpolitik nicht gegeben ist. Die Zuordnung der Unternehmen ist in der Aufstellung des Anteilsbesitzes ersichtlich.

## c Konsolidierungsgrundsätze

Die Abschlüsse der konsolidierten Unternehmen werden entsprechend den gesetzlichen Vorschriften nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätzen aufgestellt, soweit die Voraussetzungen bei der Verschiedenartigkeit der Betätigungsbereiche der in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften vorliegen. Alleine bei der nach der Equity-Methode bewerteten Beteiligung an der Thüga Holding GmbH & Co. KGaA wurden die Werte des IFRS-Konzernabschlusses mittels einer Überleitungsrechnung an den HGB-Abschluss des N-ERGIE Konzerns angepasst. Das Geschäftsjahr der konsolidierten Unternehmen ist das Kalenderjahr.

Die Kapitalkonsolidierung der in den Konzernabschluss einbezogenen Tochterunternehmen erfolgte bis einschließlich 2009 nach der Buchwertmethode. Ab dem Geschäftsjahr 2010 erfolgt die Erstkonsolidierung von Tochterunternehmen nach der Neubewertungsmethode. Bei dieser Methode werden die Beteiligungsbuchwerte mit dem zum Zeitpunkt ihres Erwerbs bzw. ihrer Erstkonsolidierung bilanzierten anteiligen Eigenkapital zu Zeitwerten aufgerechnet.

Die sich aus der Kapitalkonsolidierung ergebenden aktiven Unterschiedsbeträge werden grundsätzlich den einzelnen Vermögensgegenständen zugeordnet. Ein danach noch vorhandener aktiver Unterschiedsbetrag wird als Geschäfts- oder Firmenwert gezeigt und über fünf Jahre abgeschrieben. Passive Unterschiedsbeträge aus der Kapitalkonsolidierung werden ihrem bilanziellen Charakter entsprechend in den Ausgleichsposten aus Kapitalkonsolidierung eingestellt. Aktive und passive Unterschiedsbeträge verschiedener Tochterunternehmen werden nicht miteinander saldiert.

Die Beteiligungen an wesentlichen assoziierten Unternehmen sind in der Konzernbilanz nach der Equity-Methode mit dem bilanzierten anteiligen Eigenkapital dieser Unternehmen zum Zeitpunkt ihres Erwerbs bzw. ihrer Erstbewertung angesetzt (Buchwertmethode). Die in den Jahresabschlüssen der assoziierten Unternehmen angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden stimmen grundsätzlich mit denen im Konzernabschluss überein.

Die Einbeziehung der at Equity-bilanzierten Unternehmen erfolgt mit den festgestellten Jahresabschlüssen zum 31. Dezember 2015. Die Einbeziehung einer Beteiligung erfolgt auf der Grundlage eines Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2016, da aus der Fortschreibung des Beteiligungsbuchwerts jährlich ein wesentlicher Ergebnisbeitrag resultiert und dieser jeweils mit dem aktuellsten Wert erfasst werden soll.

Im Rahmen der Schuldenkonsolidierung werden Forderungen und Verbindlichkeiten gegeneinander aufgerechnet. Eine Aufwands- und Ertragskonsolidierung wurde im Berichtsjahr durchgeführt. Eine Bereinigung um Zwischenergebnisse unterbleibt im Hinblick auf § 304 Abs. 2 HGB.

## D Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Bilanzierung und Bewertung werden im Einzelnen nach den im Folgenden aufgeführten Grundsätzen vorgenommen:

### Anlagevermögen

Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten, vermindert um planmäßige Abschreibungen, bilanziert. Außerplanmäßige Abschreibungen werden vorgenommen, wenn eine voraussichtlich dauernde Wertminderung eingetreten ist. Die Abschreibungen erfolgen planmäßig über die Nutzungsdauer und beginnen im Zugangsmonat.

Bei Sachanlagen, die vor dem 1. Januar 2010 angeschafft worden sind, wird vom Beibehaltungswahlrecht nach Art. 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB Gebrauch gemacht. Hierbei wird im steuerlich zulässigen Rahmen grundsätzlich degressiv, im Übrigen linear abgeschrieben und zum jeweils günstigsten Zeitpunkt zur linearen Abschreibungsmethode übergegangen.

Neuzugänge von Sachanlagen werden ab dem Geschäftsjahr 2010 linear über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer abgeschrieben.

Selbstständig nutzbare und bewegliche Wirtschaftsgüter, deren Anschaffungs- oder Herstellungskosten 150€, aber nicht 410€ übersteigen, werden im Zugangsjahr in voller Höhe abgeschrieben.

Den Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen liegen im Wesentlichen folgende Nutzungsdauern zugrunde:

	<b>Nutzungs- dauer in Jahren</b>
Immaterielle Vermögensgegenstände	3–50
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	4–99
Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	6–50
Verteilungsanlagen	2–50
Technische Anlagen und Maschinen	4–35
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2–23

Geleistete Anzahlungen sind zum Nominalwert und Anlagen im Bau sind mit den bisher angefallenen Anschaffungs- und Herstellungskosten bilanziert. Bei den Herstellungskosten der selbst erstellten Anlagen sind in angemessenem Umfang Gemeinkosten berücksichtigt (aktivierte Eigenleistungen). Die erhaltenen Investitionszuschüsse werden von den Anschaffungs- und Herstellungskosten der betroffenen Vermögensgegenstände abgesetzt.

Unter den Finanzanlagen ausgewiesene Anteile und Beteiligungen an nicht einbezogenen verbundenen oder assoziierten Unternehmen sowie Wertpapiere sind zu Anschaffungskosten bzw. zum niedrigeren Wert bei dauerhafter Wertminderung bewertet. Ausleihungen werden zu ihrem Nenn- oder Barwert angesetzt.

## Umlaufvermögen

Vorräte werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten unter Beachtung des Niederstwertprinzips bewertet. Dem Risiko geminderter Verwendbarkeit wird durch entsprechende Wertabschläge Rechnung getragen. Der Ansatz der Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der Waren entspricht dem gleitenden Durchschnitt aus Anschaffungskosten oder den niedrigeren Wiederbeschaffungskosten, ausgenommen sind die unentgeltlich zugeteilten CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen, die in der Bilanz mit einem Wert von Null ausgewiesen werden und einen Zeitwert von 3.168 T€ (Vorjahr 5.865 T€) haben.

Fertige und unfertige Leistungen sind mit den Herstellungskosten unter Einbeziehung angemessener Gemeinkosten bilanziert.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sowie flüssige Mittel werden zu Nominalbeträgen bewertet, vermindert um ausreichend bemessene Einzel- und Pauschalwertberichtigungen. Die Forderungen für die Energie- und Wasserlieferungen sowie Netznutzung gegen Kunden mit registrierender Lastgangmessung und Weiterverteiler beruhen grundsätzlich auf Stichtagsablesungen; nicht abgerechnete

Lieferungen und Leistungen sind zum Bilanzstichtag auf Grundlage einer zählpunktbezogenen Hochrechnung abgegrenzt worden. Den Forderungen gegen Händler, die Standardlastprofilkunden versorgen, lag die rollierende Jahresverbrauchsabrechnung zugrunde, wobei die zum Bilanzstichtag abgegrenzten, noch nicht abgelesenen Lieferungen und Leistungen auf Grundlage einer zählpunktbezogenen Hochrechnung ermittelt wurden. Von diesen Forderungen sind die erhaltenen Abschlagszahlungen offen abgesetzt.

Das unter den sonstigen Vermögensgegenständen ausgewiesene Körperschaftsteuerguthaben wird mit dem Barwert ausgewiesen.

## Aktive Rechnungsabgrenzungsposten

Die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten sind in Höhe der abzugrenzenden Beträge angesetzt.

## Zuschüsse

Die bis zum 31. Dezember 2002 und die ab dem 1. Januar 2010 vereinnahmten Baukostenzuschüsse wurden mit 5 % der Ursprungsbeträge zugunsten der Umsatzerlöse aufgelöst. Die ab dem 1. Januar 2003 bis zum 31. Dezember 2009 vereinnahmten Baukostenzuschüsse wurden als Sonderposten für Investitionszuschüsse passiviert; die Auflösung erfolgt entsprechend der Nutzungsdauer des Vermögensgegenstands.

## Rückstellungen

Die Pensionsrückstellungen wurden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen mit dem Teilwertverfahren ermittelt. Grundlagen des Gutachtens sind die Richttafeln 2005G von Prof. Dr. Klaus Heubeck und der durch die Deutsche Bundesbank bekannt gegebene Rechnungszinsfuß von 4,01 % (Vorjahr 3,89 %), der dem durchschnittlichen Marktzins der vergangenen zehn Geschäftsjahre bei einer angenommenen Laufzeit von 15 Jahren entspricht. Zudem sind wie im Vorjahr ein Gehaltstrend von 2,5 % und eine Fluktuationsrate von 2,0 % berücksichtigt. Der Rentenanpassung wird ebenfalls wie im Vorjahr mit 1,7 % für allgemeine Versorgungsungen und mit 2,0 % für Einzelzusagen Rechnung getragen.

Die sonstigen Rückstellungen und Steuerrückstellungen berücksichtigen alle ungewissen Verpflichtungen sowie drohenden Verluste und sind mit dem nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrag bilanziert. Die langfristigen sonstigen Rückstellungen für Jubiläumsverpflichtungen und Verpflichtungen aus Altersteilzeit und Beihilfen werden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen mit dem Teilwertverfahren, einem Rechnungszinsfuß von 3,24 % (Vorjahr 3,89 %) und einem Gehaltstrend wie im Vorjahr von 2,5 % bewertet.

Alle weiteren langfristigen Rückstellungen wurden, entsprechend ihrer Restlaufzeit, mit dem von der Deutschen Bundesbank bekanntgegebenen durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre abgezinst; die Dotierung erfolgte nach der Nettomethode. Bei den Drohverlustrückstellungen GKI und Speicher Peckensen wurden aufgrund der aktuellen Lage die Bewertungsparameter angepasst.

Zur bilanziellen Abbildung von in Portfolien zusammengefassten Bezugs- und Absatzgeschäften sowie ggf. finanziellen Derivaten für Strom und Gas wird unter Anwendung des IDW RS ÖFA 3 vom Grundsatz der imparitätischen Einzelbewertung abgewichen. Gemäß IDW RS ÖFA 3 werden etwaige überschießende Volumina bzw. offene Positionen auf Segmentebene imparitätisch bewertet und ggf. Rückstellung gebildet.

Für die Portfolien Fernwärme, Kohle Longterm und Biogas werden aus Bezugs- und Absatzgeschäften sowie ggf. derivativen Finanzinstrumenten Bewertungseinheiten nach § 254 HGB gebildet. Die bilanzielle Abbildung der Bewertungseinheiten erfolgt nach der Einfrierungsmethode. Für Überhänge der negativen Marktwertveränderungen über die positiven Marktwertänderungen sind Rückstellungen für Bewertungseinheiten zu bilden. Der beizulegende Zeitwert von Termingeschäften wird auf Basis der Barwerte der zukünftigen Zahlungsflüsse berechnet.

## Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten werden gemäß § 253 Abs. 1 Satz 2 HGB mit ihren Erfüllungsbeträgen ausgewiesen.

## Passive Rechnungsabgrenzungsposten

Die Rechnungsabgrenzungsposten werden mit dem Nennwert der Zahlungen bewertet und zeitanteilig abgegrenzt.

Im Rahmen von Bezugsverträgen wurden Rohstoffsicherungsgeschäfte mittels derivativer Finanzinstrumente abgeschlossen, für die bilanzielle Bewertungseinheiten gebildet wurden.

## Latente Steuern

Da sich aufgrund der umfassenden steuerlichen Organschaft zur StWN keine Steuererstattungen bzw. -zahlungen aus Konsolidierungsbuchungen ergeben können, entfällt ein Ansatz von latenten Steuern nach § 306 HGB.

## E Erläuterungen zur Bilanz

### E.1 Anlagevermögen

Die Gliederung und Entwicklung des Anlagevermögens wird im Einzelnen in dem als Anlage zum Anhang beigefügten Anlagengitter dargestellt. Der Anteilsbesitz ist unter G.4 detailliert aufgeführt.

Bei den Wertpapieren des Anlagevermögens handelt es sich um Anteile an Wertpapierfondervermögen (Mischfonds auf Basis von Renten und Aktien). Der Marktwert zum 31. Dezember 2016 beträgt insgesamt 59.201 T€ und liegt somit 20.686 T€ über dem Buchwert. Im Geschäftsjahr wurden 975 T€ ausgeschüttet. Zur Absicherung von Altersteilzeitwertguthaben wurden Fondsanteile verpfändet.

Zum 31. Dezember 2016 ergibt sich in Summe ein negativer Equity-Wert zu assoziierten Unternehmen von 3.694 T€, der in einer Nebenrechnung fortgeführt wird.

## E.2 Vorräte

Die Vorräte setzen sich wie folgt zusammen:

	31.12.2016 T€	31.12.2015 T€
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	20.559	21.106
Unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen	1.120	1.184
Fertige Erzeugnisse und Waren	7.878	5.372
	<b>29.557</b>	<b>27.662</b>

## E.3 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände teilen sich wie folgt auf:

	31.12.2016 T€	31.12.2015 T€
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	325.163	284.379
davon abgerechnete Forderungen aus Energie- und Wasserlieferungen sowie Netznutzung	(184.702)	(182.314)
davon Verbrauchsabgrenzung	(350.890)	(360.752)
davon erhaltene Abschlagszahlungen	(-274.781)	(-272.768)
davon Wertberichtigungen	(-5.388)	(-7.222)
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	35.359	48.178
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	15.913	13.307
Sonstige Vermögensgegenstände	18.387	25.832
	<b>394.822</b>	<b>371.696</b>

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen entfallen in Höhe von 4.638 T€ (Vorjahr 3.962 T€) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und zu 30.722 T€ (Vorjahr 44.216 T€) auf sonstige Forderungen. Darin enthalten sind gegen die Gesellschafterin StWN Forderungen in Höhe von 30.722 T€ (Vorjahr 44.332 T€).

Die Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, betreffen ausschließlich Forderungen aus Lieferungen und Leistungen 15.913 T€ (Vorjahr 13.307 T€).

Die sonstigen Vermögensgegenstände enthalten Steuererstattungsansprüche in Höhe von 10.146 T€ (Vorjahr 13.591 T€).

Sämtliche Forderungen sind innerhalb eines Jahres fällig. Im Vorjahr war ein Körperschaftsteuerguthaben in den sonstigen Vermögensgegenständen in Höhe von 350 T€ mit einer Restlaufzeit über ein Jahr enthalten.

#### E.4 Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten

Der Posten setzt sich im Wesentlichen aus Aufwendungen für Preisabsicherungen sowie Aufwendungen aus einem Servicevertrag zusammen. Zudem ist ein Disagio von 147 T€ (Vorjahr 189 T€) enthalten.

## E.5 Eigenkapital

### **Gezeichnetes Kapital**

Das in 156.400.000 Inhaber-Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) eingeteilte Grundkapital beträgt unverändert 156.400.000,00€. Der rechnerische Wert ergibt 1 € je Inhaberaktie.

Die Anteile an der N-ERGIE Aktiengesellschaft werden zu 60,2 % von der Städtische Werke Nürnberg Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg, und zu 39,8 % von der Thüga Aktiengesellschaft, München (Thüga), gehalten. Mit Brief vom 28. August 2000 teilte uns die StWN mit, dass ihr mehr als 25,0 % der Aktien gehören. Weiterhin teilte sie mit, dass ihr eine Mehrheitsbeteiligung im Sinne von § 16 Abs. 1 AktG zusteht.

Die Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München, hat mit Wirkung vom 1. Dezember 2009 sämtliche Geschäftsanteile der E.ON Ruhrgas Thüga Holding GmbH, Essen, erworben. Zum 29. Januar 2010 wurde die E.ON Ruhrgas Thüga Holding GmbH, Essen, umfirmiert in die Thüga Beteiligungs GmbH, München, die am 19. August 2010 auf die Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München, verschmolzen wurde.

Die Thüga Holding GmbH & Co. KGaA hält ihrerseits unmittelbar und mittelbar sämtliche Aktien der Thüga Aktiengesellschaft, München. Die Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München, hat damit auch eine mittelbare Beteiligung an der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg, erworben.

Mit Brief vom 8. Dezember 2009 teilte die Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München, gemäß § 20 Abs. 1 und 3 sowie § 21 Abs. 1 AktG der N-ERGIE mit, dass sie für den Fall des § 20 Abs. 3 AktG ohne Zurechnung von Aktien gemäß § 20 Abs. 2 AktG mit mehr als 25,0 % an unserer Gesellschaft beteiligt ist.

### Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage beträgt unverändert 119.886 T€.

### Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen betreffen ausschließlich andere Gewinnrücklagen. Sie enthalten im Wesentlichen die Konzernanteile am Ergebnis der einbezogenen Unternehmen, soweit sie nicht ausgeschüttet wurden, die Unterschiedsbeträge aus der Kapitalkonsolidierung und der Equity-Bewertung sowie Beträge aus der BilMoG-Umstellung.

	T€
Stand 31.12.2015	167.582
Einstellung in der N-ERGIE Aktiengesellschaft	26.000
Entnahmen	- 3.950
<b>Stand 31.12.2016</b>	<b>189.632</b>

### Ausgleichsposten für Anteile anderer Gesellschafter

Die Anteile konzernfremder Gesellschafter am Eigenkapital der konsolidierten Tochterunternehmen betreffen überwiegend die Fremdanteile an der N-ERGIE Immobiliengesellschaft GmbH, Nürnberg.

## E.6 Zuschüsse

Die Zuschüsse entwickelten sich wie folgt:

31.12.2015 T€	Zuführung T€	Auflösung T€	Abgang T€	31.12.2016 T€
177.805	18.069	17.532	794	177.548

## E.7 Rückstellungen

Die Rückstellungen gliedern sich wie folgt:

	31.12.2016 T€	31.12.2015 T€
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	263.861	269.342
Steuerrückstellungen	485	2.107
Sonstige Rückstellungen	222.318	214.737
	<b>486.664</b>	<b>486.186</b>

Mit den sonstigen Rückstellungen wird nach derzeitigem Kenntnisstand in ausreichendem Umfang Vorsorge für künftige Verpflichtungen und Risiken getroffen. Sie enthalten in der Hauptsache ungewisse Verbindlichkeiten aus dem Personalbereich, unter anderem für Altersteilzeitverpflichtungen sowie Überstunden und Gleitzeitüberhänge, Abrechnungsverpflichtungen, Sanierungs- und Wiederherstellungskosten, Rückbauverpflichtungen, Verbindlichkeiten durch ausstehende Rechnungen, drohende Verluste sowie absatzwirtschaftliche und sonstige Risiken, insbesondere für Risiken aus einem Schadensfall.

Beim erstmaligen Ansatz der langfristigen Rückstellungen für absatzwirtschaftliche Risiken und sonstige Risiken nach dem BilMoG wurde vom Beibehaltungswahlrecht nach Art. 67 Abs. 1 Satz 2 EGHGB Gebrauch gemacht. Aufgrund der geänderten Bewertung ergibt sich zum 31. Dezember 2016 eine Überdeckung der Rückstellungen von 1 T€.

Der Unterschiedsbetrag aus dem Ansatz der Rückstellung für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen nach Maßgabe des durchschnittlichen Marktzinssatzes aus den vergangenen zehn Geschäftsjahren und dem Ansatz nach Maßgabe des durchschnittlichen Marktzinssatzes aus den vergangenen sieben Geschäftsjahren beträgt 27.288 T€.

## E.8 Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten setzen sich wie folgt zusammen:

	31.12.2016 T€	davon mit einer Restlaufzeit von		
		bis 1 Jahr T€	über 1 Jahr T€	über 5 Jahre T€
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	515.351	79.814	435.537	177.496
Vorjahr	540.594	28.564	512.030	124.938
Namensgewinnschuldverschreibungen	447	447	—	—
Vorjahr	1.104	1.104	—	—
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	187.854	187.854	—	—
Vorjahr	184.855	184.855	—	—
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	141.408	71.224	70.184	70.000
Vorjahr	139.054	68.778	70.276	70.000
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	33.512	33.512	—	—
Vorjahr	36.481	36.481	—	—
Sonstige Verbindlichkeiten	116.013	88.389	27.624	27.624
Vorjahr	86.551	59.369	27.182	27.182
davon aus Steuern	(55.344)	(55.344)	—	—
Vorjahr	(32.114)	(32.114)	—	—
	<b>994.585</b>	<b>461.240</b>	<b>533.345</b>	<b>275.120</b>
Vorjahr	988.639	379.151	609.488	222.120

Die überwiegend von Mitarbeitern gezeichneten Namensgewinnschuldverschreibungen haben eine vereinbarte Höchstlaufzeit von 25 Jahren, können aber durch die Gläubiger kurzfristig gekündigt werden. Es bestehen zum 31. Dezember 2016 241 Einzelverträge, die ein Recht auf Verzinsung, die Teilnahme am Erfolg des Unternehmens sowie die Rückzahlung des eingezahlten Kapitals verbiefen.

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen beinhalten in Höhe von 914 T€ (Vorjahr 976 T€) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Verbindlichkeiten in Höhe von 140.494 T€ (Vorjahr 138.078 T€). Darin enthalten sind gegenüber der Gesellschafterin StWN Verbindlichkeiten in Höhe von 141.212 T€ (Vorjahr 138.548 T€). Bei den Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, handelt es sich um die Ausgleichszahlung in Höhe von 29.612 T€ (Vorjahr 29.661 T€) sowie Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 372 T€ (Vorjahr 345 T€) an die Gesellschafterin Thüga. Weiterhin enthält die Position Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 1.867 T€ (Vorjahr 1.769 T€) und sonstige Verbindlichkeiten in Höhe von 1.660 T€ (Vorjahr 5.051 T€).

## E.9 Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

Der Posten enthält insbesondere Erträge aus Preisabsicherungen und Abgrenzungen von Wasserbezugsrechten sowie Zuschüsse zur Absatzförderung.

## F Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

### F.1 Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse wurden entsprechend der Neudefinition des § 277 Abs. 1 HGB in der Fassung des BilRUG erfasst.

Die Umsatzerlöse gliedern sich wie folgt nach Sparten:

	2016 T€	2015 T€
Strom abzüglich Stromsteuer	2.225.711 -119.736	2.307.547 -121.964
Strom (ohne Stromsteuer)	2.105.975	2.185.583
Erdgas abzüglich Energiesteuer	515.649 -35.466	504.722 -32.874
Erdgas (ohne Energiesteuer)	480.183	471.848
Fernwärme	89.714	96.600
Wasser	61.748	64.142
Sonstige	85.639	66.323
	<b>2.823.259</b>	<b>2.884.496</b>

Die Umsatzerlöse 2015 ergeben nach BilRUG (unter Anwendung des § 277 Abs. 1 HGB in Verbindung mit Art. 75 des EGHGB) 2.908.478 T€.

In dieser Position sind periodenfremde Umsätze von 6.874 T€ (Vorjahr 25.365 T€) enthalten. Die Umsatzerlöse entstanden überwiegend im Inland.

## F.2 Sonstige betriebliche Erträge

Aufgrund der Neudefinition der Umsatzerlöse gemäß § 277 Abs. 1 HGB in der Fassung des BilRUG ergeben sich die Abweichungen zu großen Teilen durch die erforderlichen Umgliederungen.

In dieser Position sind periodenfremde Erträge in Höhe von 10.135 T€ (Vorjahr 23.302 T€) enthalten, die im Wesentlichen Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen, Erträge aus abgeschriebenen Forderungen sowie Erträge aus dem Abgang von Sachanlagen berücksichtigen.

## F.3 Materialaufwand

Dem Materialaufwand wurden spiegelbildlich zu den Umsatzerlösen entsprechend der Neudefinition des § 277 Abs. 1 HGB in der Fassung des BilRUG Aufwendungen aus den sonstigen betrieblichen Aufwendungen zugeordnet.

	2016 T€	2015 T€
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	2.073.334	2.178.272
Aufwendungen für bezogene Leistungen	339.607	315.886
	<b>2.412.941</b>	<b>2.494.158</b>

Diese Position enthält 24.872 T€ (Vorjahr 24.503 T€) periodenfremde Aufwendungen. Darin enthalten ist die Zuführung zur Drohverlustrückstellung Speicher Peckensen in Höhe von 15.421 T€.

## F.4 Personalaufwand

	2016 T€	2015 T€
Löhne und Gehälter	154.388	152.223
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung davon für Altersversorgung	34.826 (7.693)	54.583 (27.347)
	<b>189.214</b>	<b>206.806</b>

Der Personalaufwand ist durch die Zinssatzänderung zur Pensionsrückstellung beeinflusst.

## F.5 Sonstige betriebliche Aufwendungen

Infolge der Umsetzung des BilRUG entsprechend der Neudefinition des § 277 Abs. 1 HGB ergeben sich in dieser Position Abweichungen aus der Umgliederung diverser Positionen, die dem Materialaufwand zugeordnet wurden.

Den periodenfremden sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind 7.885 T€ (Vorjahr 9.963 T€) zuzuordnen. Sie enthalten in der Hauptsache Wertberichtigungen auf Forderungen, Verluste aus Anlagenabgängen sowie Aufwendungen zu Förderprogrammen.

## F.6 Finanzergebnis

	2016 T€	2015 T€
Erträge aus Beteiligungen	1.640	1.089
Erträge aus Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	51.315	46.007
Zuschreibungen auf Finanzanlagen	0	956
Abschreibungen auf Finanzanlagen	-8.773	-7.930
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>44.182</b>	<b>40.122</b>
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	1.164	1.356
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge davon aus verbundenen Unternehmen	879 (13)	1.006 (16)
Abschreibungen auf Finanzanlagen	0	-4.335
Zinsen und ähnliche Aufwendungen davon an verbundene Unternehmen aus der Aufzinsung langfristiger Rückstellungen gemäß § 277 Abs. 5 HGB	-35.693 (-2.150) (-12.605)	-38.533 (-162) (-16.514)
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-33.650</b>	<b>-40.506</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>10.532</b>	<b>-384</b>

## F.7 Ausgleichszahlung nach § 304 AktG

Nach dem bestehenden Gewinnabführungsvertrag mit der StWN ist an die Thüga als außenstehende Aktionärin eine Ausgleichszahlung zu leisten. Die Ausgleichszahlung enthält eine feste und eine variable Komponente.

## G Ergänzende Angaben

### G.1 Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse setzen sich wie folgt zusammen:

	T€
Bürgschaften	30.473
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	(30)
davon gegenüber assoziierten Unternehmen	(30.443)
Verpfändungen	26
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	(26)
Patronatserklärungen	2.068
davon gegenüber assoziierten Unternehmen	(2.068)
	<b>32.567</b>

Die Bürgschaften bestehen im Wesentlichen zur Absicherung der Finanzierung der Gemeinschaftskraft Irsching GmbH, Vohburg, und für die Lieferung von Windkraftanlagen. Mit einer Inanspruchnahme ist derzeit aufgrund der finanziellen Situation der Gesellschaften nicht zu rechnen.

Die sonstigen finanziellen Verpflichtungen resultieren im Wesentlichen aus Miet-, Service- und Wartungsverträgen.

### Verpflichtungen aus Miet-, Leasing und Pachtverträgen

	T€	davon gegenüber verbundenen Unternehmen T€
fällig 2017	10.022	400
fällig 2018 bis 2021	17.206	400
fällig nach 2021	3.184	0
	<b>30.412</b>	<b>800</b>
Bestellobligo für Investitionen des Sachanlagevermögens	727	
	<b>31.139</b>	

Darüber hinaus liegen im branchenüblichen Umfang Verpflichtungen aus Energie- und Wasserbezugsverträgen vor.

## G.2 Honorare des Abschlussprüfers

Die bisher geleisteten Vorauszahlungen und gebildeten Rückstellungen für Abschlussprüfungsleistungen für die Prüfungsgesellschaft des Geschäftsjahres 2016 summieren sich auf 357 T€. Weiterhin wurden 2016 für andere Bestätigungsleistungen des Abschlussprüfers 30 T€ sowie für sonstige Leistungen 291 T€ verrechnet.

## G.3 Bewertungseinheiten

### **Zinsderivate**

In den Jahren 2008 und 2011 wurden zur Absicherung des Zinsrisikos im Zusammenhang mit Kreditfinanzierungen mit einer maximalen Laufzeit bis zum 31. Dezember 2031 kongruente Zinsswaps abgeschlossen. Diese Swaps bilden mit den aufgenommenen Darlehen auf variabler Zinsbasis Bewertungseinheiten in Form von Mikro-Hedges. Der Marktwert dieser Zinsswaps wurde zum 31. Dezember 2016 mit –9.912 T€ (Vorjahr –15.586 T€) errechnet. Die Ermittlung des Marktwerts erfolgt auf Basis einer Mark-to-market-Bewertung unter Berücksichtigung der Zinskurve am Bilanzstichtag und einer Abzinsung der künftigen Zahlungsströme.

Die Wirksamkeit der Sicherungsbeziehung ist durch die Gegenüberstellung der wesentlichen Vertragsparameter gewährleistet. Zum Bilanzstichtag sind Darlehen in Höhe von 76.277 T€ (Vorjahr 171.890 T€) abgesichert. Bilanziell werden diese Bewertungseinheiten nach der Einfrierungsmethode abgebildet.

## Rohstoff-Derivate

Die N-ERGIE bildet für Bezugs- und Absatzgeschäfte sowie ggf. derivative Finanzinstrumente für Fernwärme, Kohle Longterm und Biogas Bewertungseinheiten.

Die schwebenden Bezugs- und Absatzgeschäfte werden mit den beizulegenden Zeitwerten und den folgenden Nominalen in Portfolien in Portfolio-Bewertungseinheiten einbezogen:

Nominal in MWh	2017	2018	2019	2020	2021
Kohle Longterm	709.550				
GuD Sandreuth	1.587.510	774.965			
Biogas	40.134	36.296	26.592	24.384	23.610

In den Bewertungseinheiten wurden derivative Finanzinstrumente mit einem Fair Value von –5.439 TEUR und einem Nominal von 4.223 GWh (Vorjahr –33.091 T€ und 8.734 GWh) berücksichtigt.

Die Höhe der Risiken, die im Rahmen der verschiedenen Bewertungseinheiten abgesichert wurden, entspricht den beizulegenden Zeitwerten der schwebenden Absatzgeschäfte pro Lieferjahr. Die gegenläufigen Wertänderungen der Grund- und Sicherungsgeschäfte werden sich in Zukunft für das gesicherte Risiko (Marktpreisänderungsrisiko)

voraussichtlich in voller Höhe ausgleichen. Die Wertänderungen der Grundgeschäfte in den Strom- und Gasportfolien sind über die in den Tabellen ersichtlichen Jahresscheiben gesichert. Die Beurteilung der Wirksamkeit wird mit Hilfe der Dollar-Offset-Methode in kumulierter Form ermittelt. Eine Ineffektivität ist zu erfassen, wenn sich ein Überhang der negativen Marktwertänderungen über die positiven Marktwertänderungen ergibt. In diesem Fall ist die Höhe des Nettoverlustes aufwandswirksam in eine Rückstellung für Bewertungseinheiten einzustellen. Ein nicht realisierter Nettogewinn bleibt unberücksichtigt. 2016 mussten aufgrund der Ineffektivität 2 T€ als Drohverlustrückstellung angesetzt werden.

Für die Commodity-Derivate, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden und die nicht in IDW RS ÖFA 3 einbezogen werden können, ergeben sich zum Abschlussstichtag lediglich unwesentliche Nominalwerte, beizulegenden Zeitwerte und Buchwerte.

Vereinzelt resultieren aus Bewertungseinheiten freistehende finanzielle Commodity-Derivate bzw. physische Gas- bzw. Stromabsatz- oder -beschaffungsgeschäfte aus mengenmäßigen Über- oder Untersicherungen. Für Derivate und Bezugsverträge mit negativem Marktwert, die nicht Bestandteil einer Bewertungseinheit sind, wurde zum Bilanzstichtag eine Drohverlustrückstellung in Höhe von –617 T€ gebildet.

### **ÖFA 3**

Die N-ERGIE fasst physische Strom- bzw. Gasbezugs- und -absatzgeschäfte sowie ggf. finanzielle Derivate unter Anwendung des IDW RS ÖFA 3 in verschiedenen Portfolien zusammen. Hierbei werden folgende Portfolien gebildet:

Strombezugs- und Stromabsatzgeschäfte je Lieferjahr und Kundensegment  
Gasbezugs-, Gasabsatzgeschäfte und Gastermingeschäfte je Lieferjahr und Kunden-  
segment.

Um den Anforderungen hinsichtlich der zeitlichen und sachlichen Homogenität des IDW RS ÖFA 3 zu entsprechen, wurden Grund- und Sicherungsinstrumente mit demselben Rohstoff-Risiko und derselben Laufzeit zusammengefasst und gesteuert. Es erfolgt eine stetige Überwachung der offenen Position hinsichtlich der Mengengleichheit von Grundgeschäft und Sicherungsinstrument.

Die in den Portfolien enthaltenen Bezugs- und Absatzgeschäfte spiegeln teilweise auch Planmengen wider. Diese sind Bestandteil der Wirtschaftsplanung der N-ERGIE, deren Eintritt überwacht und eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit der Transaktionen unterstellt wird.

Zur Bewertung der verschiedenen Portfolien bei Strom und Gas, die die Voraussetzungen des IDW RS ÖFA 3 erfüllen, erfolgt die Aufstellung einer Ergebnisbeitragsrechnung für alle bewirtschafteten Jahre unter Berücksichtigung aller direkt zuordenbaren Kosten. Die Basis der Ergebnisbeitragsrechnung bilden die preislich fixierten Bestellmengen des Vertriebs und die zum Abschlussstichtag dafür durchgeführten Beschaffungsgeschäfte. Bei der Ergebnisbeitragsrechnung werden pro Portfolio und Jahresscheibe die offenen Positionen durch die Saldierung der unrealisierten Verluste und Gewinne bewertet und eine Drohverlustrückstellung in Höhe von 393 T€ (Vorjahr 246 T€) erfasst.

## G.4 Beteiligungsunternehmen und Unternehmensverbindungen

### Aufstellung des Anteilsbesitzes zum 31. Dezember 2016

(gemäß § 313 Abs. 2 HGB)

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital %
<b>A) In den Konzernabschluss einbezogene verbundene Unternehmen</b>	
AquaOpta Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg	100,00
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Nürnberg	100,00
N-ERGIE Effizienz GmbH, Nürnberg	100,00
N-ERGIE IT GmbH, Nürnberg (vormals itecPlus Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg)	100,00
N-ERGIE Kraftwerke GmbH, Nürnberg	100,00
N-ERGIE Kundenservice GmbH, Nürnberg (vormals CentraPlus Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg)	100,00
N-ERGIE Regenerativ GmbH, Nürnberg	100,00
N-ERGIE Service Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg	100,00
N-ERGIE Solarstrom GmbH & Co. KG, Nürnberg	100,00
N-ERGIE Sonne und Wind GmbH & Co. KG, Martinsheim	100,00
Überlandwerk Schäfersheim GmbH & Co. KG, Weikersheim	100,00
Überlandwerk Schäfersheim Verwaltungs GmbH, Weikersheim (persönlich haftende Gesellschafterin der Überlandwerk Schäfersheim GmbH & Co. KG)	100,00
N-ERGIE Immobilien GmbH, Nürnberg (vormals impleaPlus Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg)	74,90
Photovoltaikkraftwerk Weißenbronn GmbH & Co. KG, Heilsbronn	67,10
Photovoltaikkraftwerk Bonnhof GmbH & Co. KG, Heilsbronn	62,40

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital %
<b>B) Auf die Einbeziehung der folgenden verbundenen Unternehmen wurde gemäß § 296 Abs. 2 HGB verzichtet, da sie sowohl einzeln als auch insgesamt von untergeordneter Bedeutung für die Beurteilung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns sind.</b>	
N-ERGIE Biomasse GmbH, Nürnberg	100,00
N-ERGIE Solarstrom Verwaltungs-GmbH, Nürnberg	100,00
N-ERGIE Sonne und Wind Verwaltungs-GmbH, Martinsheim	100,00
Photovoltaikkraftwerk Bonnhof Verwaltungs-GmbH, Heilsbronn	100,00
Photovoltaikkraftwerk Leutershausen Verwaltungs-GmbH, Nürnberg	100,00
Photovoltaikkraftwerk Schweinfurt Verwaltungs-GmbH, Nürnberg	100,00
Photovoltaikkraftwerk Seitendorf Verwaltungs-GmbH, Heilsbronn	100,00
PVG Gnötzheim II Verwaltungs GmbH, Martinsheim	100,00
Sandarak Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Vermietungs KG, Mainz	100,00
Windenergie Hochstätten Verwaltungs GmbH, Nürnberg	100,00
Windpark Schauenstein-Selbitz Verwaltungs-GmbH, Nürnberg	100,00
Windpark Stadelhofen-Titting Verwaltungs GmbH, Nürnberg	100,00
Kommunale Frankengas Beteiligungsgesellschaft mbH i. L., Ansbach	90,07
Nahwärme Neuendettelsau GmbH, Neuendettelsau	70,00
solid GmbH, Fürth	50,70

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital %
<b>C) Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode einbezogen sind</b>	
Photovoltaikkraftwerk Leutershausen GmbH & Co. KG, Leutershausen	68,90
BELUK GmbH Betriebseinrichtungen für Licht- und Kraftanlagen, Schongau	50,00
Bioerdgas Eggolsheim GmbH, Nürnberg	50,00
ENTRO GmbH Schnelldorf, Schnelldorf	50,00
Erdgas Burgbernheim GmbH, Burgbernheim	50,00
Erdgas Uffenheim GmbH & Co. KG, Uffenheim	50,00
Erdgas Uffenheim Verwaltungs GmbH & Co. KG, Uffenheim	50,00
GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co. KG, Gollhofen	50,00
GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, Gollhofen	50,00
GVL Gasversorgung Lauf a. d. Pegnitz GmbH, Lauf a. d. Pegnitz	50,00
Service4EVU GmbH, Coburg	50,00
Windenergie Burgsalach GmbH, Burgsalach	50,00
Windenergie FLEMMMA / N-ERGIE Verwaltungs GmbH, Nürnberg	50,00
Windpark Eismannsberg-Kainsbach GmbH & Co. KG, Neumarkt i.d. OPf.	50,00
Photovoltaikkraftwerk Schweinfurt GmbH & Co. KG, Nürnberg	49,90
Bürgerkraftwerke Schwabach GmbH, Schwabach	49,00
Bürgerkraftwerke Stein GmbH, Stein	49,00
Stadtwerke Neustadt a.d. Aisch GmbH, Neustadt a.d. Aisch	49,00

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital %
<b>C) Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode einbezogen sind</b>	
Stadtwerke Röthenbach a. d. Pegnitz GmbH, Röthenbach a. d. Pegnitz	49,00
Stadtwerke Stein GmbH & Co. KG, Stein	49,00
Gemeindewerke Wendelstein Bürgerkraftwerk GmbH, Wendelstein	45,00
Stadtwerke Altdorf GmbH, Altdorf	40,00
Windpark Schauenstein GmbH & Co. KG, Nürnberg	39,183
EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, München	35,00
FLEMMMA W.1 Energie GmbH & Co. KG, Neumarkt i.d. OPf.	33,68
ENTRO GmbH Marktbergel, Marktbergel	33,33
WEO GmbH & Co. KG, Berlin	33,33
Zweckverband Wasserversorgung Fränkischer Wirtschaftsraum, Nürnberg	33,33
Nahwärme Schnelldorf GmbH, Schnelldorf	30,00
Bürgersolar Ermetzhofen GmbH & Co. KG, Egersheim	25,70
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH, Vohburg	25,20
Bürgerwindpark Denkendorf GmbH & Co. KG, Denkendorf	25,10
Gemeindewerke Wendelstein Gasversorgung GmbH, Wendelstein	25,10
Stadtwerke Schwabach GmbH, Schwabach	25,10
Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München	20,53

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital %
<b>D) Auf die Einbeziehung der folgenden assoziierten Unternehmen wurde gemäß § 311 Abs. 2 HGB verzichtet, da sie sowohl einzeln als auch insgesamt von untergeordneter Bedeutung für die Beurteilung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns sind.</b>	
Windpark Stadelhofen-Titting GmbH & Co. KG, Nürnberg	100,00
SYNECO Verwaltungs GmbH i. L., München	74,90
N-ERGIE-Belectric Entwicklungs GmbH, Nürnberg	50,00
IPSt Infrastruktur- und Projektgesellschaft Stein mbH i. L., Stein	49,00
Gewerbepark Nürnberg-Feucht Versorgungs- und Abwasserentsorgungsgesellschaft mit beschränkter Haftung, Feucht	40,00

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital %	Eigen- kapital T€	Jahres- ergebnis 2015 T€
<b>E) Übrige Beteiligungen</b>			
8KU GmbH, Berlin	12,50	287	6
SYNECO GmbH & Co. KG i. L., München	13,93	41.393	2.136
Bürgerwindrad Alfeld GmbH & Co. KG, Alfeld	5,77	—	—
M-net Telekommunikations GmbH, München	4,58	100.477	-449
Energie-Projektagentur Nürnberger Land GmbH, Lauf a.d. Pegnitz	3,23	148	-7

## G.5 Personalstand

Während des Berichtsjahres war im Jahresdurchschnitt die folgende Anzahl an Arbeitnehmern beschäftigt:

	2016	2015
Arbeitnehmer	2.439	2.424
Auszubildende	165	162
	<b>2.604</b>	<b>2.586</b>

## G.6 Nachtragsbericht

Nach dem Ende des Geschäftsjahres bis zur Unterzeichnung dieses Lageberichts wurden keine Risiken oder Vorgänge von besonderer Bedeutung identifiziert, die den Fortbestand des Unternehmens gefährden oder die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich beeinträchtigen.

## G.7 Organe und Aufwendungen für Organe der Gesellschaft

### Aufsichtsrat

---

<b>Dr. Ulrich Maly</b>	Oberbürgermeister der Stadt Nürnberg, Vorsitzender des Aufsichtsrats
<b>Karlheinz Kratzer</b>	Betriebsratsvorsitzender, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats
<b>Michael Riechel</b>	Vorsitzender des Vorstands der Thüga Aktiengesellschaft, weiterer stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats
<b>Gabriele Aplenx</b>	Leiterin Hauptabteilung Gesellschaftsrecht der Thüga Aktiengesellschaft, ab 15.04.2016
<b>Claudia Arabackj</b>	Stadträtin und Werbekauffrau
<b>Dr. Matthias Cord</b>	stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der Thüga Aktiengesellschaft
<b>Dr. Klemens Gsell</b>	Bürgermeister der Stadt Nürnberg
<b>Tanja Haas</b>	Betriebsratsmitglied, Netzkundenmanagerin
<b>Michael Kittelberger</b>	Leiter Hauptabteilung Controlling und Beteiligungen der Thüga Aktiengesellschaft
<b>Rainer Kleedörfer</b>	Bereichsleiter Unternehmensentwicklung/Beteiligungen
<b>Dr. Reinhard Klopffleisch</b>	Gewerkschaftssekretär ver.di Bundesverwaltung
<b>Ludwig Kränzlein</b>	freigestelltes Betriebsratsmitglied
<b>Jörg Opitz</b>	freigestelltes Betriebsratsmitglied, ab 15.04.2016
<b>Dr. Peter Pluschke</b>	berufsmäßiger Stadtrat, Umweltreferat
<b>Gisela Prummer</b>	freigestelltes Betriebsratsmitglied
<b>Gerald Raschke</b>	Stadtrat und Lehrer

### Aufsichtsrat

---

<b>Thomas Ries</b>	Leiter Wassermanagement, bis 15.04.2016
<b>Wolfgang Scharnagl</b>	stellvertretender Betriebsratsvorsitzender
<b>Irena Schauer</b>	Rechtssekretärin ver.di Mittelfranken, bis 31.12.2015
<b>Dr. Christof Schulte</b>	Vorstandsmitglied der Thüga Aktiengesellschaft, bis 15.04.2016
<b>Stefanie Schulze</b>	Gewerkschaftssekretär ver.di Mittelfranken, ab 15.04.2016
<b>Kilian Sendner</b>	Stadtrat und Kaufmann i.R.
<b>Klaus Steger</b>	Gewerkschaftssekretär ver.di Mittelfranken

### Vorstand

---

<b>Josef Hasler</b>	Vorsitzender des Vorstands Ressort: Unternehmensentwicklung, Unternehmens- und Marketingkommunikation, Recht, N-ERGIE Vertrieb; Vorsitzender der Geschäftsführung der Städtische Werke Nürnberg Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg; Vorsitzender des Vorstands der VAG Verkehrs-Aktiengesellschaft, Nürnberg
<b>Martina Paasch</b>	Mitglied des Vorstands Ressort: Finanz- und Rechnungswesen, Einkauf, Controlling, Wasser
<b>Karl-Heinz Pöverlein</b>	Mitglied des Vorstands und Arbeitsdirektor Ressort: Personal, Arbeitsmedizin, Arbeitssicherheit/ Umweltschutz; Mitglied der Geschäftsführung und Arbeitsdirektor der Städtische Werke Nürnberg Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Nürnberg; Mitglied des Vorstands für Personal- und Sozialfragen der VAG Verkehrs-Aktiengesellschaft, Nürnberg
<b>Dr. Thomas Unnerstall</b>	Mitglied des Vorstands, bis 29.02.2016

## Beirat

---

<b>Dr. Ulrich Maly</b>	Oberbürgermeister der Stadt Nürnberg, Vorsitzender des Beirats
<b>Michael Riechel</b>	Vorsitzender des Vorstands der Thüga Aktiengesellschaft, stellvertretender Vorsitzender des Beirats
<b>Richard Bartsch</b>	Präsident des Bezirkstags Mittelfranken
<b>Tamara Bischof</b>	Landrätin des Landkreises Kitzingen
<b>Alfons Brandl</b>	Erster Bürgermeister der Stadt Herrrieden, stellvertretender Bezirksvorsitzender für Mittelfranken im Bayerischen Städtetag
<b>Josef Braun</b>	Obermeister der Innung für Elektro- und Informationstechnik Nürnberg-Fürth
<b>Prof. Dr. Michael Braun</b>	Präsident der Technischen Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm
<b>Matthias Dießl</b>	Landrat des Landkreises Fürth
<b>Herbert Eckstein</b>	Landrat des Landkreises Roth
<b>Peter-Stephan Englert</b>	Vorstandsvorsitzender der Vereinigung der Wohnungsunternehmen in Mittelfranken e. V. und Geschäftsführer der St. Gundekar-Werk Eichstätt Wohnungs- und Städtebaugesellschaft mbH
<b>Dr. Matthias Everding</b>	Vorstandsvorsitzender der Sparkasse Nürnberg
<b>Günther Felßner</b>	Bezirkspräsident des Bezirksverbands Mittelfranken des Bayerischen Bauernverbands
<b>Manfred Geyer</b>	Vorstandsvorsitzender der RaiffeisenVolksbank eG Gewerbebank
<b>Dr. Thomas Jung</b>	Oberbürgermeister der Stadt Fürth und Bezirksvorsitzender für Mittelfranken im Bayerischen Städtetag

## Beirat

---

<b>Armin Kroder</b>	Landrat des Landkreises Nürnberger Land
<b>Markus Lötzsch</b>	Hauptgeschäftsführer der IHK Nürnberg für Mittelfranken
<b>Dr. Jürgen Ludwig</b>	Landrat des Landkreises Ansbach
<b>Josef Mend</b>	Erster Bürgermeister der Gemeinde Iphofen und Erster Vizepräsident des Bayerischen Gemeindetags
<b>Heinz Meyer</b>	Erster Bürgermeister der Gemeinde Burgthann, Vorsitzender des Kreisverbands Nürnberger Land im Bayerischen Gemeindetag
<b>Heinrich Mosler</b>	Präsident der Handwerkskammer für Mittelfranken, a. D.
<b>Helmut Schnotz</b>	Erster Bürgermeister des Marktes Bechhofen, stellvertretender Vorsitzender des Kreisverbands Ansbach im Bayerischen Gemeindetag
<b>Günter Ströbel</b>	Erster Bürgermeister der Gemeinde Dittenheim, Vorsitzender des Kreisverbands Weißenburg-Gunzenhausen im Bayerischen Gemeindetag
<b>Gerhard Wägemann</b>	Landrat des Landkreises Weißenburg-Gunzenhausen
<b>Helmut Weiß</b>	Landrat des Landkreises Neustadt a. d. Aisch/Bad Windsheim
<b>Siegfried Zecha</b>	Obermeister der Innung für Sanitär- und Heizungstechnik, Nürnberg/Fürth

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten Vergütungen in Höhe von 138 T€ und der Beirat in Höhe von 44 T€.

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Vorstands betragen 1.203 T€. Die Vergütung des Vorstands beträgt im Einzelnen für Herrn Josef Hasler Fixum 170 T€, variabel 165 T€ sowie Sachleistungen 15 T€, für Frau Martina Paasch Fixum 246 T€, variabel 110 T€ und Sachleistungen 10 T€, für Herrn Karl-Heinz Pöverlein Fixum 119 T€, variabel 165 T€ sowie Sachleistungen 9 T€ und für Herrn Dr. Thomas Unnerstall Fixum 35 T€, variabel 157 T€ sowie Sachleistungen 2 T€. Zudem bestehen Pensionszusagen in Höhe von 164 T€, die unter den Pensionsrückstellungen ausgewiesen sind.

Frühere Mitglieder des Vorstands und deren Hinterbliebene erhielten Gesamtbezüge in Höhe von 1.551 T€. Für Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen sind 9.103 T€ zurückgestellt.

Nürnberg, 27. Februar 2017

N-ERGIE Aktiengesellschaft  
Der Vorstand



Josef Hasler



Martina Paasch



Karl-Heinz Pöverlein

# Entwicklung des Konzern-Anlagevermögens

124

für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2016  
der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg

## Anschaffungs- und Herstellungskosten

Vermögensgruppe	Stand am	Zugang	Abgang	Umbuchung	Stand am
	01.01.2016				31.12.2016
	TE	TE	TE	TE	TE
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
1. Entgeltliche erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	69.350	1.669	537	1.047	71.529
2. Bezugs- und Lieferrechte	26.574	0	0	0	26.574
3. Geschäfts- oder Firmenwert	117	0	0	0	117
4. Geleistete Anzahlungen	0	414	0	92	506
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>96.041</b>	<b>2.083</b>	<b>537</b>	<b>1.139</b>	<b>98.726</b>
<b>II. Sachanlagen</b>					
1. Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte mit Geschäfts-, Betriebs- und anderen Bauten	341.317	924	32.992	7.739	316.988
2. Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte mit Wohnbauten	3.457	0	0	0	3.457
3. Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte ohne Bauten	19.735	138	79	2	19.796
4. Bauten auf fremden Grundstücken	7.352	68	0	0	7.420
	371.861	1.130	33.071	7.741	347.661
5. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	390.302	11.831	652	10.793	412.274
6. Verteilungsanlagen	3.198.623	60.640	8.148	30.564	3.281.679
7. Technische Anlagen und Maschinen	9.847	361	588	466	10.086
8. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	93.289	4.144	5.690	839	92.582
9. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	59.544	23.178	92	-51.542	31.088
<b>Sachanlagen</b>	<b>4.123.466</b>	<b>101.284</b>	<b>48.241</b>	<b>-1.139</b>	<b>4.175.370</b>
<b>III. Finanzanlagen</b>					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	4.518	0	0	0	4.518
2. Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	576.921	5.720	366	0	582.275
3. Beteiligungen	15.083	85	4.662	0	10.506
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	8.530	0	25	0	8.505
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	38.500	15	0	0	38.515
6. Sonstige Ausleihungen	2.513	133	354	0	2.292
<b>Finanzanlagen</b>	<b>646.065</b>	<b>5.953</b>	<b>5.407</b>	<b>0</b>	<b>646.611</b>
<b>Anlagevermögen gesamt</b>	<b>4.865.572</b>	<b>109.320</b>	<b>54.185</b>	<b>0</b>	<b>4.920.707</b>

Zu-/Abschreibungen						Buchwerte		
Stand am 01.01.2016	Abschreibungen des Geschäfts- jahres	Equity Abwertung	./. kumulierte Abschreibungen auf Anlagen- abgänge	Equity Aufwertung	Zuschreibungen	Stand am 31.12.2016	Stand am 31.12.2016	Stand am 31.12.2015
€	€	€	€	€	€	€	€	€
61.882	3.289	0	537	0	0	64.634	6.895	7.468
26.541	8	0	0	0	0	26.549	25	33
89	16	0	0	0	0	105	12	28
0	0	0	0	0	0	0	506	0
<b>88.512</b>	<b>3.313</b>	<b>0</b>	<b>537</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>91.288</b>	<b>7.438</b>	<b>7.529</b>
217.702	4.626	0	19.944	0	0	202.384	114.604	123.615
2.295	35	0	0	0	0	2.330	1.127	1.162
2.198	45	0	6	0	0	2.237	17.559	17.537
6.080	76	0	0	0	0	6.156	1.264	1.272
228.275	4.782	0	19.950	0	0	213.107	134.554	143.586
243.445	13.449	0	645	0	0	256.249	156.025	146.857
2.479.591	55.169	0	7.082	0	0	2.527.678	754.001	719.032
8.102	274	0	558	0	0	7.818	2.268	1.745
71.177	6.712	0	5.326	0	0	72.563	20.019	22.112
0	0	0	0	0	0	0	31.088	59.544
<b>3.030.590</b>	<b>80.386</b>	<b>0</b>	<b>33.561</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.077.415</b>	<b>1.097.955</b>	<b>1.092.876</b>
3.155	0	0	0	0	0	3.155	1.363	1.363
62.143	7.423	58.364	0	51.664	0	76.266	506.009	514.778
3.493	0	0	206	0	0	3.287	7.219	11.590
6.330	1.350	0	0	0	0	7.680	825	2.200
0	0	0	0	0	0	0	38.515	38.500
759	58	0	0	0	188	629	1.663	1.754
<b>75.880</b>	<b>8.831</b>	<b>58.364</b>	<b>206</b>	<b>51.664</b>	<b>188</b>	<b>91.017</b>	<b>555.594</b>	<b>570.185</b>
<b>3.194.982</b>	<b>92.530</b>	<b>58.364</b>	<b>34.304</b>	<b>51.664</b>	<b>188</b>	<b>3.259.720</b>	<b>1.660.987</b>	<b>1.670.590</b>

# Konzernkapitalflussrechnung

der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg

126

	2016	2015
	T€	T€
Periodenergebnis (Konzernjahresüberschuss/-fehlbetrag einschließlich Ergebnisanteile anderer Gesellschafter)	122.083	104.679
Abschreibungen/Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	92.341	102.643
Zunahme/Abnahme der Rückstellungen	477	-17.702
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	-5.074	-11.772
Zunahme/Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-28.919	-12.414
Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	29.247	-70.660
Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	606	985
Zinsaufwendungen/Zinserträge	20.900	21.013
Sonstige Beteiligungserträge/Verlustübernahmen (inkl. Ergebnisabführung)	-54.118	-48.452
Ertragsteueraufwand/-ertrag	6.149	6.137
Ertragsteuerzahlungen	-7.153	-5.645
<b>Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit</b>	<b>176.539</b>	<b>68.812</b>
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des immateriellen Anlagevermögens	0	1
Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-2.082	-2.508
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	14.073	3.727
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-101.284	-120.486
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	5.201	7.440
Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-5.952	-1.805
Einzahlungen aus Abgängen aus dem Konsolidierungskreis	0	320
Erhaltene Zinsen	479	1.006
Erhaltene Dividenden	54.118	48.452
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-35.447</b>	<b>-63.854</b>
Einzahlungen aus der Begebung von Bürgerdarlehen	442	1.761
Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und der Aufnahme von (Finanz-)Krediten	105.200	72.950
Auszahlungen aus der Tilgung von Bürgerdarlehen und sonst. Darlehen	0	-346
Auszahlungen aus der Tilgung von Anleihen und (Finanz-)Krediten	-129.712	-49.794
Einzahlungen aus erhaltenen Zuschüssen/Zuwendungen	17.276	25.521
Gezahlte Zinsen	-21.379	-22.019
Gezahlte Dividenden an Gesellschafter des Mutterunternehmens	-67.709	-66.909
Gezahlte Dividenden an andere Gesellschafter	-30.062	-31.005
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-125.944</b>	<b>-69.841</b>
<b>Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds</b>	<b>15.148</b>	<b>-64.883</b>
<b>Konsolidierungskreisbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds</b>	<b>0</b>	<b>53</b>
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	23.754	88.584
<b>Finanzmittelfonds am Ende der Periode</b>	<b>38.902</b>	<b>23.754</b>

# Konzerneigenkapitalspiegel

127

zum 31. Dezember 2016

der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg

	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Erwirtschaftetes Konzerneigenkapital	Eigenkapital ohne Anteile anderer Gesellschafter	Anteile anderer Gesellschafter am Kapital	Konzern- eigenkapital
	T€	T€	T€	T€	T€	T€
<b>Stand am 31.12.2014</b>	<b>156.400</b>	<b>119.886</b>	<b>160.687</b>	<b>436.973</b>	<b>1.569</b>	<b>438.542</b>
Konzernjahresüberschuss	—	—	6.907	6.907	402	7.309
Ausgleichszahlung/ Ausschüttungen	—	—	—	—	-363	-363
Übrige Änderungen	—	—	-12	-12	199	187
<b>Stand am 31.12.2015</b>	<b>156.400</b>	<b>119.886</b>	<b>167.582</b>	<b>443.868</b>	<b>1.807</b>	<b>445.675</b>
Konzernjahresüberschuss	—	—	22.049	22.049	204	22.253
Ausgleichszahlung/ Ausschüttungen	—	—	—	—	-219	-219
Übrige Änderungen	—	—	1	1	-183	-182
<b>Stand am 31.12.2016</b>	<b>156.400</b>	<b>119.886</b>	<b>189.632</b>	<b>465.918</b>	<b>1.609</b>	<b>467.527</b>

An die N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg:

Wir haben den von der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg, aufgestellten Konzernabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Anhang, Kapitalflussrechnung und Eigenkapitalpiegel – und den Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2016 geprüft. Die Aufstellung von Konzernabschluss und Konzernlagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht abzugeben.

Wir haben unsere Konzernabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Konzernabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und durch den Konzernlagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld des Konzerns sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben im Konzernabschluss und Konzernlagebericht überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der Jahresabschlüsse der in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen, der

Abgrenzung des Konsolidierungskreises, der angewandten Bilanzierungs- und Konsolidierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands sowie die Würdigung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Konzernabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns. Der Konzernlagebericht steht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den gesetzlichen Vorschriften, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Nürnberg, den 13. März 2017  
PricewaterhouseCoopers GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft



Kerstin Krauß  
Wirtschaftsprüferin



Claus Röger  
Wirtschaftsprüfer



## Aktivitäten des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat hat die Maßnahmen des Vorstands während des Geschäftsjahres 2016 entsprechend den ihm nach Gesetz und Satzung zugewiesenen Aufgaben überwacht und eng begleitet. Im vergangenen Jahr fanden fünf ordentliche Aufsichtsrats-sitzungen statt. Ein Aufsichtsratsmitglied hat an weniger als der Hälfte der Sitzungen teilgenommen.

Der Aufsichtsrat war in alle Entscheidungen von grundlegender Bedeutung für die Gesellschaft und ihre Beteiligungsunternehmen eingebunden. Außerdem hat er sich fortlaufend zu Fragen der strategischen und operativen Weiterentwicklung durch regelmäßige schriftliche Berichts- und Beschlussvorlagen sowie mündliche Berichte vom Vorstand informieren lassen. In den Aufsichtsrats- und Ausschusssitzungen wurden alle Geschäftsvorgänge und Entscheidungen, die nach Gesetz und Satzung der Zustimmung des Aufsichtsrats bedürfen, im gewünschten Umfang erörtert. Der Aufsichtsrat hat Herrn Dr. Thomas Unnerstall zum 29. Februar 2016 aus dem Vorstand abberufen.

Die seiner Zustimmung unterliegenden Geschäfte hat der Aufsichtsrat genehmigt.

Auch außerhalb der Sitzungen hat der Vorstand den Vorsitzenden des Aufsichtsrats und seine Stellvertreter über wesentliche geschäftliche Angelegenheiten und Entscheidungen laufend informiert und sich mit ihnen beraten.

## Besetzung des Aufsichtsrats

In der Hauptversammlung am 15. April 2016 wurde Frau Gabriele Aplenzen als neues Aufsichtsratsmitglied gewählt. Sie folgt Herrn Dr. Christof Schulte nach, der aus dem Gremium ausschied.

Bei der Zusammensetzung des Aufsichtsrats ergaben sich außerdem personelle Änderungen aufgrund der Neuwahlen der Aufsichtsratsmitglieder der Arbeitnehmervertretung im Frühjahr 2016. Zum 15. April 2016 ist Herr Thomas Ries aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Neu in den Aufsichtsrat gewählt wurden Herr Jörg Opitz und Frau Stefanie Schulze.

Der Aufsichtsrat dankt Herrn Ries und Herrn Dr. Schulte für die konstruktive und vertrauensvolle Zusammenarbeit.

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung am 15. April 2016 wurden Herr Karlheinz Kratzer als stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender und Herr Michael Riechel als weiterer stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender bestätigt.

## Sitzungen der Ausschüsse

Der Bilanz- und Finanzausschuss trat im abgelaufenen Geschäftsjahr zweimal zusammen und hat insbesondere finanz- und betriebswirtschaftliche Unternehmenssachverhalte vorberatend diskutiert.

Der Personal- und Präsidialausschuss tagte dreimal und befasste sich mit Vorstandsangelegenheiten.

## Jahresabschluss

Der vom Vorstand aufgestellte Jahres- und Konzernabschluss zum 31. Dezember 2016 sowie der Lage- und Konzernlagebericht sind durch die als Abschlussprüfer gewählte PricewaterhouseCoopers AG, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Nürnberg, geprüft worden. Der Auftrag zur Durchführung der Prüfungen wurde vom Vorsitzenden des Aufsichtsrats erteilt. Die Prüfungsberichte wurden allen Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig ausgehändigt. Der Vorstand hat bei der Jahres- und Konzernabschlussberatung des Aufsichtsrats die Unterlagen zusätzlich auch mündlich erläutert. Die Abschlussprüfer, die in dieser Sitzung persönlich anwesend waren, haben keine Einwendungen erhoben und den Jahres- und Konzernabschluss mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Der Aufsichtsrat hat den Jahres- und Konzernabschluss zum 31. Dezember 2016 einschließlich Lage- und Konzernlagebericht seinerseits eingehend geprüft und erhebt nach dem abschließenden Ergebnis dieser Prüfungen keine Einwendungen. Wie vom Bilanz- und Finanzausschuss empfohlen, hat der Aufsichtsrat den vom Vorstand aufgestellten Jahres- und Konzernabschluss gebilligt; der Jahresabschluss ist damit gemäß § 172 Aktiengesetz festgestellt.

## Dank an Vorstand, Betriebsrat und Unternehmensangehörige

Der Aufsichtsrat dankt dem Vorstand, dem Betriebsrat und allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit im abgelaufenen Geschäftsjahr und spricht hierfür seine Anerkennung aus.

Nürnberg, 5. April 2017  
Der Aufsichtsrat



Dr. Ulrich Maly  
Vorsitzender

N-ERGIE Konzern		2016	2015	2014	2013	2012
Gezeichnetes Kapital	T€	156.400	156.400	156.400	156.400	156.400
Anlagevermögen (Buchwert)	T€	1.660.987	1.670.591	1.654.766	1.611.645	1.598.295
Umlaufvermögen	T€	463.281	423.112	492.131	525.536	495.474
Investitionen (Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen)	T€	103.367	119.450	150.141	118.083	123.386
Umsatzerlöse	T€	2.823.259	2.884.496	2.879.297	2.873.905	2.587.061
Personalaufwendungen	T€	189.214	206.806	191.873	173.852	179.569
abgeführter Gewinn	T€	70.218	67.709	66.909	63.645	54.365
Ausgleichszahlung	T€	29.612	29.661	30.522	28.007	28.047
Jahresüberschuss	T€	22.253	7.309	404	1.571	6.025
Beschäftigte (Durchschnitt)	Anzahl	2.604	2.586	2.559	2.534	2.542

#### Stromversorgung

Umsatzerlöse (ohne Stromsteuer)	T€	2.105.975	2.185.583	2.236.178	2.236.874	1.985.457
Abgabe an Kunden	Mio. kWh	14.562	13.997	15.467	13.688	1.010
Verteilungsnetz	km	27.424	27.345	26.765	26.703	27.735

#### Erdgasversorgung

Umsatzerlöse	T€	480.183	471.848	413.266	397.083	371.127
Abgabe an Kunden	Mio. kWh	14.858	12.762	9.681	9.498	6.379
Verteilungsnetz	km	4.395	4.377	4.333	4.321	4.285

#### Fernwärmeversorgung

Umsatzerlöse	T€	89.714	96.600	105.651	109.080	104.554
Abgabe an Kunden	Mio. kWh	1.128	1.056	1.003	1.227	1.152
Verteilungsnetz	km	336	329	325	317	317

#### Wasserversorgung

Umsatzerlöse	T€	61.748	64.142	59.802	58.555	60.016
Abgabe an Kunden	Mio. m <sup>3</sup>	32	33	31	31	31
Verteilungsnetz	km	2.365	2.365	2.365	2.367	2.365

## Impressum

N-ERGIE Aktiengesellschaft  
Unternehmens- und  
Marketingkommunikation  
Am Plärrer 43  
90429 Nürnberg  
Telefon 0911 802-58050  
presse@n-ergie.de

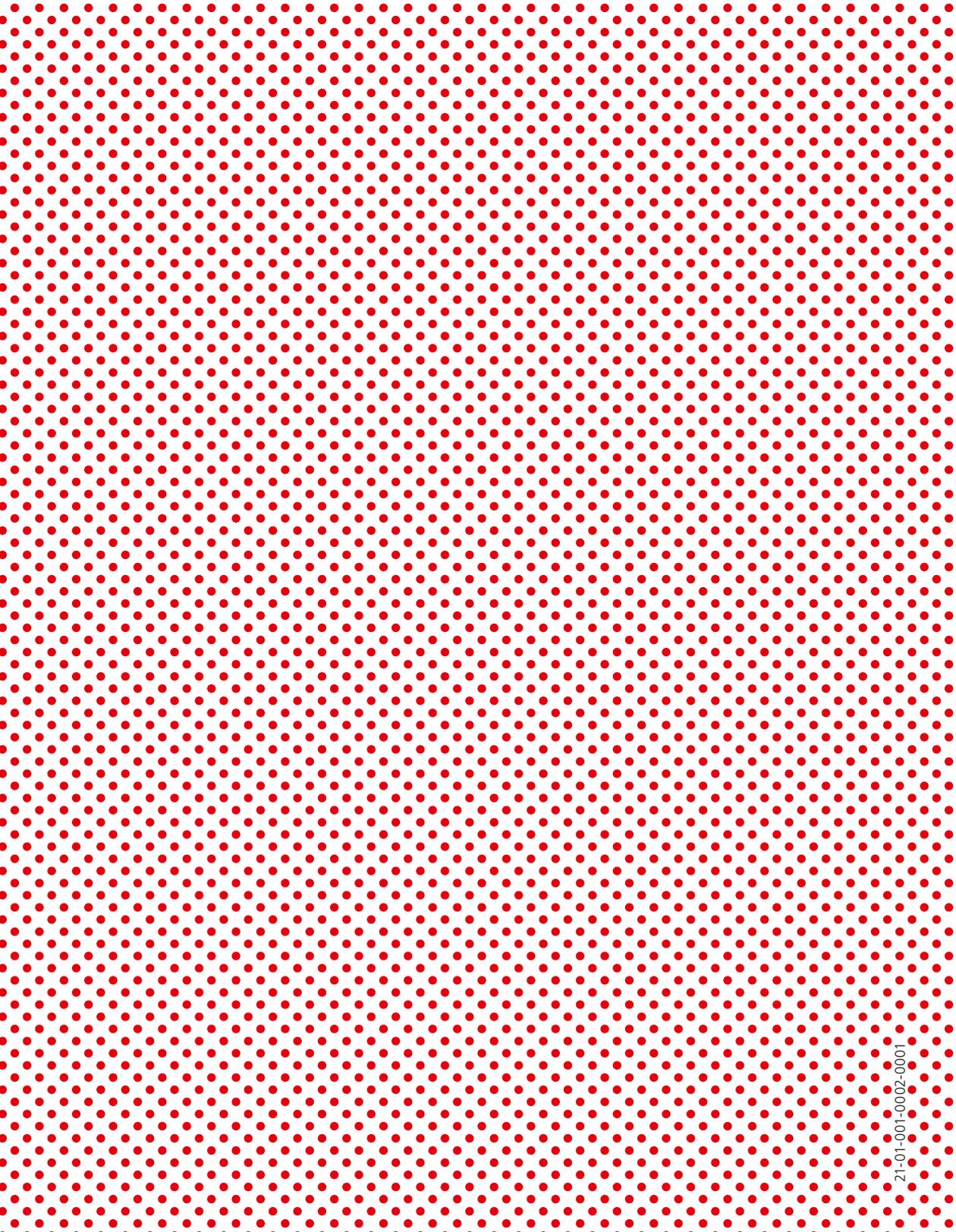
[www.n-ergie.de](http://www.n-ergie.de)

Redaktion N-ERGIE:  
Bianka Rebhan

Konzept, Gestaltung, Realisation & Text:  
Udo Bernstein, Claudia Wieland

Fotografie:  
Bayern Innovativ, E.ON Kraftwerke,  
Sabine Freudenberger, Ekkehard Winkler

Diese Drucksache ist auf umweltfreundliches  
Recyclingmaterial gedruckt.



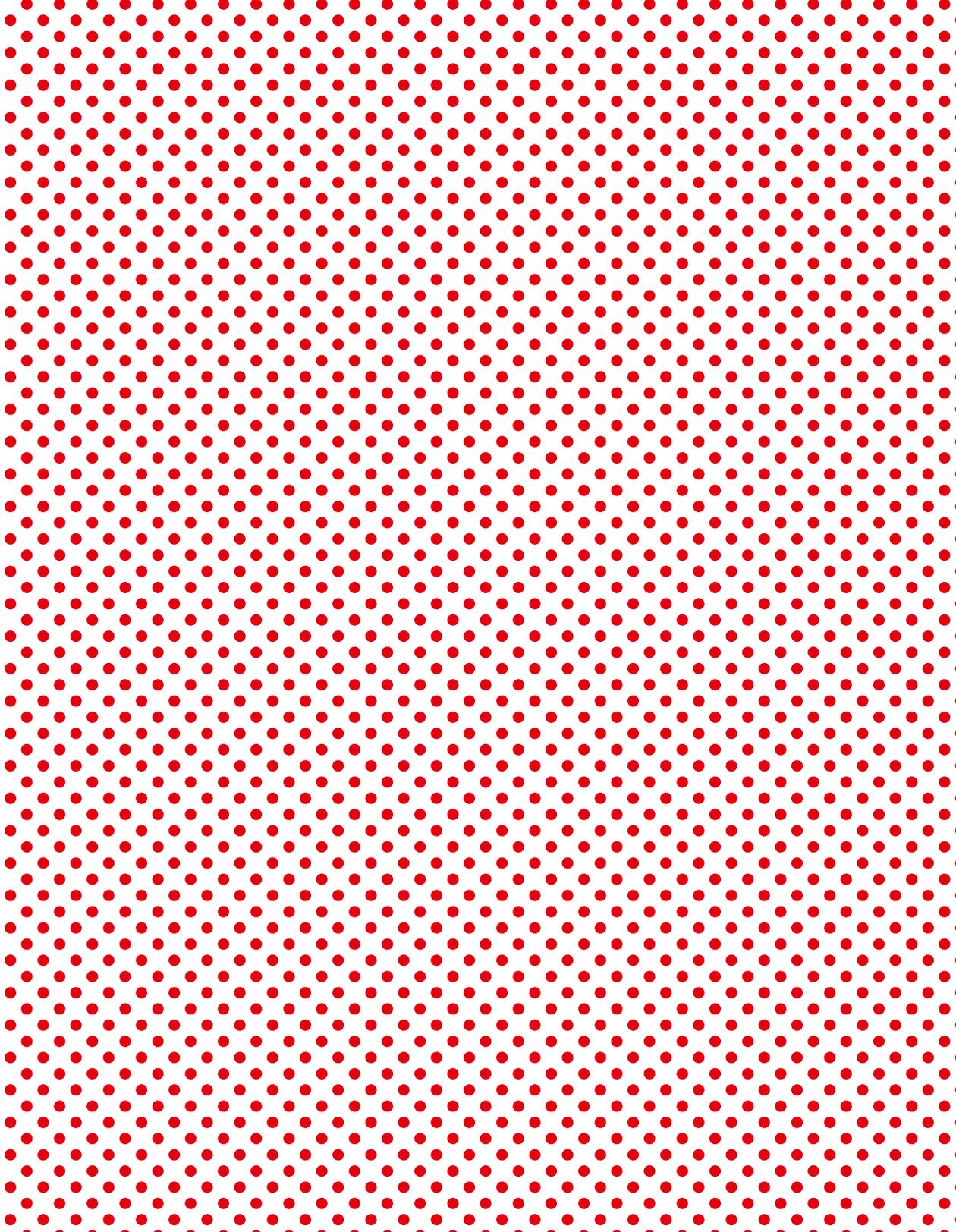
# Geschäftsbericht 2016

I. Thesen

II. Dokumentation

III. Bericht

IV. Studie



# Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf

## **Auftraggeber**

N-ERGIE Aktiengesellschaft

## **Ansprechpartner**

Frank Peter (Prognos)

Prof. Dr. Veronika Grimm (FAU)

Prof. Dr. Gregor Zöttl (FAU)

## **Mitarbeiter**

Hanno Falkenberg (Prognos)

Marco Wunsch (Prognos)

Mirjam Ambrosius (FAU)

Bastian Rückel (FAU)

Christian Sölch (FAU)

Berlin und Nürnberg 7. Oktober 2016

# prognos

## Die Autoren dieser Studie: Prognos AG

Frank Peter, Marco Wunsch, Hanno Falkenberg

### Die Prognos AG im Überblick

**Geschäftsführer**  
Christian Böllhoff  
**Präsident**  
**des Verwaltungsrates**  
Dr. Jan Giller

**Handelsregisternummer**  
Berlin HRB 87447 B  
**Rechtsform**  
Aktiengesellschaft nach  
schweizerischem Recht  
**Gründungsjahr**  
1959

**Tätigkeit**  
Die Prognos AG berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen entwickeln wir praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber sowie internationale Organisationen.

**Arbeitssprachen**  
Deutsch, Englisch, Französisch

### Hauptsitz

Prognos AG  
Henric Petri-Straße 9  
4010 Basel | Schweiz  
Telefon +41 61 3273-310  
Telefax +41 61 3273-300

Prognos AG  
Domshof 21  
Bremen | Deutschland  
Telefon +49 421 517046-510  
Telefax +49 421 517046-528

Prognos AG  
Schwanenmarkt 21  
40213 Düsseldorf | Deutschland  
Telefon +49 211 91316-110  
Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG  
Nymphenburger Straße 14  
80335 München | Deutschland  
Telefon +49 89 9541586-710  
Telefax +49 89 9541586-719

**Internet**  
info@prognos.com  
www.prognos.com  
twitter.com/prognos\_ag

### Weitere Standorte

Prognos AG  
Goethestraße 85  
10623 Berlin | Deutschland  
Telefon +49 30 520059-210  
Telefax +49 30 520059-210

Prognos AG  
Science 14 Atrium;  
Rue de la Science 14b  
1040 Brüssel | Belgien  
Telefon +32 2808-7209  
Telefax +32 2808-8464

Prognos AG  
Heinrich-von-Stephan-Str. 23  
79100 Freiburg | Deutschland  
Telefon +49 761 7661164-810  
Telefax +49 761 7661164-820

Prognos AG  
Eberhardstraße 12  
70173 Stuttgart | Deutschland  
Telefon +49 711 3209-610  
Telefax +49 711 3209-609



#### **Die Autoren dieser Studie: FAU**

Prof. Dr. Veronika Grimm, Prof. Dr. Gregor Zöttl, Mirjam Ambrosius, Bastian Rückel, Christian Sölch

---

#### **Friedrich-Alexander-Universität/ Energie Campus Nürnberg im Überblick**

Der Energie Campus Nürnberg (EnCN) ist ein interdisziplinäres Energieforschungszentrum, das neue Technologien für ein ganzheitliches Energiesystem entwickelt und parallel dazu Energiemarktmodelle und Analysetools, um die Zukunftschancen von Technologien zu bewerten. Als unabhängiges Forschungsnetzwerk kooperieren sechs Forschungsinstitutionen aus der Metropolregion Nürnberg in einem Zusammenschluss als interdisziplinärer Think Tank. Der Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Wirtschaftstheorie und die Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte der Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg kooperieren im Forschungsbereich Energiemarktdesign des EnCN.

#### **Kontakt**

##### **Prof. Dr. Veronika Grimm**

Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre,  
insbesondere Wirtschaftstheorie  
Lange Gasse 20  
90403 Nürnberg  
Telefon +49 911 5302 224  
Telefax +49 911 5302 168  
veronika.grimm@fau.de  
<http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de>

##### **Prof. Dr. Gregor Zöttl**

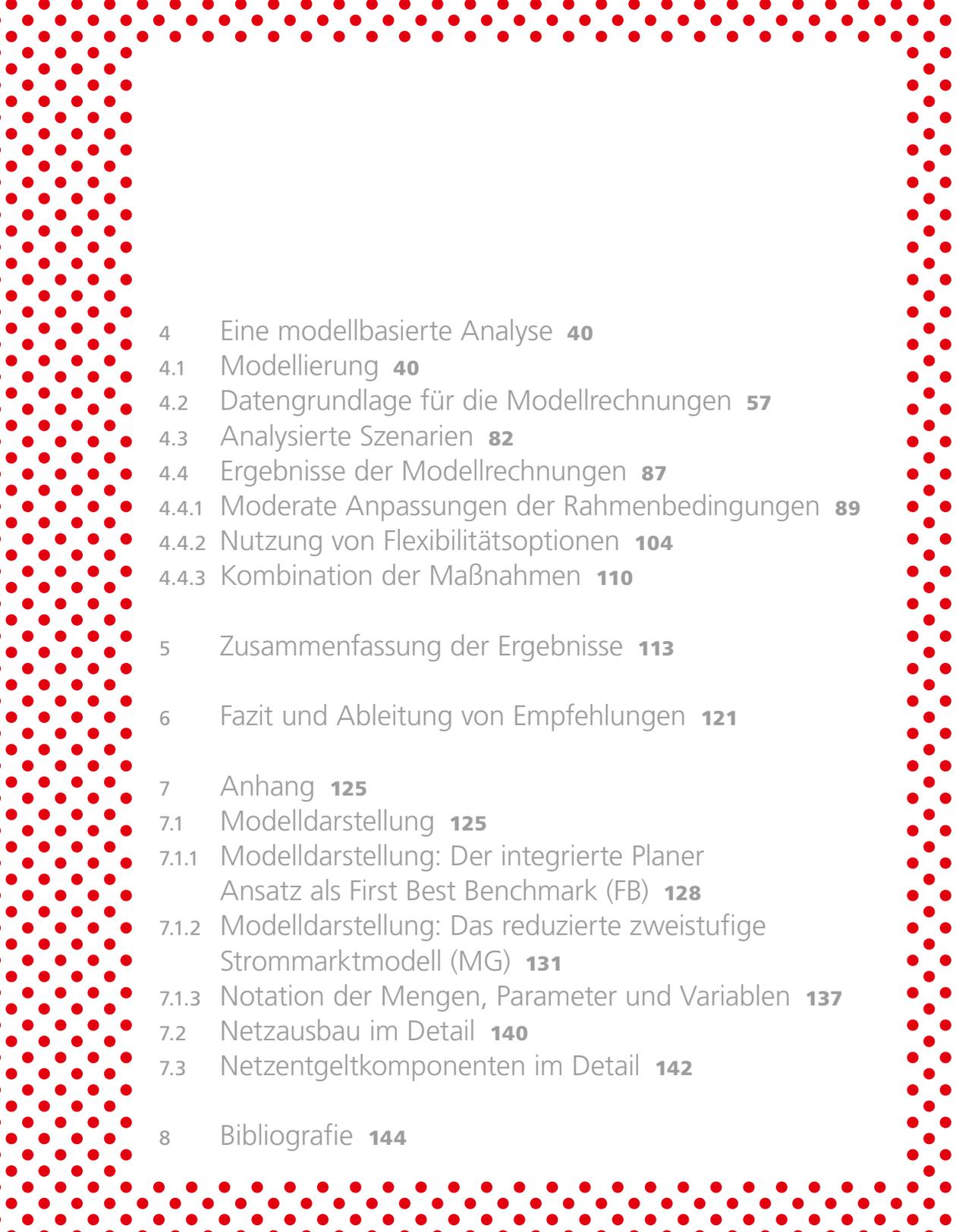
Professur für Industrieökonomik  
und Energiemärkte  
Lange Gasse 20  
90403 Nürnberg  
Telefon +49 911 5302 767  
Telefax +49 911 5302 96281  
gregor.zoettl@fau.de  
<http://www.energiewirtschaft.rw.uni-erlangen.de>

##### **EnCN Forschungsbereich Energiemarktdesign**

Energie Campus Nürnberg  
Fürther Straße 250, „Auf AEG“  
Gebäude 16, 2. OG  
90429 Nürnberg  
<http://www.encn.de/forschungsthemen/energiemarktdesign/>

# Inhalt

- 1 Management Summary **12**
- 2 Aufgabenstellung und Vorgehen **14**
- 3 Aktuelle Netzplanung  
und dezentrale Optionen **17**
  - 3.1 Aktuelles Verfahren der Netzentwicklung **17**
    - 3.1.1 Prozess **17**
    - 3.1.2 NEP: Annahmen und Berechnung **22**
    - 3.1.3 Ergebnis NEP 2025 **26**
  - 3.2 Analyse und Einschätzung  
des bisherigen NEP-Prozesses **28**
    - 3.2.1 Festlegung der Vorgabe der Spitzenkappung **29**
    - 3.2.2 Nutzung von sonst abgeregeltem Strom  
durch Änderungen der Rahmenbedingungen **30**
    - 3.2.3 Annahmen zur Entwicklung  
des europäischen Auslands **31**
    - 3.2.4 Beschleunigte Dekarbonisierung **33**
    - 3.2.5 Optionen zur Reduktion  
des Netzausbaubedarfs **36**



4	Eine modellbasierte Analyse	<b>40</b>
4.1	Modellierung	<b>40</b>
4.2	Datengrundlage für die Modellrechnungen	<b>57</b>
4.3	Analysierte Szenarien	<b>82</b>
4.4	Ergebnisse der Modellrechnungen	<b>87</b>
4.4.1	Moderate Anpassungen der Rahmenbedingungen	<b>89</b>
4.4.2	Nutzung von Flexibilitätsoptionen	<b>104</b>
4.4.3	Kombination der Maßnahmen	<b>110</b>
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	<b>113</b>
6	Fazit und Ableitung von Empfehlungen	<b>121</b>
7	Anhang	<b>125</b>
7.1	Modelldarstellung	<b>125</b>
7.1.1	Modelldarstellung: Der integrierte Planer Ansatz als First Best Benchmark (FB)	<b>128</b>
7.1.2	Modelldarstellung: Das reduzierte zweistufige Strommarktmodell (MG)	<b>131</b>
7.1.3	Notation der Mengen, Parameter und Variablen	<b>137</b>
7.2	Netzausbau im Detail	<b>140</b>
7.3	Netzentgeltkomponenten im Detail	<b>142</b>
8	Bibliografie	<b>144</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht der Szenario- parameter	23	Tabelle 9	Bestand Erdgas-KWK-Anla- gen 2035 abzüglich in Pla- nung befindlicher Anlagen und maximaler Zubau nach Bundesländern	72
Tabelle 2	Netzausbaubedarf NEP 2025	27	Tabelle 10	Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten der kon- ventionellen Erzeugung	73
Tabelle 3	Außenhandelsbilanz Strom in 2015 und in den Szenarien des NEP	31	Tabelle 11	Investitionskosten erneuer- bare Energien	75
Tabelle 4	Kosten der Netzausbau- maßnahmen als Annuitäten	62	Tabelle 12	Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internatio- nalen Interkonnektoren	80
Tabelle 5	Stromverbrauch nach Bundesländern gemäß NEP-Annahmen	64	Tabelle 13	Konfiguration der im Gutachten betrachteten Szenarien	86
Tabelle 6	Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2013 und Szenario B 2035	66	Tabelle 14	Kosten von Zubau und Betrieb des Systems unter aktuellen Rahmenbedin- gungen (Szenario MG), Modellberechnungen	87
Tabelle 7	Installierte Leistung, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik nach Bundesländern, Bestand 2014 und Prognosewerte Szenario B 2035	67	Tabelle 15	Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohl- fahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede	88
Tabelle 8	Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Men- gen nach Bundesländern	70	Tabelle 16	Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Zubau und Abbau von Kraftwer- ken und CO <sub>2</sub> -Emissionen	90

<p>Tabelle 17</p> <hr/> <p>Tabelle 18</p> <hr/> <p>Tabelle 19</p> <hr/> <p>Tabelle 20</p> <hr/> <p>Tabelle 21</p> <hr/> <p>Tabelle 22</p>	<p>Installierte Leistung von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2035, Modellprognose</p> <p>Investitionskosten, Annuitäten für den Zubau von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore</p> <p>Einspeisung und Abschaltung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert</p> <p>EE-Förderung für Investitionskosten von 2035 und korrigierte Werte für Investitionskosten von 2013 bis 2035; Fördersätze für die verschiedenen Modellszenarien und zum Vergleich für PV und Wind 2014</p> <p>Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen</p> <p>Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: Zubau und Abbau von Erzeugungskapazität und CO<sub>2</sub>-Emissionen</p>	<p>94</p> <p>94</p> <p>96</p> <p>102</p> <p>105</p> <p>106</p>	<p>Tabelle 23</p> <hr/> <p>Tabelle 24</p> <hr/> <p>Tabelle 25</p> <hr/> <p>Tabelle 26</p> <hr/> <p>Tabelle 27</p> <hr/> <p>Tabelle 28</p>	<p>Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: MG, MG<sub>ALL</sub>, FB<sub>ALL</sub></p> <p>Notation der Mengen, Parameter und Variablen</p> <p>Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modellszenarien MG, MG<sub>EM&amp;RD</sub>, MG<sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>, MG<sub>EE</sub>, FB, FB<sub>EM</sub>, FB<sub>EE</sub>, FB<sub>EE&amp;EM</sub></p> <p>Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modellszenarien MG<sub>P2G</sub>, MG<sub>WP</sub>, MG<sub>KWK</sub>, MG<sub>EV</sub>, FB<sub>P2G</sub>, MG<sub>ALL</sub>, FB<sub>ALL</sub></p> <p>Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien MG, MG<sub>EE&amp;RD</sub>, MG<sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>, MG<sub>EE</sub>, FB, FB<sub>EM</sub>, FB<sub>EE</sub>, FB<sub>EE&amp;EM</sub></p> <p>Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien MG<sub>P2G</sub>, MG<sub>WP</sub>, MG<sub>KWK</sub>, MG<sub>EV</sub>, FB<sub>P2G</sub>, MG<sub>ALL</sub>, FB<sub>ALL</sub></p>	<p>110</p> <p>137</p> <p>140</p> <p>141</p> <p>142</p> <p>143</p>
---	--	--	---	---	---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Prozess des Netzentwicklungsplans Strom	20
Abbildung 2	Zeitlicher Ablauf des Modells in Grimm et al. (2015a)	41
Abbildung 3	Modellskizze: Berechnung des Marktgleichgewichts (MG)	45
Abbildung 4	Modellskizze: Berechnung des Wohlfahrtsoptimums (FB)	46
Abbildung 5	Netzknoten Deutschland und Nachbarstaaten	47
Abbildung 6	Bestand an PV, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2014 als Ausgangspunkt für die betrachteten Modellszenarien	51
Abbildung 7	Merit Order des bestehenden konventionellen und nicht fluktuierenden erneuerbaren Kraftwerksbestandes (ohne Zubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien	53
Abbildung 8	Haupttrassen des NEP 2014, Szenario B 2034	60
Abbildung 9	Abweichungen der installierten Leistung bei endogenem EE-Ausbau von den Prognosen des NEP 2025 für Szenario B1 2035 (ÜNB, 2016), Wind Onshore (oben), Wind Offshore (mitte), PV (unten)	93
Abbildung 10	EEG-Mengen: Modellerte Abregelung der erneuerbaren Energien im Jahr 2035	97
Abbildung 11	Installierte Leistung Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore in den Bundesländern und prognostizierter Leitungsausbau im Jahr 2035, Szenarien MG und MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	98
Abbildung 12	Installierte Leistung Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore in den Bundesländern und prognostizierter Leitungsausbau im Jahr 2035, Szenarien FB und FB <sub>EE&amp;EM</sub>	99

## Abkürzungsverzeichnis

AC ___ Alternating Current (Wechselstrom)	EnWG ___ Energiewirtschaftsgesetz	MWh ___ Megawattstunde
AT ___ Österreich	ETS ___ Emission Trading System	NEP ___ Netzentwicklungsplan
ATC ___ Available Transfer Capacity	EU ___ Europäische Union	NI ___ Niedersachsen
BAT ___ Battery	EV ___ Eigenverbrauch	NL ___ Niederlande
BB ___ Brandenburg	FAU ___ Friedrich-Alexander-Universität	NTC ___ Net Transfer Capacities
BE ___ Berlin	FB ___ First Best	PNW ___ Preis Nord-rhein-Westfalen
BMWi ___ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	FR ___ Frankreich	P2G ___ Power-to-Gas
BNetzA Bundesnetzagentur	GT ___ Gasturbine	P2H ___ Power-to-Heat
BW ___ Baden-Württemberg	GuD ___ Gas- und Dampfturbine	PL ___ Polen
BY ___ Bayern	GW ___ Gigawatt	PLZ ___ Postleitzahl
CH ___ Schweiz	HB ___ Bremen	PV ___ Photovoltaik
CZ ___ Tschechien	HE ___ Hessen	RD ___ Redispatch
DC ___ Direct Current	HGÜ ___ Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	RP ___ Rheinland-Pfalz
DIW ___ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	HH ___ Hamburg	SH ___ Schleswig-Holstein
DK ___ Dänemark	INT ___ International	SL ___ Saarland
EE ___ Erneuerbare Energien	kV ___ Kilovolt	SN ___ Sachsen
EEG ___ Erneuerbare-Energien-Gesetz	KWK ___ Kraft-Wärme-Kopplung	So ___ Sonntag
EFI ___ Emerging Field Initiative	MG ___ Marktgleichgewicht	ST ___ Sachsen-Anhalt
EM ___ Einspeisemanagement	Mio. ___ Millionen	SQ ___ Status Quo
EnCN ___ Energie Campus Nürnberg	Mrd. ___ Milliarden	TH ___ Thüringen
	MV ___ Mecklenburg-Vorpommern	u. d. N. _ Unter der Nebenbedingung
	MW ___ Megawatt	ÜNB ___ Übertragungsnetzbetreiber
		VOLL ___ Value of Lost Load
		WP ___ Wärmepumpe

## 1 Management Summary

Im Zuge der Energiewende wird der Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung (EE) in den kommenden Jahren stark zunehmen. Der Strommarkt der Zukunft wird daher auf Flexibilitätsoptionen, Netzausbau und Speicher angewiesen sein. Die sich ergebende Kombination dieser Maßnahmen hängt von den zukünftigen Rahmenbedingungen am Strommarkt und technologischen Entwicklungen ab. In diesem Gutachten analysieren wir mithilfe eines berechenbaren Gleichgewichtsmodells Investitionsentscheidungen für Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzkapazität in Antizipation unterschiedlicher Rahmenbedingungen am Strommarkt. Die Modellergebnisse geben Aufschluss über mögliche Systemkonfigurationen der Zukunft und quantifizieren Einbußen bei der Kosteneffizienz durch ein suboptimales Marktdesign.

Betrachtet werden insbesondere Maßnahmen und Flexibilitätsoptionen, die aktuell bereits diskutiert werden:

- ▶ ein optimales Einspeisemanagement der erneuerbaren Erzeugung,
- ▶ Redispatch als Alternative zum Netzausbau, (iii) optimale regionale Verteilung und Technologiewahl beim EE-Zubau,
- ▶ flexible Verbraucher an Standorten mit umfangreicher fluktuierender Erzeugung,
- ▶ die regionale Konzentration von marktgesteuerten KWK-Anlagen im Süden,
- ▶ die Installation von Wärmepumpen an Standorten mit hoher Erzeugung sowie
- ▶ eine hohe Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen zur Glättung der Einspeisevektoren.

Es zeigt sich, dass unter aktuellen Rahmenbedingungen umfangreicher Netzausbau notwendig ist, um die fluktuierende Erzeugung im Norden zu jedem Zeitpunkt abzutransportieren. Maßnahmen, die diese Anforderung abmildern, reduzieren den notwendigen Netzausbau merklich. Dazu gehören ein optimales Einspeisemanagement, die Einplanung von vermehrtem Redispatch als Alternative zum Netzausbau sowie die Installation flexibler Verbraucher in Regionen hoher erneuerbarer Erzeugung.

Der Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen beeinflusst die optimale Allokation der erneuerbaren Erzeugung (insbesondere PV und Wind Onshore). Spielen alle Maßnahmen zusammen, so reduziert sich der im Modell berechnete notwendige HGÜ-Ausbau von 14 auf 6 Leitungen bei Einsparungen von 1,7 Mrd. € pro Jahr.

Maßnahmen, die Erzeugung oder Verbrauch nicht flexibel den aktuellen Gegebenheiten anpassen, sind nicht geeignet, die Kosteneffizienz zu steigern und den notwendigen Netzausbau zu verringern.

Zusammenfassend wird empfohlen, das Marktdesign anzupassen, um die Flexibilität des Systems zu erhöhen. Dazu zählen:

- ▶ Optimales Einspeisemanagement,
- ▶ Netzausbau nur dort, wo Engpassmanagement erwartungsgemäß teurer ist,
- ▶ regelmäßige Überprüfung des geplanten EE-Ausbaupfades und ggf. dessen Anpassung und
- ▶ die Entwicklung von Konzepten, die die Ansiedlung und den systemdienlichen Betrieb flexibler Verbraucher fördern.

## 2 Aufgabenstellung und Vorgehen

Im Rahmen der Energiewende wird das deutsche Energiesystem – und damit auch die Stromversorgung in Deutschland – in den kommenden Jahrzehnten neu aufgestellt. Anstelle der herkömmlichen konventionellen Stromproduktion wird zunehmend die erneuerbare Erzeugung treten. Damit ändern sich die Standorte der Erzeugungsanlagen, ihre Betriebsweise und somit notwendigerweise auch die Netzinfrastruktur.

Die Planung des notwendigen Netzausbaus wird dadurch erschwert, dass eine Prognose der notwendigen Netzstrukturen stark von der zukünftigen Ausgestaltung des Erzeugungsparks abhängt. Unsicherheiten bezüglich des Technologiemies und die Tatsache, dass der Zubau von Erzeugung zunehmend von Märkten gesteuert wird und somit nicht leicht zu prognostizieren oder gar zu planen ist, erschweren die Abschätzung der notwendigen Netzstrukturen. Aktuell werden als Grundlage der Netzausbauplanung daher Szenarien erstellt, die eine überschaubare Anzahl wahrscheinlicher Ausbaupfade des Erzeugungsparks darstellen. Diese Planung trägt der Interdependenz von regulierten und marktkonform organisierten Bereichen jedoch nur bedingt Rechnung: Rückwirkungen verschiedener Ausbauoptionen des Netzes auf das Marktgeschehen werden dabei ebenso wenig betrachtet wie der optimale Ausbau des Netzes bei alternativer Entwicklung der Erzeugungsstruktur.

In diesem Gutachten steht die Interdependenz des zukünftigen Marktgeschehens und der komplementären Netzausbauplanung im Fokus. Mithilfe von Modellrechnungen wird untersucht, ob und in welchem Umfang durch eine Berücksichtigung der Interdependenz von Netz- und Erzeugungsstrukturen Steigerungen der Kosteneffizienz bei der Stromerzeugung erreicht werden können. Im Mittelpunkt stehen verschiedene Flexibilitätsoptionen, die mithilfe moderater Anpassungen der Rahmenbedingungen geeignet sein könnten, die Kosteneffizienz des Systems zu verbessern und den notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Die Analyse basiert auf einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell (Grimm et al. 2016a, 2016c, 2015a), das explizit die Investitionsentscheidungen für Kraftwerks- und Netzkapazität in Antizipation des Handels an den Spotmärkten modelliert. Das Modell erlaubt dabei die Abbildung der hier untersuchten Rahmenbedingungen im deutschen Marktgebiet unter Berücksichtigung der zentralen Anbindungen ins Ausland – und damit eine Abschätzung der jeweiligen Auswirkungen auf Investitions- und Produktionsentscheidungen der Erzeuger. Durch die Berücksichtigung der Investitionsentscheidungen geben die Modellergebnisse Aufschluss über die langfristigen Auswirkungen von Rahmenbedingungen des Stromhandels auf die Systemkonfiguration.<sup>1</sup>

In insgesamt 18 Szenarien werden verschiedene Möglichkeiten evaluiert, die Kosteneffizienz der Stromversorgung zu steigern und den notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Im Fokus stehen dabei Maßnahmen, die bereits in der energiepolitischen Debatte diskutiert werden und die nur moderate Anpassungen der aktuellen Rahmenbedingungen für ihre Umsetzung erfordern. Dazu gehören eine optimale Spitzenkappung der erneuerbaren Erzeugung, das Einplanen von Redispatch als Alternative zum Netzausbau, ein Überdenken der Ausbaupfade der erneuerbaren Erzeugung

<sup>1</sup> Im Anhang 7.1 werden die Vorteile und Einschränkungen des Ansatzes im Detail diskutiert.

(sowohl regional als auch hinsichtlich des Technologiemies), die Installation flexibler Verbraucher an Standorten mit umfangreicher fluktuierender Erzeugung, die regionale Konzentration von marktgesteuerten KWK-Anlagen im Süden, die Installation von Wärmepumpen an produktionsstarken Standorten sowie eine hohe Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen zur Glättung der Einspeisevektoren.

Um bewerten zu können, welcher Anteil des maximal möglichen Potenzials zur Steigerung der Kosteneffizienz durch die oben genannten Maßnahmen realisiert werden kann, berechnen wir darüber hinaus die optimale Systemkonfiguration, mit und ohne Berücksichtigung der genannten Optionen. Diese Szenarien zeigen nicht nur, welcher Effizienzgewinn maximal zu heben wäre und wie viel Netzausbau eingespart werden könnte; die Szenarien ermöglichen auch ein tieferes Verständnis der Gründe, aus denen einige Maßnahmen wirken und andere nicht.

## 3 Aktuelle Netzplanung und dezentrale Optionen

### 3.1 Aktuelles Verfahren der Netzentwicklung

#### 3.1.1 Prozess

Die Netzentwicklungsplanung wird auf europäischer Ebene durch die Richtlinie 2009/72/EC geregelt. In Deutschland wird diese durch das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (kurz: EnWG) in nationales Recht umgesetzt. Das EnWG regelt die leitungsgebundene Versorgung von Strom und Gas und legt die Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans (NEP) durch die Betreiber von Übertragungsnetzen fest. Anfang 2016 gab es zuletzt Anpassungen am EnWG. Diese Änderungen hatten auch Auswirkungen auf den NEP-Prozess; beispielsweise wurde der bis dahin einjährige NEP-Erstellungsrhythmus auf einen zweijährigen Turnus umgestellt. Im Folgenden wird der aktuelle NEP-Prozess beschrieben (siehe **Abbildung 1** ↓):

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen nach § 12a EnWG alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen erstellen, der als Grundlage für die Erarbeitung des NEP und des Offshore-NEP (O-NEP) genutzt wird. Dabei muss der Szenariorahmen „... mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien) [umfassen], die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen

im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“. Zusätzlich muss ein Szenario die wahrscheinliche Entwicklung über die kommenden 20 Jahre abbilden.

Der Entwurf des Szenariorahmens muss bis zum 10. Januar eines jeden geraden Kalenderjahres (beginnend im Jahr 2016) der Regulierungsbehörde (BNetzA) vorgelegt werden. Dieser Entwurf wird von der BNetzA veröffentlicht und konsultiert. Letztendlich genehmigt die BNetzA den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der durchgeführten Öffentlichkeitsbeteiligung.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB bis spätestens zum 10. Dezember eines jeden geraden Kalenderjahres (beginnend im Jahr 2016) einen gemeinsamen Entwurf des Netzentwicklungsplans zu erstellen und zu veröffentlichen. § 12b EnWG sieht vor, dass „...der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan [...] alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten [muss], die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums [...] für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“. Im Rahmen der Erstellung des NEP haben die Verteilernetzbetreiber in dem Umfang mit den ÜNB zusammenzuarbeiten, wie es für die sachgerechte Erstellung des NEP erforderlich ist.

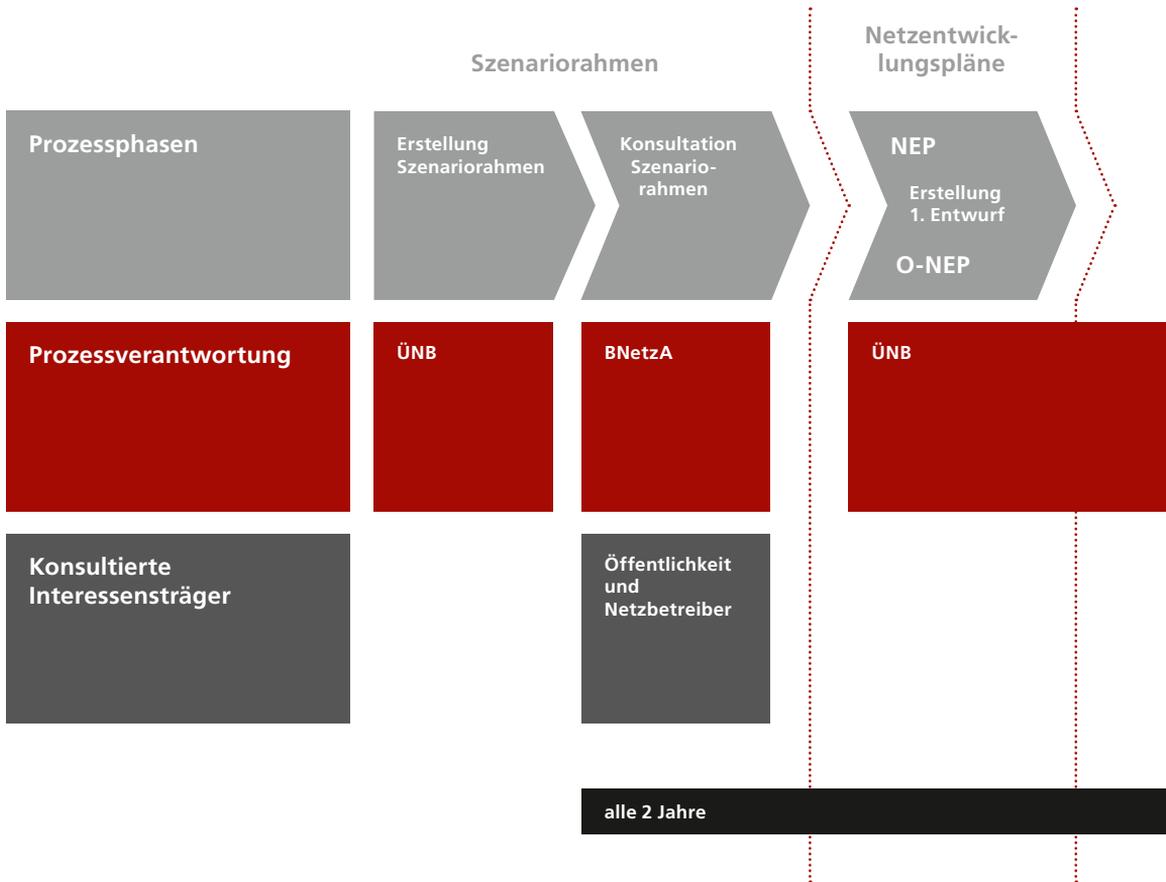
Mit der Veröffentlichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans geben die Übertragungsnetzbetreiber einer breiten Öffentlichkeit Gelegenheit zur Stellungnahme. Im Anschluss überarbeiten die ÜNB den Entwurf und legen den konsultierten und überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans der BNetzA (spätestens zehn Monate nach Genehmigung des Szenariorahmens) zur Bestätigung vor.

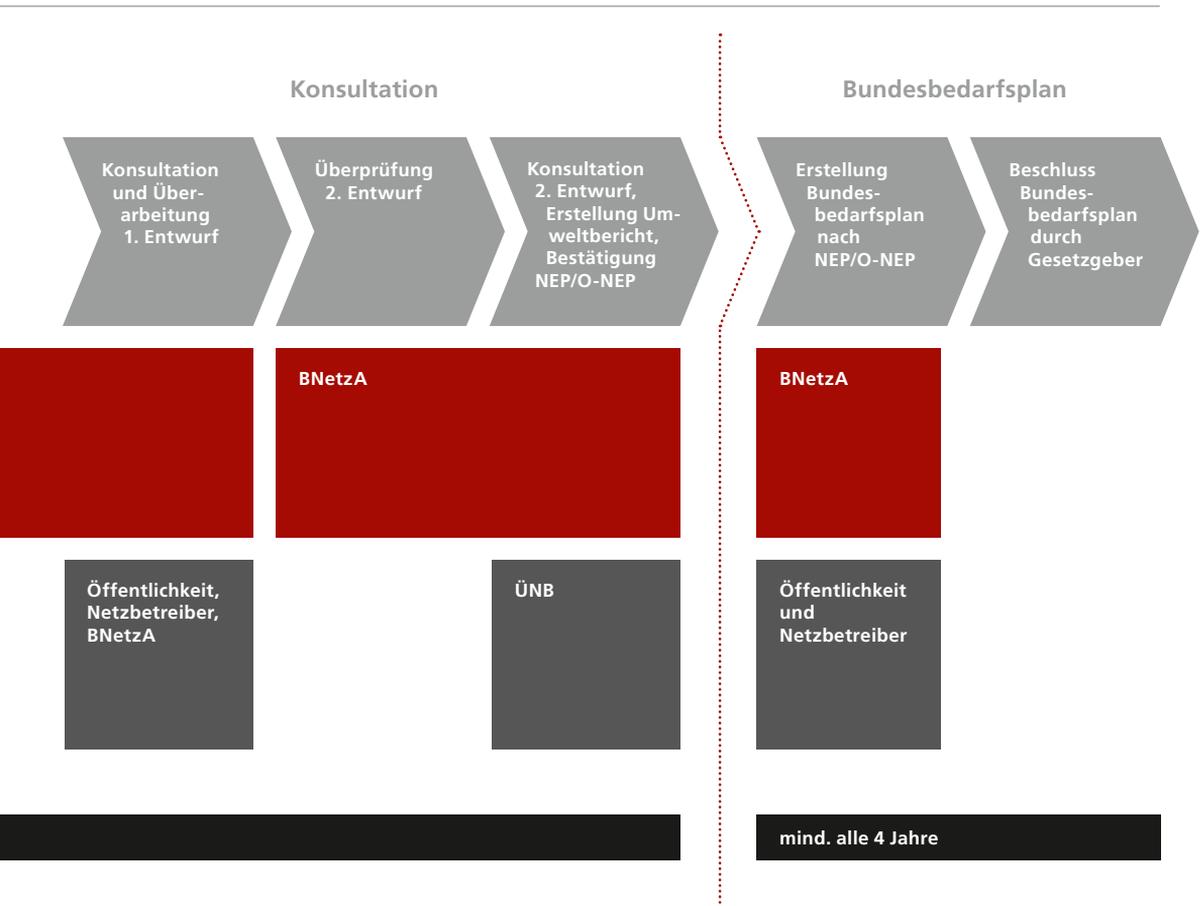
Entsprechend § 12c EnWG prüft die BNetzA den eingereichten Netzentwicklungsplan. Anschließend kann sie Änderungen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die ÜNB verlangen. Zudem führt die BNetzA eine nochmalige Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch. Hierfür ist ein Zeitraum von acht Wochen (sechs Wochen zur Auslegung/Veröffentlichung der Dokumente und anschließend zwei Wochen zur Äußerung) vorgesehen. Unter Berücksichtigung dieser Öffentlichkeitsbeteiligung hat die BNetzA den NEP spätestens bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres (beginnend mit dem Jahr 2017) zu bestätigen. Die folgende Abbildung fasst den NEP-Prozess (Strom) zusammen.

**Abbildung 1** ↓ zeigt auch, dass die BNetzA mindestens alle vier Jahre den bestätigten Netzentwicklungsplan und den Offshore-Netzentwicklungsplan der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan zu übermitteln hat (vgl. § 12e EnWG). Diesen Entwurf des Bundesbedarfsplans hat die Bundesregierung dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Der Bundesbedarfsplan enthält neben dem NEP auch einen Umweltbericht, der von der BNetzA zuvor erstellt und zusammen mit dem NEP konsultiert wurde. In der Vergangenheit hat das zuständige Bundeswirtschaftsministerium hieraus einen Gesetzentwurf erarbeitet, der nach Verabschiedung im Bundeskabinett den parlamentarischen Gremien (Bundestag und Bundesrat) übergeben wurde.

Entsprechend § 12e (4) EnWG gilt: „Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Die Feststellungen sind für die Betreiber von Übertragungsnetzen sowie für die Planfeststellung und die Plange-  
nehmigung [...] verbindlich.“ Mit dieser Regelung soll ein beschleunigter Netzausbau-  
prozess erreicht werden.

Abbildung 1: Prozess des Netzentwicklungsplans Strom





Quelle: Eigene Darstellung nach ÜNB (2016), S. 18

## 3.1.2 NEP: Annahmen und Berechnung

### Szenariorahmen

Der Szenariorahmen wird zeitlich vor dem eigentlichen NEP erstellt und beinhaltet Szenarien, die eine mögliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und des Stromverbrauchs über die nächsten zehn bis 20 Jahre abbilden. Des Weiteren werden Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen sowie zu Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten getroffen.

Der Szenariorahmen Strom 2015 (Grundlage für die Erarbeitung des NEP Strom 2015) beinhaltet demnach sechs Szenarien:

- ▶ Szenario A 2025 mit einem geringeren EE-Ausbau und großem konventionellen Kraftwerkspark
- ▶ Vier Szenarien B mit hohem EE-Ausbau und erhöhtem Anteil von Erdgas in der Stromerzeugung:
  - B1 2025 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2025
  - B1 2035 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2035
  - B2 2025 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2025 und einer Maximalvorgabe zum CO<sub>2</sub>-Ausstoß (187 Mio. t)
  - B2 2035 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2035 und einer Maximalvorgabe zum CO<sub>2</sub>-Ausstoß (134 Mio. t)
- ▶ Szenario C 2025 mit geringerem Verbrauch und kleinem Kraftwerkspark (maximaler CO<sub>2</sub>-Ausstoß 187 Mio. t)

Die einzelnen Parameter des jeweiligen Szenarios können der **Tabelle 1** ↓ entnommen werden.

**Tabelle 1: Übersicht der Szenarioparameter**

	Referenz 2013	A 2025	B1 2025 B2 2025	B1 2035 B2 2035	C 2025
<b>Nettonennleistung [GW]</b>					
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,5
Mineralölprodukte	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6
Sonstige konventionelle	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1
<b>Summe</b>	<b>101,1</b>	<b>79,6</b>	<b>77,3</b>	<b>77,5</b>	<b>67,4</b>
Wind Onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	59,0
Wind Offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	3,9
Sonstige erneuerbare	0,4	0,5	0,8	1,2	0,5
<b>Summe</b>	<b>81,1</b>	<b>126,8</b>	<b>141,4</b>	<b>181,0</b>	<b>134,4</b>
<b>Nettonennleistung gesamt</b>	<b>182,2</b>	<b>206,4</b>	<b>218,7</b>	<b>258,5</b>	<b>201,8</b>
<b>Stromverbrauch</b>					
Nettostromverbrauch [TWh]	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast [GW]	82,8	84,0	84,0	84,0	79,8
<b>Brennstoff- und Zertifikatspreise</b>					
Ölpreis real [\$/bbl]	—	116,00	116,00	128,00	116,00
Rohöl [€/t]	—	668,00	668,00	737,00	668,00
Erdgas [Cent/kWh]	—	3,19	3,19	3,37	3,19
Steinkohle [€/t SKE]	—	83,50	83,50	84,27	83,50
Braunkohle [€/MWh <sub>th</sub> ]	—	1,50	1,50	1,50	1,50
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise [€/t CO <sub>2</sub> ]	—	21,00	21,00	31,00	21,00

Quelle: ÜNB (2016)

Neben den Parametern zu Erzeugungsleistung, Brennstoffpreisen, Last und Kapazitäten der Grenzkuppelstellen ist ein wesentlicher Bestandteil des Szenariorahmens die Quantifizierung der möglichen regionalen und zeitlichen Auflösung der Einspeisemengen der erneuerbaren Energien, insbesondere aus Windkraft-Anlagen und Photovoltaik (PV).

Für das regionale Zubaupotenzial erneuerbarer Energien wurden verschiedene Parameter (u. a. Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und regionalplanerische Gebietsausweisungen sowie historische Dynamik des Zubaus) verwendet. Im Ergebnis ist laut NEP 2025 ein weiterer starker Ausbau von PV-Dach-Anlagen im Süden sowie Nordwesten zu erwarten. Durch die vorhandenen Konversionsflächen ist im Osten Deutschlands durch die Installation von Freiflächen-Anlagen mit einigen starken Einspeisungspunkten zu rechnen.

Des Weiteren berücksichtigt der Szenariorahmen die Kappung von Windenergie- und PV-Einspeisespitzen. Die Spitzenkappung basiert auf der BMWi-Verteilnetzstudie und darf je Anlage in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht überschreiten. Über alle Anlagen betrachtet beträgt die Spitzenkappung damit weit unter 3 %, da Netzengpässe regional unterschiedlich oft auftreten. In den betrachteten Szenarien liegt die abgeregelte Wind- und PV-Stromerzeugung maximal zwischen 2,4 bis 3,7 TWh in den Jahren 2025 bzw. 2035 (vgl. ÜNB (2016), S. 44).

## **Marktsimulation**

Basierend auf dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen wird für die Erstellung des NEP eine Marktsimulation durchgeführt. Zweck der Simulation ist es, die zeitliche und räumliche Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken zu bestimmen. Als Ergebnis der Marktsimulation liegt der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz zur Nachfragedeckung vor. Dieser dient dann wiederum als Eingangsgröße für die anschließende Netzsimulation.

## **Netzanalyse**

Die Ergebnisse der Marktsimulation fließen letztendlich in die Netzanalyse ein. Die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber sind dem gemeinsamen Dokument „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ zu entnehmen. Der wesentliche Teil der Netzanalyse wird durch die Leistungsflussberechnungen abgedeckt. Durch sie ist der Nachweis zu bringen, dass „...die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen im Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannung, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind“. (NEP (2025), S. 88)

Die Netzplanung folgt dem NOVA-Prinzip („Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau“), welches bewirkt, dass neue Leitungen oder Schalt-Anlagen erst als letzte Instanz gebaut werden.

### 3.1.3 Ergebnis NEP 2025

In den Netzanalysen wird für jedes Szenario bis zum Jahr 2025 ein Netzausbau ermittelt, der notwendig ist, um den zukünftigen Übertragungsbedarf zu bewältigen. Die Berechnungen setzen auf das Startnetz auf, welches neben dem existierenden Ist-Netz noch Ausbaumaßnahmen, die auf gesetzlichen Verpflichtungen (beispielsweise Anschlüsse von Infrastrukturprojekten, Industriekunden) beruhen, berücksichtigt. Die Ausbaumaßnahmen der bereits festgelegten Erweiterungen des Startnetzes belaufen sich auf 1.300 km Verstärkung bzw. den Ausbau von AC-Leitungen und den Neubau von 200 km DC-Seekabel. Die Kosten der Maßnahmen belaufen sich auf rund 5 Mrd. €.

In **Tabelle 2** ↓ ist der Netzausbaubedarf für die vier Szenarien mit Betrachtungsjahr 2025 angegeben.

Die Gesamtkosten betragen 23 bis 25 Mrd. € bei Verwendung von Freileitungen bzw. 30 bis 34 Mrd. € bei einer vollständigen Ausführung der DC-Leitungen mit Erdkabeln. Diese Angaben beinhalten auch die Kosten für Transformatoren, für HGÜ-Konverter und zum Teil für Kompensations-Anlagen. Bei den Kostenschätzungen wird davon ausgegangen, dass die AC-Leitungen vollständig als Freileitung errichtet werden.

**Tabelle 2: Netzausbaubedarf NEP 2025**

	A 2025	B1 2025	B2 2025	C 2025
<b>DC-Netz Neubau</b>				
Länge [km]	2.600	3.200	3.200	2.600
... davon Interkonnektoren [km]	330	330	330	330
Übertragungskapazität [GW]	8	10	10	8
<b>AC-Netz Neubau</b>				
Länge [km]	1.100	1.100	1.100	1.100
<b>DC/AC-Verstärkung [km]</b>	5.200	5.300	5.800	5.400
<b>Investitionsvolumen</b>				
Freileitung [Mrd. €]	23	24	25	24
Vollverkabelung [Mrd. €]	30	33	34	30

Quelle: ÜNB (2016)

Die Autoren des NEP 2025 kommen zu dem Schluss, dass die HGÜ-Verbindungen

- ▶ DC1 Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung,
- ▶ DC2 Osterath – Philippsburg mit 2 GW,
- ▶ DC3 Brunsbüttel – Großgartach mit 2 GW,
- ▶ DC4 Wilster – Bergrheinfeld/West mit 2 GW und
- ▶ DC5I Wolmirstedt – Isar mit 2 GW

notwendig sind. Die Szenarien B1/B2 2025 bei hohen Windeinspeisungen und geringem fossilen Kraftwerkspark enthalten die zusätzliche HGÜ-Verbindung

- ▶ DC6I Wolmirstedt – Isar mit 2 GW.

## 3.2 Analyse und Einschätzung des bisherigen NEP-Prozesses

Die Entwicklung des Szenariorahmens und der Netzausbauplanung sind wesentliche Bestandteile der Umsetzung der Energiewende. Im Rahmen des Szenariorahmens und des NEP werden viele Parameter und mögliche Entwicklungen des Energiesystems berücksichtigt. Da die Planung und der Bau von Stromnetzen (insbesondere auf Hoch- und Höchstspannungsebene) in Deutschland relativ lange dauert und die Netze teilweise mehr als 60 Jahre betrieben werden, ist es notwendig, möglichst robuste Szenarien zu erstellen.

Laut NEP-Analysen handelt es sich bei den bisher vorgelegten Netzentwicklungsplänen um robuste Szenarien, weil alle betrachteten Szenarien (mit unterschiedlichen EE-Mengen, mit und ohne CO<sub>2</sub>-Vorgaben) einen ähnlichen Ausbaubedarf aufzeigen.

Nichtsdestotrotz halten sich in der breiten Öffentlichkeit weiterhin zahlreiche Argumente, welche die Notwendigkeit und/oder die Dimension des geplanten Netzausbaus in Zweifel ziehen.

Die im Folgenden genannten Aspekte werden dabei als relevante Einflussgrößen immer wieder angeführt und sollen einer ersten Einschätzung unterzogen werden.

### 3.2.1 Festlegung der Vorgabe der Spitzenkappung

Die ÜNB begründen im NEP die Spitzenkappung damit, dass dadurch das Stromübertragungsnetz in keinem der Szenarien für „die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien“ dimensioniert wird.

Das Stromnetz wird im Rahmen des NEP-Prozesses so ausgelegt, dass die maximale Abregelung (Spitzenkappung) für die einzelnen EE-Anlagen maximal 3 % der jährlich möglichen Stromerzeugungsmenge entspricht. Dieser Wert wurde unserer Kenntnis nach nicht durch eine ökonomische Optimierung festgelegt. Im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung, bei der zwischen den Kosten des Netzausbaus und den Kosten der Spitzenkappung (Wert des abgeregelten Stroms bzw. Kosten für zusätzliche EE-Anlagen) abgewogen wird, könnten sich höhere oder eventuell niedrigere sinnvolle Werte für die Spitzenkappung von einzelnen Anlagen ergeben und damit den Netzausbaubedarf deutlich verändern. Zumindest könnte eine Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Prozentsätze für die Abregelung im Rahmen des NEP Aufschluss über die Zusammenhänge geben.

### 3.2.2 Nutzung von sonst abgeregeltem Strom durch Änderungen der Rahmenbedingungen

Im NEP-Prozess werden die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in die Zukunft fortgeschrieben. In Bezug auf die in den letzten Jahren stark gestiegenen abgeregelten Strommengen von erneuerbaren Energien (insbesondere nach § 13.2 EnWG) wird derzeit intensiv diskutiert, die Rahmenbedingungen so zu verändern, dass auch ohne zusätzlichen Netzausbau sonst abgeregelter Strom genutzt werden kann. Im Rahmen der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2016 sind Überlegungen aufgekommen, kurzfristig die Rahmenbedingungen für den Einsatz von bis zu 2.000 MW an zuschaltbaren Lasten über die Einbeziehung dieser Anlagen in das Redispatchregime der ÜNB zu schaffen. Um diese Regelungen konkret zu gestalten, hat der Gesetzgeber im § 13i EnWG 2016 eine Verordnungsermächtigung erlassen. Die Abregelung von EE-Strom könnte damit signifikant gesenkt werden, zum einen durch die direkte Nutzung des abgeregelten Stroms und zum anderen zusätzlich durch die zu erwartende Reduktion der KWK-Stromerzeugung in bestimmten Situationen mit einer hohen erneuerbaren Stromerzeugung. Die Wärmenachfrage soll dabei dann verstärkt durch P2H-Anlagen gedeckt werden.

Eine Einbeziehung dieser Nutzungsmöglichkeit von Strom und der zusätzlichen Flexibilisierung des Gesamtsystems bei den Betrachtungen im NEP-Prozess hätte voraussichtlich einen relevanten Einfluss auf die überregionale Transportaufgabe.

### 3.2.3 Annahmen zur Entwicklung des europäischen Auslands

Im NEP-Prozess wird nicht nur die Entwicklung in Deutschland betrachtet, sondern auch im europäischen Umfeld. Der Stromaustausch mit den Nachbarländern nimmt großen Einfluss auf die Lastflüsse im deutschen Stromnetz und damit auch auf den Ausbaubedarf der Stromnetze. Für alle betrachteten Szenarien im NEP wurde die gleiche Entwicklung für die Nachbarländer unterstellt. Um den Netzausbaubedarf in Deutschland robust abschätzen zu können, wäre es sicher sinnvoll zu untersuchen, inwieweit eine andere Entwicklung relevanter Einflussgrößen auch im europäischen Umfeld (z. B. mehr Energieeffizienz, schnellere Marktdurchdringung von erneuerbaren Energien usw.) einen Einfluss auf die Netzsituation in Deutschland hat.

**Tabelle 3: Außenhandelsbilanz Strom in 2015 und in den Szenarien des NEP**

Angaben in TWh	2015	Szenario 2025 A	Szenario 2025 B1	Szenario 2025 B2	Szenario 2035 B1	Szenario 2035 B2
Export	83,1	135,7	124,2	64,4	143,7	104,0
Import	33,0	42,3	53,0	96,4	66,3	96,1
Exportsaldo	50,1	93,4	71,2	-32,0	77,4	7,9

Quelle: ÜNB (2016)

Ein großer Teil der Stromflüsse sind Stromtransite durch Deutschland hindurch, je nach Szenario zwischen 34 und 48 TWh. Die Transite ergeben sich hauptsächlich von Skandinavien nach Süd- und Westeuropa und bedingen ebenfalls einen Teil des Netzausbaus.

Eine wesentliche Einflussgröße stellen in diesem Zusammenhang die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern dar. Hierzu wurden die geplanten Kapazitäten aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der europäischen Netzbetreiber übernommen. Der darin angenommene Ausbau der Kuppelkapazität (NTC) zwischen den Ländern ist sehr hoch. Es wird von einer Ausweitung der NTC des Marktgebietes Deutschland/Österreich in benachbarte Marktgebiete von heute effektiv knapp 20 GW auf etwa 40 GW im Jahr 2030 ausgegangen.

Der Ausbau der Kuppelkapazitäten entspricht den Bestrebungen, einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt für Strom zu schaffen und ist auch vor dem Hintergrund der weiträumigen Integration erneuerbarer Energien sinnvoll. In der Praxis kommt er jedoch in den einzelnen Staaten unterschiedlich schnell voran. Die Annahme hoher Handelskapazitäten ermöglicht wiederum hohe Handelsflüsse, begünstigt somit auch Transitflüsse und führt dadurch zu einem hohen Netzausbaubedarf in Deutschland. Eine geringere Kuppelkapazität mit dem Ausland (als im NEP angenommen) führt voraussichtlich zu einer insgesamt geringeren Auslastung der Stromnetze in Deutschland und zu einem geringeren Ausbaubedarf. In dieser Studie wird die Rolle des europäischen Auslands in seiner heutigen Konfiguration betrachtet (→ **Kapitel 4.2**). Die Verifikation der Rolle der Transitflüsse ist nicht Gegenstand dieser Studie. Aus Sicht der Autoren wäre es wünschenswert, die Zusammenhänge zwischen veränderten Handelskapazitäten und dem notwendigen Netzausbau in einer Sensitivität im Rahmen des NEP zu analysieren.

### 3.2.4 Beschleunigte Dekarbonisierung

Im NEP wurden mit den Szenarien B2 und C explizit Szenarien mit einer CO<sub>2</sub>-Begrenzung für die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland vorgegeben. Für das Jahr 2025 wurde der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in den Szenarien auf 187 Millionen Tonnen begrenzt, für das Jahr 2035 auf 134 Millionen Tonnen. In den anderen betrachteten Szenarien liegt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des modellierten Kraftwerksparks wesentlich höher.

Um die in Paris beschlossenen Klimaschutzziele zu erreichen, ist eine sehr schnelle Senkung der weltweiten Treibhausgasemissionen notwendig. Laut IPCC (vgl. IPCC (2014)) darf zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels<sup>2</sup> ab dem Jahr 2015 weltweit maximal noch eine Menge von 843 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> ausgestoßen werden. Zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 1,5°C<sup>3</sup> dürfte der entsprechende Ausstoß nur noch 243 Milliarden Tonnen betragen.

Ausgehend von den weltweiten Klimaschutzzielen ist auch in Deutschland eine schnelle Dekarbonisierung der gesamten Volkswirtschaft und damit auch des Energiesystems notwendig.

Da in bestimmten Bereichen wie der Landwirtschaft, dem Flugverkehr und einigen industriellen Prozessen eine sehr starke Senkung der THG-Emissionen schwer zu

<sup>2</sup> Bei dem angegebenen Wert für das Ziel zur Begrenzung der Erderwärmung auf 2 Grad kann der Schwellenwert mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % erreicht werden. (IPCC (2014))

<sup>3</sup> Bei dem angegebenen Wert für das Ziel zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 Grad kann der Schwellenwert in 66 % der durchgeführten Klimamodellläufe erreicht werden. (IPCC (2014))

erreichen ist, wird erwartet, dass die Energiewirtschaft eine überproportional hohe CO<sub>2</sub>-Minderung erzielen soll (vgl. Öko-Institut, ISI (2015), S. 35 ff).

Aus heutiger Sicht ist zur Erreichung des angepeilten 2°C-Ziels eine Senkung der Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2040 um mindestens 95 % notwendig. Zur Erreichung einer 1,5°C-Welt muss die notwendige Emissionsminderung noch wesentlich früher erfolgen.

Wenn die Treibhausgasemissionen in Deutschland um 95 % bis 2050 gesenkt werden sollen, müsste die Energiewirtschaft voraussichtlich spätestens im Jahr 2040 nahezu CO<sub>2</sub>-frei sein und wiederum wesentlich früher zur Erreichung des 1,5°C-Szenarios.

Damit gehen die Klimaschutzszenarien im NEP, gemessen an den Beschlüssen von Paris, von einer zu langsamen Dekarbonisierung der Strom- und Fernwärmeerzeugung aus.

Eine schnellere Dekarbonisierung lässt sich ohne eine maßgebliche Veränderung der Lebensgewohnheiten am ehesten durch einen Umbau des Energiesystems in Deutschland erreichen. Die Veränderungen werden alle Bereiche des Energiesystems (Stromerzeugung, Speicherung, Energieeffizienz, Elektrifizierung von Verkehr und Wärmemarkt, Bereitstellung von Systemdienstleistungen usw.) betreffen.

Wenn das Energiesystem in den nächsten Jahren sehr schnell umgebaut werden muss, bestehen hinsichtlich der Ausgestaltung der verwendeten Technologien, ihrer Betriebsweise und auch der räumlichen Verteilung dieser Optionen prinzipiell noch beträcht-

liche Spielräume. Insbesondere eine vorzeitige Stilllegung der vor allem im Nordosten und Nordwesten konzentrierten Stromerzeugung aus Kohle würde hier wahrscheinlich eine deutliche Veränderung der Lastflüsse nach sich ziehen.

Hinsichtlich eines optimierten Gesamtsystems sollten alle geeigneten Optimierungsmöglichkeiten einbezogen werden, insbesondere auch die mögliche Wechselwirkung zwischen der sich schnell ändernden Stromerzeugung, dem Verbrauch und dem resultierenden Transportbedarf.

### 3.2.5 Optionen zur Reduktion des Netzausbaubedarfs

Neben den dargestellten Aspekten, die im aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmen im NEP heute bereits anders betrachtet werden könnten, gibt es aus Systemsicht noch weitere Möglichkeiten zur Ausgestaltung der notwendigen Optimierung des Gesamtsystems aus Erzeugung, Nachfrage und Netz. Hierfür wäre eine Gesamtoptimierung der drei genannten Teilkomponenten anzustreben.

Die in der Bedarfsplanung verankerten Annahmen zur regionalen Verteilung der Last, die nicht die nachgelagerten Netzkosten in Betracht ziehen, sollten hinsichtlich der Effizienzgewinne einer **Gesamtoptimierung** untersucht werden. Des Weiteren müssen in der Bedarfsplanung technologische Fortschritte zur **Flexibilisierung** der Versorgungssituation berücksichtigt werden.

Beide Möglichkeiten werden im Folgenden diskutiert und Beispiele zur Erweiterung der Systemoptimierung gegeben.

#### **Gesamtoptimierung**

Im NEP-Prozess wird das Prinzip „**Netz folgt Last**“ angewendet, Erzeugungskapazitäten sowie Last werden demnach als gegeben angesehen und die notwendige Netzinfrastruktur so ausgelegt, dass sie der Versorgungssituation gerecht wird. Die Möglichkeit, den Erzeugungspark oder den Stromverbrauch regional zu beeinflussen, wird nicht betrachtet.

So wird beispielsweise der **regionale EE-Zubau** im Szenariorahmen nach dem Anlagenbestand und den Ausbauzielen der jeweiligen Bundesländer sowie dem historischen Zubau regionalisiert. Der bisherige Zubau an EE-Anlagen hat vorrangig an den ertragsreichsten Standorten stattgefunden. Die Investitionsentscheidung hängt dabei oft an einem privatwirtschaftlichen Nutzenkalkül, welches nachgelagerte Kosten (wie den Netzausbau) auf die Allgemeinheit überwälzt.

Des Weiteren ist die Gesetzgebung so angelegt, dass kein Anreiz für Kraftwerksbetreiber (erneuerbar und konventionell) besteht, bei Neuinvestitionen die Netzkosten zu berücksichtigen. Laut § 8 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) trägt der Anschlussnehmer bei konventionellen Erzeugungsanlagen die Kosten zwischen dem nächstgelegenen Netzknotenpunkt und dem Kraftwerk. Bei erneuerbaren Energien ist nach § 8 EEG 2014, Abs. 1 die kürzeste, technisch oder wirtschaftlich beste Netzananschlussmöglichkeit zu wählen. In beiden Fällen werden jedoch nicht die nachgelagerten Kosten, die durch Verstärkungsmaßnahmen des Netzes nötig werden können, umfassend berücksichtigt. In einer einheitlichen Preiszone sind der systemoptimale Standort einer neuen Erzeugungsanlage und der optimale Standort aus Sicht des Kraftwerksbetreibers oft unterschiedlich.

Das gleiche Prinzip des abweichenden individuellen und gesellschaftlichen Nutzenkalküls ist auch auf der Lastseite zu finden. So hat ein industrieller Großkunde durch die einheitliche Preiszone keinen Anreiz, seinen Standort in eine Region zu verlagern, die einen Netzausbau hinfällig macht und somit gesellschaftliche Kosten vermeidet.

## Flexibilitätsoptionen

Die Rolle einer weiteren Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch als maßgebliche Hilfe zur Beschleunigung der Energiewende ist bisher ebenfalls unzureichend in der Netzplanung vertreten.

So findet bisher keine Berücksichtigung der Effekte einer **Strukturveränderung der Last** statt. In fünf von sechs Szenarien (vgl. Szenariorahmen 2015) wird der Stromverbrauch als konstant angesehen. Neben der absoluten Höhe des Stromverbrauchs nimmt auch die zeitliche Struktur des Stromverbrauchs Einfluss auf die zu bewältigende Transportaufgabe. Eine differenzierte Betrachtung der Entwicklung des Stromverbrauchs wäre hier zukünftig sinnvoll. So führt beispielsweise der in den nächsten Jahren erfolgende Austausch von Glühlampen durch effizientere Leuchtmittel zu einer starken Senkung der abendlichen Bedarfsspitze. Die Auswirkung solcher strukturellen Effekte auf die Einsparung im Netzausbau werden in der bisherigen Bedarfsplanung nicht betrachtet.

Weitere strukturverändernde Maßnahmen, wie beispielsweise eine intensive **Nutzung von Speichermöglichkeiten** – zur Nutzung von PV-Strom in der Eigenversorgung wie auch größere Batterielösungen in der netzgestützten Versorgung – finden bisher im NEP noch wenig Beachtung. Der Trend fallender Batterie- und Speicherkosten macht diese Flexibilisierungsoption allerdings unabdingbar für ein zukünftiges Energiesystem und sollte in einer bedarfsgerechten Netzanalyse berücksichtigt werden.

Ebenfalls unbeachtet bleibt die Rolle der Vernetzung und der Optimierung auf der 110 kV-Ebene und dem nachgelagerten Verteilnetz. Bisher unbeachtet bleiben Möglichkeiten, beispielsweise durch die Verbindung einzelner 110 kV-Netzgebiete, eine Vergrößerung des Bilanzraums ohne die Nutzung des Übertragungsnetzes herzustellen. Zudem kommen gerade dezentrale Optionen, wie z. B. die Nutzung von Kleinspeichern, die Einbindung von PV-Strom in Heizungsanlagen und in die Mobilität eher im nachgelagerten Netz zum Einsatz, haben aber trotzdem unmittelbare Rückwirkung auf die Transportaufgabe im Übertragungsnetz. In dieser Studie werden die Effekte dieser Flexibilitätsoptionen systematisch analysiert. Dabei werden auch Unterschiede in den Auswirkungen mit und ohne regionale Preissignale aufgezeigt.

## 4 Eine modellbasierte Analyse

Den Kern des vorliegenden Gutachtens bildet eine modellbasierte Analyse verschiedener Ansätze, mithilfe von Flexibilitätsoptionen und dezentralen Lösungen die Notwendigkeit des Netzausbaus zu verringern. Die Analysen basieren auf der Modellierung von Grimm et al. (2016a), die in Grimm et al. (2015a) auf Deutschland angepasst wird.<sup>4</sup> Im Folgenden werden zunächst die Modellierung im Detail beschrieben (→ **Kapitel 4.1**), die verwendete Datengrundlage begründet und diskutiert (→ **Kapitel 4.2**), die untersuchten Szenarien beschrieben (→ **Kapitel 4.3**) und abschließend die Ergebnisse zusammengefasst (→ **Kapitel 4.4**).

### 4.1 Modellierung

Der notwendige Netzausbau hängt wesentlich von der Ausgestaltung des Erzeugungssystems ab, und zwar sowohl vom Technologiemix als auch von der regionalen Ansiedlung der Erzeugungsanlagen. Aus diesem Grund ist es für eine Analyse der Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen und dezentralen Lösungen unabdingbar, sowohl die Investitions- als auch die Produktionsanreize in einem Strommarktmodell abzubilden.

<sup>4</sup> In der Literatur gibt es bereits eine Reihe an Beiträgen, welche die prinzipielle Bedeutung der Netzregulierung und -bewirtschaftung auf Kraftwerks- und Netzinvestitionen diskutieren, vergleiche z. B. Höffler und Wambach (2013), Ruderer und Zöttl (2012) oder Inderst und Wambach (2007). Das in Grimm et al. (2015a) verwendete berechenbare Gleichgewichtsmodell ist jedoch das erste, das es erlaubt, diese Zusammenhänge im Marktumfeld explizit zu quantifizieren.

**Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf des Modells in Grimm et al. (2015a)**



Quelle: Grimm et al. (2015a)

Der Ansatz von Grimm et al. (2016a) verwendet ein dreistufiges Gleichgewichtsmodell, in dem ein zentraler Planer (bzw. die regulierten Netzbetreiber) in Antizipation der privatwirtschaftlichen Standort- und Produktionsentscheidungen von Erzeugungsunternehmen über die Netzauslegung entscheidet (Investition in Netzkapazität). Der Stromhandel erfolgt über eine zentrale Strombörse unter Vernachlässigung möglicher Netzrestriktionen (Energy-only-Markt) nach dem Merit-Order-Prinzip. Netzengpässe werden durch die Netzbetreiber nach Abschluss des Handels durch kostenbasiertes Redispatch aufgelöst. Der stilisierte zeitliche Ablauf der modellierten Zusammenhänge ist in **Abbildung 2** ↑ dargestellt, eine schematische Darstellung der entsprechenden numerischen Modelle findet sich in **Abbildung 3** ↓.

Im Folgenden werden zunächst die Stufen im Detail beschrieben und dann die numerische Umsetzung verdeutlicht.

### Stufe 1: Netzausbau

In der ersten Stufe entscheidet ein zentraler Planer über den die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt maximierenden Netzausbau unter der Nebenbedingung, dass die Netzgebühren die Finanzierung der Netzinfrastruktur sicherstellen. Die Zielfunktion des Planers, die soziale Wohlfahrt, setzt sich dabei aus der Summe der entstehenden Konsumenten- und Produzentenrenten zusammen. Somit hängt die Zielfunktion des Planers von den installierten Erzeugungskapazitäten und der realisierten Produktion der Kraftwerke ab. Der soziale Planer entscheidet also über den Netzausbau mit dem Ziel der Wohlfahrtsmaximierung und unter Antizipation der durch den regulatorischen Rahmen induzierten Investitionen in Erzeugungskapazität und der daraus resultierenden Produktion. Zur Verfügung stehen dem Planer Leitungen, die den Leitungen des Netzentwicklungsplans entsprechen (→ **Kapitel 4.2**).

### Stufe 2: Investition und Produktion

In der zweiten Stufe werden die Entscheidungen der privaten Unternehmen zusammengefasst. Da in der Investitionsentscheidung die Ergebnisse des Börsenhandels antizipiert werden müssen, erläutern wir zunächst die Produktionsentscheidung. Im Börsenhandel wird für jede Stunde des exemplarisch betrachteten Jahres der Börsenpreis und die gehandelte Menge nach dem Merit-Order-Prinzip ermittelt. Aus den Ergebnissen resultiert dann die Auslastung einzelner Kraftwerkseinheiten. Beschränkungen durch die bestehende Netzkapazität werden an der Börse nur dann berücksichtigt, wenn sie sich in Preissignalen widerspiegeln können.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> In den hier betrachteten Szenarien werden keine regional unterschiedlichen Börsenpreise betrachtet. Zur Betrachtung von Preiszonen vgl. Grimm et al. (2015a, 2016b).

Die Investitionsentscheidung in Erzeugungskapazität determiniert, wie viel Kapazität an welchen Standorten im Netz installiert wird in Antizipation der Erlössituation der entsprechenden Einheiten (d. h. der Einsatzhäufigkeit und der in den entsprechenden Stunden erzielten Deckungsbeiträge). Die Standortentscheidung kann durch eine standortbedingt unterschiedliche Erlössituation beeinflusst werden (z. B. bei Preiszonen, die dazu führen, dass Netzengpässe in gewissem Umfang berücksichtigt werden) oder auch durch standortbezogene Unterschiede in den Investitionskosten (z. B. durch eine regional differenzierte G-Komponente<sup>6</sup> oder durch natürlich unterschiedliche Standortfaktoren aufgrund von Transportkosten der entsprechenden Rohstoffe).

### Stufe 3: Redispatch

In der dritten Modellstufe entscheidet der Netzadministrator über Redispatch-Maßnahmen für alle 8.760 (24 Stunden mal 365 Tage) Spotmarkt-Ergebnisse. Diese Berechnungen werden signifikant erleichtert, da intertemporale Nebenbedingungen der Produktionsentscheidungen von Kraftwerken in der Modellierung vernachlässigt werden und keine zeitliche Interdependenz zwischen den einzelnen Spotmärkten vorliegt. Die Redispatch-Operationen werden so gewählt, dass bei den gegebenen Vergütungsregeln (kostenbasiertes Redispatch) die Redispatch-Kosten minimiert werden. Dabei berücksichtigt der Netzbetreiber die physikalischen Eigenschaften des Netzes (lineares Flussmodell unter Berücksichtigung von Maschenregeln) sowie die Beschränkungen durch den Kraftwerkspark.

<sup>6</sup> Eine G-Komponente (G = Generation) für Stromerzeugungsanlagen bewirkt eine optimierte Verteilung der Anlagen im Stromnetz. Die potenzielle Entgelthöhe ist abhängig vom Netzanschlusspunkt (Ort und Spannungsebene sowie die ggf. damit verbundenen Ausbaukosten für das Stromnetz) und der Einspeisecharakteristik.

Redispatch kann in der Realität einerseits durch die Zu- und Abschaltung von Kraftwerken erfolgen, andererseits aber auch durch das Zu- und Abschalten regelbarer Verbraucher oder eine Drosselung der Wind- oder PV-Einspeisung. Während die letzten beiden Optionen heute noch als Ausnahme zu sehen sind, ist es durchaus denkbar, dass sie – je nach regulatorischen Rahmenbedingungen – zum Regelfall werden, da Netzprobleme ohne diese Maßnahmen nicht lösbar sind. Wir erlauben daher in verschiedenen Modellvarianten auch unkonventionelle Redispatch-Maßnahmen. Im Rahmen des Redispatches werden beim Auftreten von Netzengpässen Kraftwerke vor dem Engpass ab- und Kraftwerke hinter dem Engpass zugeschaltet. Die Betreiber der abgeschalteten Kraftwerke müssen dem Netzbetreiber ihre vermiedenen variablen Kosten erstatten, sodass sie genau indifferent zwischen Produktion und Abschaltung sind. Die zugeschalteten Kraftwerke bekommen eine Vergütung in Höhe der anfallenden variablen Kosten. Kostenminimales Redispatch impliziert, dass die teuersten Kraftwerke vor dem Engpass abgeschaltet und die günstigsten Kraftwerke hinter dem Engpass zugeschaltet werden. Die Spezifikation der Zahlungen impliziert, dass kein Kraftwerksbetreiber durch Redispatch-Einsätze zusätzliche Gewinne oder Verluste realisieren kann, sodass für die Unternehmen im Modell der Redispatch-Einsatz nicht in das Optimierungskalkül eingeht. **Abbildung 3** ↓ illustriert die numerische Umsetzung des beschriebenen mehrstufigen Modells. Dazu werden in einem ersten Schritt die privatwirtschaftlichen Entscheidungen der Erzeuger hergeleitet, die (in den hier vorliegenden Analysen) innerhalb des deutschen Marktgebietes keine Preisunterschiede sehen. In einem zweiten Schritt werden dann die korrespondierenden wohlfahrtsmaximierenden Entscheidungen zu Netzausbau und Redispatch bestimmt.

Abbildung 3: Modellskizze: Berechnung des Marktgleichgewichts (MG)

---

➤ **1. Level: Spotmarkt & Kraftwerksinvestitionen**  
maximaler Gewinn  
u.d.N.

1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel) für Zonen  
(Übertragungskapazitäten zwischen Zonen)  
Erzeugungskapazitäten  
Einschränkung der Variablen

➤ **2. Level: Redispatch & Leitungsinvestitionen**  
maximale Soziale Wohlfahrt  
u.d.N.

1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel)  
2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel)  
Phasenwinkel des Referenzknotens  
Übertragungskapazitäten  
Erzeugungskapazitäten  
Zusammenhang Spotmarkt- und Redispatchmengen  
Einschränkung der Variablen

Quelle: Eigene Darstellung

**Abbildung 4** ↓ zeigt das Maximierungsproblem eines hypothetischen sozialen Planners, der das Gesamtsystem optimiert. Wir werden die entsprechende Lösung als Benchmark verwenden, um die resultierenden Wohlfahrtsgewinne und Effekte einzuordnen.

**Abbildung 4: Modellskizze: Berechnung des Wohlfahrtsoptimums (FB)**

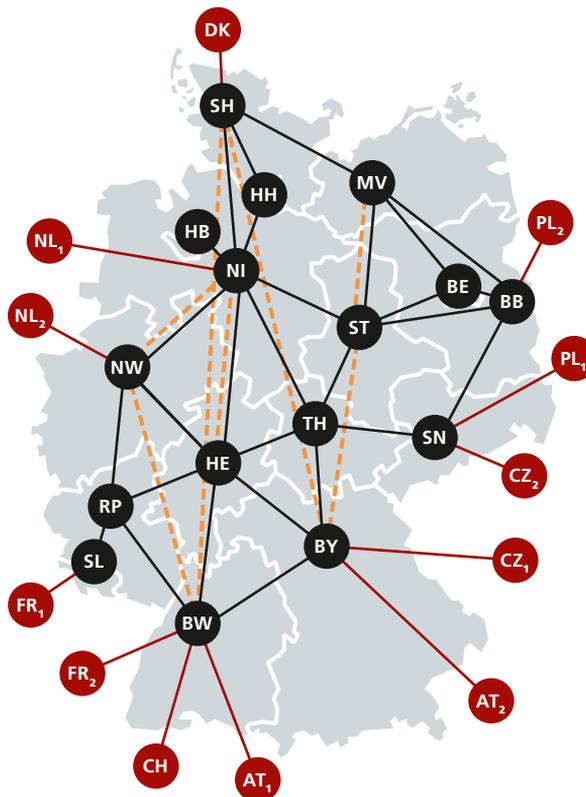


Quelle: Eigene Darstellung

### Weitere Details zu den Modellkomponenten

Die Grundlage der Modellierung von Grimm et al. (2015a) bildet eine Netzstruktur mit Knoten und Kanten (Leitungen), wobei an den Knoten Verbraucher und/oder Erzeuger angesiedelt sind und Erzeugung zugebaut werden kann. Hierbei werden sowohl Deutschland als auch die zentralen Verbindungen ins Ausland abgebildet. Das deutsche Übertragungsnetz (inkl. Konnektoren ins Ausland) wird zu diesem Zweck auf 28 Knoten reduziert (je ein Knoten pro Bundesland sowie 12 Auslandsknoten, siehe **Abbildung 5** ↓). Windparks in Nord- und Ostsee werden dabei den Bundesländern zugeordnet, an die sie angebunden sind.

Abbildung 5: Netzknoten Deutschland und Nachbarstaaten



Quelle: Eigene Darstellung

**Leitungen** werden im Modell durch die Kanten zwischen den Knoten abgebildet. Der Modellierungsansatz verwendet die allgemein übliche verlustfreie lineare Gleichstrom-Fluss-Approximation (linear lossless DC approximation). Hierfür werden jeder Leitung eine thermische Kapazität und ein Widerstandswert zugeordnet. Dies erlaubt eine Berücksichtigung des ersten und des zweiten Kirchhoffschen Gesetzes. Der Zubau von Leitungen wird an ausgewählten Stellen zugelassen, die aus dem Netzentwicklungsplan abgeleitet werden. Für die entsprechenden Leitungskandidaten werden Investitionskosten (Annuitäten pro km) sowie der Widerstand spezifiziert (→ Kapitel 4.2).

Bei der Modellierung der Netzstruktur ist zu beachten, dass die betrachteten Auslandsknoten untereinander nicht verbunden sind. Ziel der langfristigen Investitionsanalyse des vorliegenden Gutachtens ist es (analog zum Netzentwicklungsplan), innerhalb Deutschlands auftretende regionale Ungleichgewichte von Produktion und Verbrauch durch das deutsche Übertragungsnetz zu adressieren – ohne Berücksichtigung möglicherweise zusätzlich vorhandener Übertragungswege über ausländische Netze.

**Berücksichtigung des Auslands:** Bei der Bestimmung des Marktgleichgewichts im Rahmen der durchgeführten Modellberechnungen wird jedem der Nachbarländer (außer Österreich<sup>7</sup>) eine eigene Preiszone zugewiesen. Im Fall von knapper Übertragungskapazität stellen sich damit bereits am Spotmarkt unterschiedliche Preise ein. Dies erlaubt die exakte Modellierung der aktuellen internationalen Engpassbewirtschaftung durch explizite bzw. implizite Auktionierung der Grenzübergangskapazitäten. Entsprechend der aktuell geltenden Regeln erfolgt die Bestimmung der Engpasskapazitäten gemäß der Net-Transfer-Capacities (NTC-Methode). Hierbei wird in der Realität im Vorfeld der Auktion eine jeweils zur Verfügung stehende Übertragungskapazität

<sup>7</sup> Bei der Auslegung des Modells für Deutschland wird berücksichtigt, dass Deutschland und Österreich in einer Preiszone liegen, indem keine Preisunterschiede zwischen den Handelsgebieten zugelassen werden. An den restlichen Auslandsknoten werden Preisunterschiede zugelassen.

festgelegt. In der Modellierung legen wir jeweils einen Wert für die zur Verfügung stehenden Kapazitäten für den gesamten Zeitraum fest, der aus den beobachteten grenzüberschreitenden Handelsmengen bestimmt wird.

**Nachfrage:** Verbraucher sind an den Knoten im Netzwerk angesiedelt. Die Nachfrage wird modelliert, indem ausgehend von einem aus Strommarktdaten bekannten Verbrauchspunkt eine lineare Nachfragefunktion mit einer für den Strommarkt typischen Elastizität generiert wird. Durch die Fluktuation des stündlichen Verbrauchs fluktuieren auch die so generierten Nachfragefunktionen über die Zeit. Die Modellierung der stündlichen Strommärkte umfasst somit 8.760 (24 Stunden mal 365 Tage) stündliche Nachfragekurven.<sup>8</sup>

Analog dazu wird eine Residualnachfrage jedes Auslandsknotens bestimmt. Hierbei ist zu beachten, dass nicht nur positive Nachfragemengen (Export aus Deutschland), sondern auch negative Mengen (Import nach Deutschland) auftreten können. Die Kalibrierung erfolgt über im Jahre 2014 beobachtete Import/Export-Handelsmengen an den jeweiligen Grenzübergangspunkten zusammen mit den jeweils beobachteten Marktpreisen.

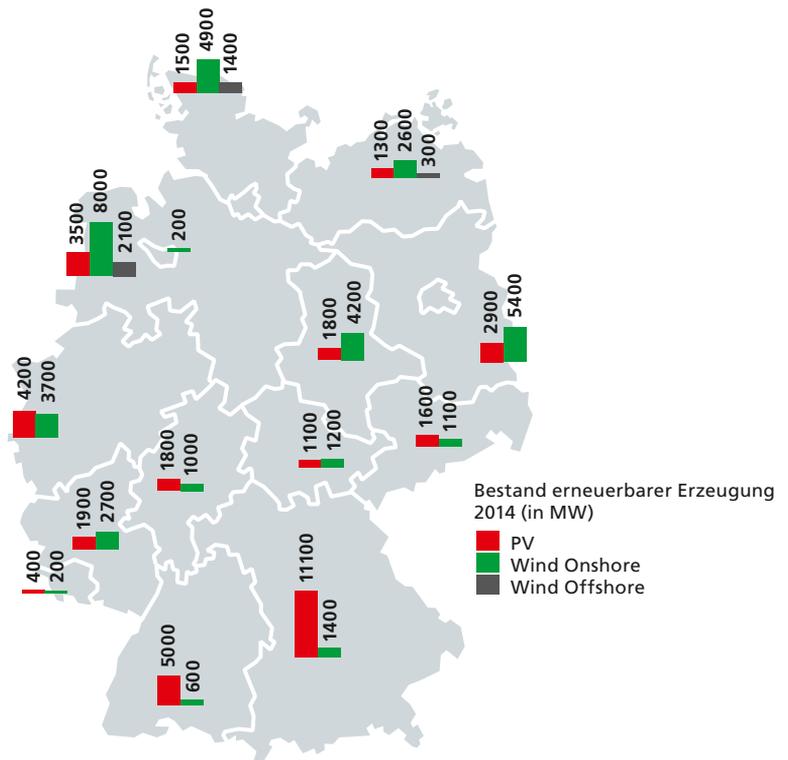
In einer Modellvariante betrachten wir außerdem die Möglichkeit, in Power-to-Gas-Anlagen (P2G) zu investieren. Kommt diese Technologie zum Einsatz, so besteht die Möglichkeit, Strom in Gas umzuwandeln, was bei ausreichend niedrigen Strompreisen attraktiv ist. Bis auf die P2G-Anlagen wird die Nachfrage im Modell nicht endogen betrachtet.

<sup>8</sup> Um die Rechenzeit gering zu halten, verwenden wir in einem Großteil der Berechnungen lediglich die erste Woche jedes Monats wodurch sich  $12 \cdot 7 \cdot 24 = 2.016$  Stunden ergeben. Die Ergebnisse weichen jedoch nur marginal von den Ergebnissen bei Zugrundelegen von 8.760 Stunden ab.

**Erneuerbare Erzeugung:** Die im Modell endogen betrachteten Optionen zur erneuerbaren Erzeugung umfassen Wind und PV. Ausgehend von den aktuellen Bestandsanlagen wird in verschiedenen Modellvarianten somit der Zubau von Wind- und PV-Anlagen analysiert. Der Bestand im Jahr 2014 ist in **Abbildung 6 ↓** illustriert und kann in den Modellrechnungen nicht abgebaut werden. Bei der Analyse der Zubau-Entscheidungen wird beachtet, dass sowohl die Investitionskosten als auch die Erträge der Anlagen regional variieren. Die Investitionskosten berücksichtigen z. B. unterschiedliche landschaftliche Gegebenheiten. Für PV- und Windkraftanlagen wird eine Lebensdauer von 20 Jahren angesetzt. Der Abbildung der unterschiedlichen Ertragsraten liegen regional differenzierte Wind- und Sonnenprofile (bundeslandscharf) zugrunde. Außerdem werden für jedes Bundesland fünf verschiedene Ertragsklassen betrachtet, um der unterschiedlichen Attraktivität verschiedener Standorte Rechnung zu tragen. In allen Modellvarianten wird die jährliche Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Wind und PV) konstant gehalten, variiert werden die Standorte sowie der Technologiemix.

Abbildung 6: Bestand an PV, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2014 als Ausgangspunkt für die betrachteten Modellszenarien

Bestand 2014



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage des NEP 2025

Die aufgrund der regionalen Wind- und Sonnenprofile resultierende Einspeisung der installierten Anlagen wird von der Nachfrage an den einzelnen Knoten abgezogen. Darüber hinaus wird Wasserkraft exogen als stündlicher Einspeisevektor in das Modell integriert und ebenfalls an den einzelnen Knoten berücksichtigt. Die verbleibende Nachfrage wird von konventionellen Kraftwerken gedeckt (**siehe unten**).

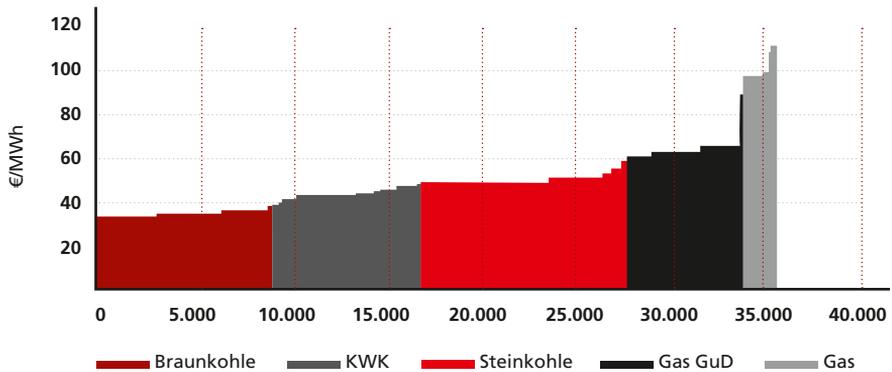
**Konventionelle Erzeugung:** Konventionelle Kraftwerke sind ebenfalls an den Knoten des Netzwerks angesiedelt. Die hier betrachteten Erzeugungsoptionen umfassen Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie Gaskraftwerke. Ein Teil der Anlagen kann als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage) betrieben werden. Für alle Technologien wird, ausgehend von einem aktuellen Bestand, der Zubau endogen im Modell hergeleitet. Der installierte Kraftwerkspark sowie die Zubau-Optionen folgen den Szenarien, die für die Netzentwicklungsplanung verwendet wurden (vgl. ÜNB (2014a)). Die Merit Order, die aus dem Bestand resultiert, ist in **Abbildung 7 ↓** dargestellt. Nicht an jedem Knoten kann notwendigerweise jede Technologie zur Stromerzeugung eingesetzt werden.<sup>9</sup> Dies kann im Modell durch eine Einschränkung der Investitionsmöglichkeiten an den einzelnen Knoten oder durch eine Differenzierung der Investitions- oder Betriebskosten abgebildet werden.<sup>10</sup>

<sup>9</sup> So finden sich z. B. Braunkohlekraftwerke nur nahe der Abbaugelände, Steinkohlekraftwerke setzen Infrastruktur zur Belieferung mit Brennstoff voraus (Wasserwege, Bahnanbindung), Gaskraftwerke können hingegen in weiten Teilen Deutschlands mit ähnlichem Kostenaufwand betrieben werden.

<sup>10</sup> Rückbau von Anlagen wird ausführlich in der Datengrundlage (Kapitel 4.2) beschrieben.

**Abbildung 7: Merit Order des bestehenden konventionellen und nicht fluktuierenden erneuerbaren Kraftwerksbestandes (ohne Zubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien**

**Merit Order des heutigen und 2035  
weiterhin bestehenden konventionellen Kraftwerksparks**



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2014a)

Im Modell wird konkret ermittelt, welche der möglichen Erzeugungsanlagen (Art der Erzeugung und Größe der Anlage) unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen zugebaut werden. Es ist außerdem möglich, den Abbau von Kapazität zu ermitteln, der erfolgen würde, wenn die jährlichen Betriebskosten einer Erzeugungseinheit durch deren Erlöse nicht gedeckt wären.

Investitionsentscheidungen der privaten Erzeugungsunternehmen basieren in der Modellanalyse auf Kosten-Nutzen-Abwägungen. Im Folgenden geben wir einen detaillierten Überblick über die modellierten Kostenkomponenten sowie über die Determinanten der Erlöse der Erzeugungseinheiten.

**Produktionskosten und Angebotsentscheidung:** Eine Arbeitseinheit (MWh) wird im Modell angeboten, wenn der Erlös, der mit ihr erzielt wird, höher ist als die variablen Kosten, die bei ihrer Produktion entstehen. Da in der Modellierung Marktmacht nicht berücksichtigt wird<sup>11</sup>, bieten die Erzeuger ihre Kapazität für jede der 24 Stunden eines Tages zu Grenzkostenpreisen an der Strombörse an. In Abhängigkeit der Nachfragesituation kommt es jedoch in vielen Stunden zu Preisen, die deutlich über den variablen Kosten der Erzeugung liegen und die somit zur Amortisation der Investitionskosten für die Erzeugungseinheit beitragen können. Die variablen Kosten der Erzeugung (Grenzkosten) setzen sich für die konventionellen Kraftwerke aus den Brennstoffkosten und den Kosten für notwendige CO<sub>2</sub>-Zertifikate zusammen. Hierbei wird von einem auslastungsunabhängigen, aber baujahr- und technologiespezifischen Wirkungsgrad jedes Kraftwerks ausgegangen. Bei KWK-Anlagen sinken die der Angebotsentscheidung zugrundeliegenden Produktionskosten um den Erlös aus dem Wärmeangebot. Dynamische Komponenten, wie z. B. Anfahrtkosten, Minimalauslastung von Kraftwerken oder Beschränkungen der Einsenkgeschwindigkeit der Kraftwerke, finden keine Berücksichtigung.<sup>12</sup>

<sup>11</sup> Die Berücksichtigung von strategischem Verhalten von Firmen ist nach aktuellem Forschungsstand im analysierten Marktmodell mit Redispatch, Kraftwerksinvestitionen und Netzerweiterung nicht durchführbar. Das zentrale Hindernis besteht darin, dass unter plausiblen Annahmen kein eindeutiges Gleichgewicht des Marktspiels zwischen den Firmen existiert. Dadurch ergibt sich eine sehr große Beliebigkeit der daraus resultierenden Gesamtlösung, die dann keinerlei belastbare Aussagen für die im Gutachten behandelten Fragestellungen zulässt.

<sup>12</sup> Diese führen zu intertemporalen Nebenbedingungen des Gleichgewichtsproblems. Zur exakten Bestimmung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes sind diese Nebenbedingungen in der Tat von großer Bedeutung. Allerdings fokussiert die im vorliegenden Gutachten durchgeführte Analyse auf den langfristigen Kraftwerks- und Netzausbau. Hier führt eine detaillierte Berücksichtigung dieser intertemporalen Nebenbedingungen zu signifikanten Laufzeitverlängerungen des verwendeten Lösungsalgorithmus und macht somit sinnvolle Laufzeiten unmöglich. Es ist darüber hinaus davon auszugehen, dass diese intertemporalen Nebenbedingungen, die den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz betreffen, keinen signifikanten Einfluss auf die langfristigen Entscheidungen haben. Einschlägige Studien der Fachliteratur, die langfristige Investitionsentscheidungen betrachten, wählen in der Regel einen analogen Ansatz.

**Betriebskosten:** Die Betriebskosten sind Kosten, die aus der Betriebsbereitschaft einer Anlage entstehen. Sie sind kurzfristig nicht vermeidbar und werden daher bei der Angebotsentscheidung nicht berücksichtigt. Langfristig können sie durch eine Stilllegung der Anlage vermieden werden. Ein Vergleich der Betriebskosten mit den erwarteten Erlösen eines Kraftwerks (z. B. für das kommende Quartal oder Halbjahr) erlaubt somit eine Entscheidung über Stilllegung oder Weiterbetrieb der Einheit.

**Investitionskosten:** Investitionen in Erzeugungskapazität stellen extrem langfristige Entscheidungen dar, da Erzeugungsanlagen eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten haben. Die Investitionsentscheidung sollte erfolgen, wenn die erwarteten Erlöse aus dem Betrieb der Anlage über ihre Lebensdauer die Investitionskosten übersteigen. Für Kraftwerke wird eine Abschreibungsdauer<sup>13</sup> von 35 Jahren für Kohlekraftwerke und 25 Jahre für Gaskraftwerke angelegt. Hieraus lässt sich eine „Annuität“ (in €/MW) für die Investitionskosten errechnen, d. h. der Betrag, den das Kraftwerk innerhalb eines Jahres mit einer installierten Kapazität von einem MW verdienen muss, damit die Investition lohnenswert ist. In der Modellanalyse wird ein „typisches“ Jahr betrachtet, in dem die Unternehmen dann Kapazität zubauen, wenn der Betrieb der zusätzlichen Kapazität rentabel ist, d. h. die Erlöse die Investitionskosten übersteigen. Der Umfang des Zubaus, d. h. die Größe der entsprechenden Kraftwerke, wird über eine Grenzbetrachtung ermittelt: Für jedes zusätzliche MW installierte Leistung wird überprüft, ob der Grenzerlös, d. h. die Summe der erwarteten zusätzlichen Erlöse durch die zusätzlich installierte Leistung, höher ist als die Grenzkosten (Annuität pro MW). Der Grenzerlös einer zusätzlichen Kapazitätseinheit wird dabei entscheidend von den im Modell abgebildeten Marktregeln bestimmt. Daher lassen sich im Modell

<sup>13</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 311

die Auswirkungen des regulatorischen Rahmens auf die Investitionsentscheidungen explizit untersuchen.

**Netzgebühren:** Netzgebühren werden mit dem Ziel erhoben, die Netzinvestitionen zu finanzieren und auf die Verbraucher umzulegen. Im Modell werden Gebühren zur Abzahlung bestehender Infrastruktur berücksichtigt<sup>14</sup> sowie die Erhöhung des Netzentgelts, das sich aus dem Zubau von Leitungen, Einnahmen an den Grenzkuppelstellen und aus dem finanziellen Aufwand für Redispatch ergibt.

Mithilfe der hier vorgestellten Herangehensweise ist es möglich, endogen die Auswirkung verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen auf (i) die Produktions- und Investitionsanreize der privatwirtschaftlichen (ihren Gewinn maximierenden) Erzeuger und (ii) den in dem entsprechenden Rahmen optimalen Netzausbau zu ermitteln. Dies erfolgt in anderen einschlägigen Studien nicht. So stellt die Netzausbauplanung beispielsweise auf eine prognostizierte Entwicklung des Kraftwerksparks und des EE-Zubaus ab. Es wird aber nicht untersucht, ob veränderte Investitionsanreize in (konventionelle und erneuerbare) Erzeugungskapazitäten zu einer anderen optimalen Netzauslegung führen würden – und wie sich die Gesamtkosten der Stromerzeugung in verschiedenen Szenarien unterscheiden würden. Einen solchen Vergleich leistet das hier vorgestellte Verfahren.

<sup>14</sup> Für die Finanzierung des Bestandsnetzes werden 2 Mrd. € veranschlagt und auf die Verbraucher (pro MWh) umgelegt.

## 4.2 Datengrundlage für die Modellrechnungen

Vor dem Einsatz des Modells für die Abschätzung der Auswirkungen regulatorischer Rahmenbedingungen auf das Energiesystem der Zukunft ist eine umfassende Kalibrierung erforderlich. Dabei ist es von entscheidender Bedeutung, für die exogenen Parameter Daten zu verwenden, die auf belastbaren Zukunftsprognosen basieren und/oder eine Grundlage von alternativen Modellen bilden, welche Aussagen über die zukünftige Konfiguration des Strommarktes treffen.<sup>15</sup>

Da der Fokus dieser Analyse auf dem deutschen Strommarkt unter Berücksichtigung der Interkonnektoren zu den Nachbarländern liegt, werden – wo dies möglich ist – Eingangsparameter aus dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 der Übertragungsnetzbetreiber verwendet (siehe ÜNB (2014)). Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erstellung des NEP und stellt sechs Szenarien vor. Dabei werden drei unterschiedliche Entwicklungspfade unterstellt und der Erzeugungsmix im Jahr 2025 prognostiziert. Eines dieser Szenarien (B 2035) schreibt einen dieser Entwicklungspfade fort, um einen möglichen Verlauf für die kommenden 20 Jahre abzubilden. Dieses Szenario wird für die Kalibrierung der exogenen Parameter des Modells verwendet.

Für modellendogene Variablen – die konventionelle sowie in einigen Szenarien die erneuerbare Kraftwerkskapazität und die Netzinfrastruktur – werden lediglich Informa-

<sup>15</sup> Im ersten Fall ist das Ziel eine möglichst akkurate Abschätzung von quantitativen Effekten, im zweiten Fall ermöglichen die Ergebnisse eine Überprüfung bestehender Prognosen mit alternativen Ansätzen.

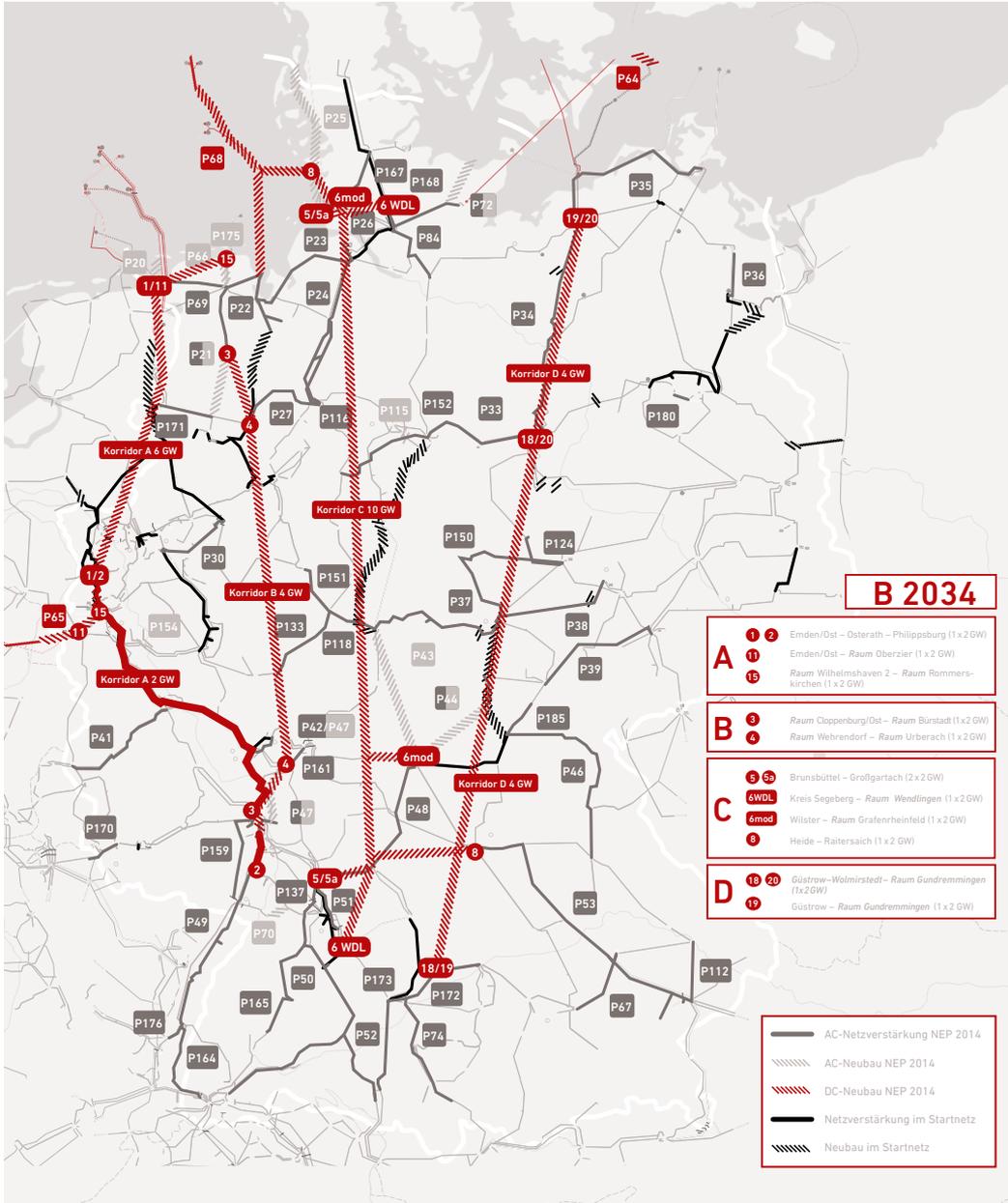
tionen über den zu erwartenden Rückbau genutzt, während sich alle Zubau-Entscheidungen aus der Modellanalyse ergeben. Alle anderen Größen werden als Inputparameter verwendet, wie es im Detail weiter unten beschrieben ist.

Die Begründung, das in der fernen Zukunft liegende Szenario zu wählen, ist naheliegend. Ein Investor, der heute eine Investition in Erzeugungskapazität erwägt, muss inklusive Genehmigungsverfahren und Bauphase fünf bis sieben Jahre einplanen, bis das geplante Kraftwerk einsatzfähig ist. Der Zeitraum um 2025 läge somit in etwa zu Beginn der Betriebsphase des Kraftwerks. Für die Investitionsentscheidung sind jedoch die Bedingungen im Laufe der gesamten Lebensdauer des Kraftwerks relevant. Diese werden deutlich besser durch die Bedingungen zu einem späteren Zeitpunkt (hier: 2035) abgebildet. Ein weiteres Argument für die Verwendung des Szenarios B 2035 ist der bis dahin erfolgte stärkere Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazität. Der dadurch notwendige umfangreichere Zubau erlaubt deutlichere Rückschlüsse auf die Anreizwirkungen verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen und die Größenordnungen der Effekte.

Da in einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell simultan die (langfristigen) Investitionsanreize und die (kurzfristigen) Produktionsanreize zusammen mit dem damit einhergehenden Netzausbau berechnet werden, ist eine signifikante Vereinfachung der zugrundeliegenden Netznotenstruktur notwendig. Für die sinnvolle ökonomische Kalibrierung des Modells erfolgt eine Aufteilung des gesamten Markt- und Netzgebiets anhand der einzelnen Bundesländer. Das deutsche Übertragungsnetz wird aggregiert, sodass jedes Bundesland einen Netznoten zugeordnet bekommt, der das entsprechende Versorgungsgebiet bedient.

**Bestandsnetz:** Da es für die Kalibrierung des Netzes aktuell keine öffentlich zugängliche Quelle mit allen für die Modellierung relevanten Daten gibt, wurde die Netzinfrastruktur unter Einbeziehung mehrerer Quellen kalibriert. Auf der Grundlage der Karte des Deutschen Höchstspannungsnetzes von VDE (2014) und unter Zuhilfenahme von 50Hertz (2015), Amprion (2015), Tennet (2015) sowie dem detaillierten Netzplan in Joost (2015) wurden die zwischen den Bundesländern bestehenden Leitungen sowie ihre Länge ermittelt. Die relevanten physischen Werte der Reaktanz und der thermischen Kapazität der unterschiedlichen Leitungstypen sind in Kießling et al. (2001) und Egerer et al. (2014) aufgeführt.

Abbildung 8: Haupttrassen des NEP 2014, Szenario B 2034



Quelle: ÜNB (2014b)

**Netzausbau:** Der im Modell berücksichtigte Leitungsausbau erfolgt entlang der vier im NEP 2014 vorgegebenen Korridore für den DC-Netzausbau (vgl. DC-Neubau in **Abbildung 8** ↑ und ÜNB (2014b)). Entlang jedes Korridors können einzelne HGÜ-Verbindungen als Teilprojekte des Netzentwicklungsplans 2014 realisiert werden. Insgesamt werden somit alle 15 diskutierten HGÜ-Verbindungen als Leitungskandidaten für den Netzausbau im Modell berücksichtigt. Um die Berechenbarkeit der Kalibrierung zu gewährleisten, können die restlichen Wechselstromleitungen für den Ausbau im Übertragungsnetz des NEP 2014 nicht weiter berücksichtigt werden, da es sich bei den Entscheidungsvariablen für den Netzausbau um ganzzahlige Variablen handelt, welche zu einer stark verlängerten Laufzeit führen. Da die Investitionskosten der vernachlässigten Leitungen weit unter den Kosten der viel längeren HGÜ-Leitungen liegen und da viele dieser kürzeren Leitungen auch nur innerhalb eines einzelnen Bundeslandes verlaufen, haben die unterschiedlichen hier diskutierten Anreizsysteme eine geringere Auswirkung auf Unterschiede beim Ausbau der Wechselstromverbindungen als bei der Ausbauentscheidung der HGÜ-Leitungen. Zusätzlich führen die momentanen Akzeptanzprobleme in der Gesellschaft beim Bau der HGÜ-Leitungen zu einem weiteren Anstieg der Netzausbaukosten und zu einem gesteigerten Interesse an Alternativen zum Leitungsausbau.

Die verwendeten Kosten für den Netzausbau basieren auf den Kostenschätzungen aus dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB (2012)). Für den Neubau von DC-Freileitungen werden 1,4 Mio. € pro km veranschlagt und DC-Konverterstationen, die pro Leitung jeweils zweimal benötigt werden, kosten 0,13 Mio. € pro MW. Für jede Leitung werden die Kosten pro km mit der jeweiligen Leitungslänge multipliziert, wobei jeweils die DC-Konverterstationen berücksichtigt werden. Als

Eingabe in das Optimierungsmodell wird die Annuität berechnet, dabei werden ein Zinssatz von 6 % und eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren angenommen<sup>16</sup>. Für alle Leitungen mit gleichen Start- und Endknoten werden durchschnittliche Kosten ermittelt. Die nachfolgende **Tabelle 4** ↓ gibt einen Überblick über die im Modell verwendeten Kosten der Netzausbaumaßnahmen.

**Tabelle 4: Kosten der Netzausbaumaßnahmen als Annuitäten**

Leitungsverlauf	Maßnahmen nach NEP 2014	Investitionskosten als Annuität [Mio. €]
NI – NW	(A01, A11, A15)	81,2
NW – BW	(A02)	77,9
NI – HE	(B03, B04)	89,4
SH – BW	(C05, C05a, C06WDL)	127,6
SH – BY	(C06mod, C08)	119,0
ST – BY	(D18, D19a)	106,4
MV – ST	(D19b, D20)	67,0

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2012)

**Nachfrage:** Für den Szenariorahmen 2025 werden verschiedene Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs berücksichtigt.<sup>17</sup> In dem für die Kalibrierung verwendeten

<sup>16</sup> Alle aufgeführten Werte sind entnommen aus dem NEP 2012 (vgl. ÜNB, (2012)).

<sup>17</sup> Vgl. BNetzA (2014b), S. 76

Szenario B 2035 wird eine konstante Entwicklung des Nettostromverbrauchs unterstellt. In dieser Analyse werden stündliche Nachfragedaten für Deutschland aus dem Jahr 2014 verwendet, die über [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu) verfügbar sind. Die Aufteilung der Nachfragemengen auf die Bundesländer orientiert sich an den statistischen Daten des Länderarbeitskreises Energiebilanzen.<sup>18</sup> **Tabelle 5** ↓ gibt einen Überblick über den Stromverbrauch nach Bundesländern in Deutschland.

**Berücksichtigung der erneuerbaren Erzeugung:** In den Berechnungen werden Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugung sowohl endogen als auch exogen betrachtet.

Für eine endogene Betrachtung der Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugungseinheiten müssen in der Modellierung die bestehenden Anlagen erfasst werden. Diese können für Wind Onshore und PV dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 (ÜNB (2014a)) entnommen werden und werden für Wind Offshore gemäß der EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2013 (ÜNB (2015)) für die relevanten Bundesländer bestimmt. Da für das Jahr 2013 nur die Offshore-Windanlagen gelistet sind, die auch an das Netz angeschlossen sind, und da angenommen wird, dass auch alle im Szenario B 2035 gelisteten Offshore-Windanlagen an das deutsche Netz angeschlossen sind, werden die Offshore- und Onshore-Anlagen im Weiteren als Technologie Wind zusammengefasst. **Tabelle 7** ↓ gibt einen Überblick über die verwendeten Werte.

<sup>18</sup> Vgl. ÜNB (2014a), S. 60, Tabelle 32

**Tabelle 5: Stromverbrauch nach Bundesländern gemäß NEP-Annahmen**

<b>Bundesland</b>	<b>Verbrauch [TWh]</b>	<b>Anteil [%]</b>
Baden-Württemberg	73,2	13,4 %
Bayern	80,3	14,7 %
Berlin	13,4	2,4 %
Brandenburg	15,0	2,7 %
Bremen	5,0	0,9 %
Hamburg	12,7	2,3 %
Hessen	38,1	7,0 %
Mecklenburg-Vorpommern	6,4	1,2 %
Niedersachsen	53,4	9,8 %
Nordrhein-Westfalen	151,6	27,7 %
Rheinland-Pfalz	28,4	5,2 %
Saarland	9,2	1,7 %
Sachsen	20,2	3,7 %
Sachsen-Anhalt	15,7	2,9 %
Schleswig-Holstein	12,2	2,2 %
Thüringen	12,6	2,3 %
<b>Deutschland</b>	<b>547,4</b>	<b>100,0 %</b>

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2014a)

Für die exogene Betrachtung der Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugung muss der prognostizierte Ausbau an erneuerbarer Erzeugung in die Eingabedaten aufgenommen werden.

Dieser ist in zahlreichen Zukunftsszenarien betrachtet worden, die ebenfalls im Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 (ÜNB (2014a)) zusammengefasst sind. Für die Kalibrierung des Modells werden die Ausbauprognosen des Szenarios B 2035 verwendet,<sup>19</sup> die entsprechenden Daten für Wind, PV, Biomasseanlagen und Wasserkraft pro Bundesland bereitstellen. **Tabelle 6 ↓** fasst die hier verwendeten Daten zusammen.

Laufwasser wird als exogen gegebener stündlicher Einspeisevektor in die Modellierung integriert. Hierbei wurden in einem ersten Schritt die monatlichen Erzeugungsmengen für das Bundesgebiet (Destatis (2016)) stündlich interpoliert. In einem zweiten Schritt wurde die stündliche Erzeugung anhand des Verhältnisses der installierten Leistung auf die Bundesländer aufgeteilt (BDEW (2014)).

<sup>19</sup> Vgl. ÜNB (2014a), S. 44 ff.

**Tabelle 6: Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2013 und Szenario B 2035**

<b>Erzeugungstyp</b>	<b>Referenz 2013 [GW]</b>	<b>Szenario B 2035 [GW]</b>
Kernenergie	12,1	0,0
Braunkohle	21,2	13,9
Steinkohle	26,2	14,9
Erdgas	26,5	37,5
Mineralölprodukte	4,1	1,1
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	12,6
Sonstige konventionelle	3,2	1,7
Abfall	1,6	1,6
<b>Summe</b>	<b>101,2</b>	<b>83,3</b>
Wind Onshore	33,2	82,2
Wind Offshore	0,5	18,5
Photovoltaik	35,1	60,7
Biomasse	6,4	8,2
Wasserkraft	4,6	4,9
Sonstige erneuerbare	0,4	1,2
<b>Summe</b>	<b>80,2</b>	<b>175,7</b>

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2014a), S. 15, Tab. 1

Das im Szenariorahmen prognostizierte Wachstum der EE-Produktion für jedes Bundesland kann für das Szenario B 2035 dem Szenariorahmen 2015 (siehe ÜNB (2014), S. 72–74) entnommen werden.

**Tabelle 7: Installierte Leistung, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik nach Bundesländern, Bestand 2014 und Prognosewerte Szenario B 2035**

Angaben in GW	Wind Onshore		Wind Offshore		Photovoltaik	
	2014	B 2035	2014	B 2035	2014	B 2035
Baden-Württemberg	0,6	5,9	0	0	5,0	8,5
Bayern	1,4	5,0	0	0	11,1	15,0
Berlin	0	0,1	0	0	0	0,2
Brandenburg	5,4	9,1	0	0	2,9	3,8
Bremen	0,2	0,4	0	0	0	0,2
Hamburg	0	0,1	0	0	0	0,1
Hessen	1,0	4,1	0	0	1,8	3,2
Mecklenburg-Vorpommern	2,6	9,0	0,3	1,9	1,3	1,9
Niedersachsen	8,0	14,8	2,1	13,6	3,5	6,2
Nordrhein-Westfalen	3,7	11,6	0	0	4,2	8,0
Rheinland-Pfalz	2,7	6,4	0	0	1,9	3,1
Saarland	0,2	0,8	0	0	0,4	0,7
Sachsen	1,1	2,1	0	0	1,6	2,6
Sachsen-Anhalt	4,2	5,5	0	0	1,8	2,5
Schleswig-Holstein	4,9	10,7	1,4	3,0	1,5	2,5
Thüringen	1,2	3,2	0	0	1,1	1,6
<b>Summe</b>	<b>37,2</b>	<b>88,8</b>	<b>3,8</b>	<b>18,5</b>	<b>38,1</b>	<b>59,9</b>

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2016) und BNetzA (2015)

Die Fluktuation der Produktion von EE-Anlagen wird aus dem Referenzjahr 2014 übernommen (vgl. Webseiten der Übertragungsnetzbetreiber<sup>20</sup> als Grundlage zur

<sup>20</sup> Siehe [www.50hertz.com/de/Kennzahlen](http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen), [www.amprion.net/netzkennzahlen](http://www.amprion.net/netzkennzahlen), [www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen](http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen) und [www.transnetbw.de/de/kennzahlen](http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen)

Berechnung stündlicher Produktionsmengen) und mit dem für jedes Bundesland berechneten Ausbaufaktor skaliert.

Die Fluktuation liegt dabei empirisch nur als stündlicher Einspeisevektor für Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen für die einzelnen Regelzonen vor. Mittels der Verwendung der installierten Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen in Regelzonen und Bundesländern sowie des Zuschnitts gerasterter Wetterdaten auf Regelzonen bzw. Bundesländer werden die Einspeisevektoren von der Regelzonenebene auf Bundesländerebene übertragen (vgl. BNetzA (2015)) für die installierte Kapazität, die Webseiten der ÜNB für die Einspeisezeitreihen auf Regelzonenebene sowie NASA (2016) für gerasterte Wind- und Solarstrahlungsdaten). Um auch innerhalb der Bundesländer regional unterschiedlich guten Voraussetzungen für EE-Anlagen Rechnung zu tragen und somit die Investitionsentscheidungen für EE-Anlagen differenziert zu betrachten, wurden für jedes Bundesland fünf Klassen gebildet. Das technische Potenzial eines Bundeslandes wurde anschließend über die fünf Qualitätsklassen gleichverteilt, sodass schlechtere Klassen eines prinzipiell ertragreichen Bundeslandes erst nach ertragreichen Klassen eines prinzipiell ertragsarmen Bundeslandes endogen zugebaut werden<sup>21</sup>.

Auch die maximale Kapazität pro Bundesland für jede Technologie wird gleichmäßig auf alle fünf Klassen aufgeteilt. Die bestehenden Kapazitäten werden dann sowohl für 2014 als auch für 2035 auf die Klassen aufgeteilt. Dann werden die Klassen in absteigender Reihenfolge beginnend bei der besten Klasse bis zu ihrer maximalen Kapazität sowohl mit dem Bestand für 2014 als auch mit den bestehenden Kapazitäten für 2035 befüllt.

**21** Als Quellen für die bundeslandspezifischen technischen Potenziale wurden folgende Daten verwendet: Wind Offshore: IWES (2012); Wind Onshore: BWE (2012); PV-Dachfläche: BMVI (2014); PV-Freifläche: Eigene Berechnung nach Destatis (2014).

Die sich so ergebenden stündlichen Produktionsmengen der EE-Anlagen pro Bundesland gehen dann als Inputparameter in das Modell zur Analyse der Investitionsanreize mit Grenzkosten von null ein und müssen am Spotmarkt vorrangig und vollständig abgenommen werden.

**Konventionelle Bestandskraftwerke:** Die vorliegende Studie untersucht ausgehend von den im Szenariorahmen skizzierten Rahmenbedingungen die Investitionsanreize für konventionelle Erzeugungseinheiten und Netzinfrastruktur. Dazu muss in der Modellierung der Kraftwerksbestand erfasst werden. Es wird hier wiederum auf die Daten des Szenariorahmens und die dazugehörige Kraftwerksliste<sup>22</sup> zurückgegriffen. Aufgelistet sind dort alle Kraftwerke der Technologieklassen Abfall, Braunkohle, Erdgas, Kernenergie, Mineralölprodukte, Pumpspeicher, Steinkohle und Sonstige mit Informationen zu PLZ, Bundesland und Jahr der Inbetriebnahme. In der Modellierung beschränken wir uns auf die Technologieklassen Braunkohle, Erdgas und Steinkohle, wobei die Erdgasanlagen in GUD und GT aufgeteilt sind. Zusätzlich werden in der Modellierung marktgeführte KWK-Anlagen berücksichtigt, die an Gas-GuD-Anlagen gekoppelt sind. Berücksichtigt werden nur bestehende Kraftwerke, die in Szenario B 2035 noch in Betrieb sind (d. h. Leistung > 0) und deren Status aktuell nicht „In Planung“ ist, sondern „In Bau“, „In Betrieb“, „Reserve“ oder „vorläufig stillgelegt“ (sofern der Szenariorahmen für 2035 eine Kapazität vorsieht). Kraftwerksinvestitionen in konventionelle Technologien werden in dem Modell immer endogen bestimmt. Als Kandidaten für die Analyse der Investitionsentscheidung kann in jedem Bundesland ohne obere Beschränkung in die Technologie Gas-GuD investiert werden. Steinkohlekraftwerke können nur in den Bundesländern ausgebaut werden, in denen im Szenario B 2035 Steinkohlekraftwerke produzieren.<sup>23</sup>

<sup>22</sup> Vgl. ÜNB (2014a)

<sup>23</sup> Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern

In Deutschland gibt es Braunkohlevorkommen in Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Die noch vorhandenen Reserven im Jahr 2040 werden gemeinsam mit der jährlich maximal abbaubaren Menge dargestellt (vgl. **Tabelle 8** ↓).

**Tabelle 8: Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Mengen nach Bundesländern**

<b>Bundesland</b>	<b>Verbleibende Vorräte 2040 [Mio. t]</b>	<b>Jährlich max. abbaubare Menge [Mio. t]</b>
Nordrhein-Westfalen	2.332	110
Sachsen & Sachsen-Anhalt	73	21
Brandenburg	314	69
<b>Summe</b>	<b>2.719</b>	<b>200</b>

Quelle: DIW (2012)

Aufgrund der noch verbleibenden Vorräte in Nordrhein-Westfalen erscheint hier der Bau zusätzlicher Braunkohlekraftwerke ohne Kapazitätsgrenze möglich. In Sachsen und Sachsen-Anhalt wird in den bereits erschlossenen Abbaugebieten laut Gerbaulet et al. (2012) im Jahr 2040 nur noch eine geringe Restmenge der einst vorhandenen Braunkohlevorkommen verfügbar sein. Deshalb erscheint ein Kraftwerksbau, der eine Neuerschließung von Abbaukapazitäten voraussetzen würde, an dieser Stelle nicht sinnvoll. Auch in Brandenburg sind die 2040 noch vorhandenen Kapazitäten limitiert. Hier ist lediglich die Nachrüstung bzw. Modernisierung bestehender Kraftwerke als Ersatz der bis 2040 voraussichtlich stillgelegten Kraftwerke ein sinnvolles Szenario. Für das Modell werden die Nachrüstung bzw. die Modernisierung als Neubau definiert mit der Kapazität der bis 2040 stillgelegten Braunkohlekraftwerke (2.790 MW) als Kapazitätsgrenze.

**Berücksichtigung von KWK-Anlagen:** Bei der Modellierung von KWK-Anlagen wird hier stark vereinfacht zwischen wärme- und strommarktgeführten KWK-Anlagen unterschieden. Wärmegeführte Anlagen werden exogen in das Modell integriert. Dazu werden die bestehenden Kapazitäten an wärmegeführten KWK-Anlagen aus dem aktuellen Kraftwerkspark herausgenommen und als exogen gegebener Einspeisevektor in das Modell integriert. Hierbei wird nach Einschätzung von Prognos vereinfacht eine Banderzeugung unterstellt. Ein endogener Zubau ist nicht möglich.

Strommarktgeführte KWK-Anlagen werden daher im Modell endogen betrachtet. Dazu werden die bestehenden KWK-Anlagen mit niedrigeren Grenzkosten im bestehenden Kraftwerkspark berücksichtigt, die durch die zusätzlichen Einnahmen aus dem Verkauf von Wärme entstehen. Der Grenzkostenvorteil für erdgasbetriebene KWK-Kraftwerke im KWK-Betrieb wird im Jahresmittel mit 20 €/MWh angenommen. Dieser Wert berücksichtigt überschlägig den Wert der ausgekoppelten Wärme als Mittel von verschiedenen in der Praxis auftretenden KWK-Systemen und Betriebsweisen. In den abgebildeten Szenarien wird für Erdgas-KWK-Anlagen von einer maximal installierten Leistung von 20 GW ausgegangen.

**Tabelle 9: Bestand Erdgas-KWK-Anlagen 2035 abzüglich in Planung befindlicher Anlagen und maximaler Zubau nach Bundesländern**

Bundesland	Bestand KWK wärmegeführt [MW]	Bestand KWK marktgeführt [MW]	Max. Zubau marktgeführt [MW]
Baden-Württemberg	224	382	3.000
Bayern	585	684	1.000
Berlin	0	752	1.000
Brandenburg	122	118	500
Bremen	0	445	1.000
Hamburg	16	127	1.000
Hessen	554	169	1.000
Mecklenburg-Vorpommern	53	272	500
Niedersachsen	410	334	1.000
Nordrhein-Westfalen	1.487	3.152	4.000
Rheinland-Pfalz	1.017	422	1.000
Saarland	0	164	500
Sachsen	73	472	1.000
Sachsen-Anhalt	593	97	500
Schleswig-Holstein	0	493	1.000
Thüringen	0	371	500
<b>Summe</b>	<b>5.133</b>	<b>8.453</b>	<b>auf 7 GW begrenzt</b>

*Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage der Kraftwerkslisten von BNetzA (2014) (Bestand) und eigene Annahmen (max. Zubau)*

In **Tabelle 9** ↑ sind die bestehenden KWK-Anlagen sowie Obergrenzen pro Bundesland aufgeführt. Die jeweils angenommenen Grenzen für die einzelnen Bundesländer können nicht in Summe ausgenutzt werden, da sonst das maximal angenommene

Potenzial für Deutschland überschritten wird. Dieses Potenzial wird zum einen von der Wärmeseite begrenzt und zum anderen von der langfristigen Perspektive für fossile Erzeugungsanlagen.

Da in der Modellierung ein „repräsentatives Jahr“ betrachtet wird, werden in der Analyse der Investitionsentscheidungen Annuitäten der Investitionskosten angesetzt. Die verwendeten Zahlen für konventionelle Energieerzeugung basieren auf Konstantin (2013)<sup>24</sup> und finden sich in **Tabelle 10** ↓.

**Tabelle 10: Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten der konventionellen Erzeugung**

Technologie	Investitionskosten (€/MW)	Fixe Betriebskosten (€/MW)	Brennstoffpreise (€/MWh <sub>therm</sub> )	Variable Produktionskosten (€/MWh)
Braunkohle <sup>25</sup>	235.730	101.500	1,50	31,32–35,95
Steinkohle	202.330	46.286	9,58	45,15–58,77
Gas GuD	80.100	16.500	27,00	55,95–68,24
Gas GT	56.330	9.333	27,00	89,90–111,90
Gas GuD mit KWK	103.832	16.500	27,00	35,95–48,24

Quelle: Eigene Darstellung nach Konstantin (2013) und Einschätzung Prognos

<sup>24</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 306, 310–311

<sup>25</sup> Die Angaben zu den Betriebskosten beinhalten neben den fixen Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke (52.000 €/MW) auch die Fixkosten der Tagebaue. Braunkohlekraftwerke müssen durch den Betrieb auch Deckungsbeiträge auf die Fixkosten der Tagebaue erwirtschaften, die mit 49.500 €/MW angenommen werden. In Summe ergeben sich somit Gesamtkosten von 101.500 €/MW.

Da im Modell ein endogener Zubau im Jahr 2035 ermittelt wird, werden die für 2035 prognostizierten Investitionskosten für die einzelnen Technologien verwendet.

Die Investitionskosten für erneuerbare Energien orientieren sich an der Prognos-Studie aus dem Jahr 2013 (vgl. Prognos, 2013a).

Für **Wind Onshore** werden räumlich differenzierte Investitionskosten angenommen, um den unterschiedlichen Rahmenbedingungen in den einzelnen Bundesländern Rechnung zu tragen. Um eine bestimmte Strommenge pro installierter Einheit Wind zu erzielen, müssen in Bundesländern mit weniger Wind vergleichsweise höhere Anlagen mit größeren Rotordurchmessern und damit teurere Anlagen gebaut werden als in Bundesländern mit starkem Wind. Bei der vorliegenden Analyse wird vom Vorgehen des NEP und der Nutzung einer 3-MW-Referenzanlage leicht abgewichen. Beibehalten wird aus Konsistenzgründen die Berechnung der Auslastung der Anlagen für 80 m Nabenhöhe, wengleich diese Anlagenhöhe für das Jahr 2035 eher zu klein gewählt ist. Eine deutlich höhere Nabenhöhe würde zu deutlich höheren Volllaststunden im Vergleich zum NEP führen und damit die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen dem NEP und dieser Studie reduzieren. Die hier getroffenen Annahmen zu den Anlagenkonfigurationen sind zusammen mit den Investitionskosten in **Tabelle 11 ↓** angegeben.

**Tabelle 11: Investitionskosten erneuerbare Energien**

Technologie	Investitionskosten 2035 [€/kW]	Anlagenkonfiguration
Photovoltaik Dachanlagen	850	Siliziumbasiert, DC-AC-Verhältnis von 1,2
Photovoltaik Freifläche	600	Siliziumbasiert, DC-AC-Verhältnis von 1,6
Wind Onshore 1 (HB, HH, MV, SH)	1.000	Nabenhöhe 80 m, 3 MW, 100 m Rotordurchmesser
Wind Onshore 2 (BB, BE, NI, NW, ST)	1.025	Nabenhöhe 80 m, 3 MW, 120 m Rotordurchmesser
Wind Onshore 3 (BW)	1.100	Nabenhöhe 80 m, 2,5 MW, 140 m Rotordurchmesser
Wind Onshore 4 (BY, HE, RP, SL, SN, TH)	1.075	Nabenhöhe 80 m, 2,5 MW, 130 m Rotordurchmesser
Wind Offshore	2.700	Nabenhöhe 100 m, 8 MW, 130 m Rotordurchmesser

*Quelle: Annahmen Prognos*

Für **Wind Offshore** werden vereinfacht identische Investitionskosten für Anlagen in der Nord- und Ostsee unterstellt. Geringere Wassertiefen und Küstenentfernungen werden durch aufwendigere Gründungsstrukturen aufgrund schlechterer Bodenverhältnisse ausgeglichen. Die Entwicklung der Investitionskosten ist eine Weiterführung der Arbeiten von Prognos für die Offshore-Windindustrie (vgl. Prognos, Fichtner (2013b)).

Für **PV** werden sowohl für die Freifläche als auch für die Dachanlagen siliziumbasierte Anlagen unterstellt. Die Annahmen zu den Kosten wurden aus der Studie der Agora-Energiewende abgeleitet (vgl. Agora, 2015). Für die endogene Bestimmung der räumlichen Allokation der EEG-Anlagen werden vorrangig die Freiflächenanlagen herangezogen.

**Betriebskosten:** Um auch Entscheidungen zur Abschaltung von Erzeugungsanlagen berücksichtigen zu können, werden für jede Technologie die jährlichen Betriebskosten berücksichtigt, welche sich aus den Instandhaltungskosten, den Personalkosten sowie den Kosten für Versicherungen und Overhead zusammensetzen. Sie basieren wie die Investitionskosten auf Konstantin (2013).

**Produktionskosten:** Die Produktionskosten konventioneller Kraftwerke setzen sich zusammen aus Brennstoffkosten<sup>26</sup>, Transportkosten der Energieträger<sup>27</sup> und Zertifikatspreisen. Zu beachten sind für die Kalibrierung insbesondere der Wirkungsgrad der entsprechenden Kraftwerke in Abhängigkeit von Technologie und Alter sowie die Emissionsfaktoren<sup>28</sup> der jeweiligen Brennstoffe. Ein weiterer Bestandteil der Produktionskosten sind die Preise der Emissionszertifikate nach dem europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS). Diese werden ebenfalls dem Szenariorahmen 2015 (ÜNB (2015)) entnommen und werden für das Jahr 2035 mit 31 €/t CO<sub>2</sub> angenommen.

<sup>26</sup> Vgl. ÜNB (2014a), S. 61, Tabelle 33

<sup>27</sup> Diese spielen nur für Steinkohle eine Rolle und wurden gemäß der Abbildung 13 in Egerer et al. (2014) für jedes Bundesland bestimmt.

<sup>28</sup> Vgl. ÜNB (2014a), S. 62, Tabelle 34

Unter Verwendung der Wirkungsgradwerte je Technologie und Jahrzehnt der Inbetriebnahme aus Egerer et al. (2014), S. 23, Tabelle 8, kann jedem Kraftwerk der Kraftwerksliste des Szenariorahmens in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme ein Wirkungsgrad zugeordnet werden, sodass sich die Produktionskosten der Kraftwerke einer Technologie sehr stark unterscheiden können. Um anschließend alle Kraftwerke einer Technologie innerhalb eines Bundeslandes zusammenzufassen, werden die jeweiligen Nettonennleistungen addiert und als Produktionskosten der leistungsgewichtete Durchschnitt der einzelnen Produktionskosten gewählt.

**Berücksichtigung von P2G-Anlagen:** Für P2G-Anlagen wird der Neubau im Modell endogen berücksichtigt. Dabei werden für Anlagen zur Synthese von Wasserstoff Investitionskosten in Höhe von 500 €/kW angenommen. Der Wert des erzeugten Wasserstoffs wird approximiert mit dem Großhandelspreis für Erdgas (unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten) und mit 40 Euro/MWh thermisch angesetzt. Der Wirkungsgrad der Wasserstoffelektrolyse wird mit 80 % angenommen.

**Lastabwurf, regelbare Lasten, EE-Abregelung:** Falls im Spotmarkt bereits gehandelte Mengen auch nach Redispatch physikalisch nicht bedient werden können, erfolgt ein partieller Lastabwurf. Dieser wird mit Kosten von 5.000 €/MWh bewertet und entspricht dem VOLL (value of lost load) in der englischsprachigen Literatur (vgl. z. B. Kunz und Zerrahn (2013)).

In verschiedenen Modellvarianten werden außerdem regelbare Lasten im Rahmen des Redispatches eingesetzt bzw. die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen abgere-

gelt. Im Modell werden hier Kosten von 200 €/MWh für den Netzbetreiber angesetzt. Dieser Wert liegt in dem Rahmen, den die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 vorgibt.<sup>29</sup>

**Ausland:** Die Nachfrage bzw. das Angebot nach zu exportierendem/importierendem Strom bestimmt sich aus den für den Referenzzeitraum beobachteten über die Grenze insgesamt gehandelten Mengen zum jeweiligen Preis im betreffenden Ausland.<sup>30</sup> Für die gehandelten Mengen werden die grenzüberschreitenden Handelsmengen aus ENTSO-E (2015) verwendet.<sup>31</sup>

Die Daten zu Übertragungskapazitäten ins Ausland sind nicht vollständig aus einer Quelle verfügbar und teils widersprüchlich. Die Modellierung stützt sich im Wesentlichen auf die Karte des Deutschen Höchstspannungsnetzes von VDE (2014) und eine Auflistung existierender Interkonnektoren in Egerer et al. (2014), S. 37, Tabelle 11.

<sup>29</sup> Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998), § 4 (3) besagt: „Der Arbeitspreis im Sinne von Absatz 1 muss mindestens 100 und darf höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen.“

<sup>30</sup> Die Preise werden den jeweiligen Marktinformationen entnommen. Für DE, AT, CH und FR: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel>, für CZ: <http://www.ote-cr.cz/statistics/yearly-market-report>, für PL: <http://wyniki.tge.pl/en/> und für DK: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data>. Da die Preise für die Niederlande nicht zugänglich sind, werden hierfür als Schätzung die französischen Preise verwendet, da beide Preisverläufe durch das enge Market Coupling sehr ähnlich sind.

<sup>31</sup> Alternativ könnten die physikalisch geflossenen Mengen verwendet werden. Die Handelsmengen zeichnen jedoch ein präziseres Bild des Geschehens an den Spotmärkten, wohingegen die physikalisch geflossenen Mengen schon den grenzüberschreitenden Redispatch, Loop-Flows von Windenergie aus Norddeutschland über die Nachbarländer und Flüsse aus dem Handel benachbarter Länder, wie z. B. zwischen Frankreich und der Schweiz, enthalten.

Aktuell noch nicht fertiggestellte Leitungen bzw. Leitungen in Planung werden in der Modellierung nicht berücksichtigt, da der Fokus dieses Gutachtens auf Ausbauentscheidungen innerhalb Deutschlands gelegt werden soll. Die angenommenen Leitungskapazitäten sind in **Tabelle 12 ↓** angegeben. Dabei ist zu bedenken, dass aufgrund der Netzmodellierung die nominale Kapazität der Leitungen typischerweise nicht ausgenutzt werden kann.

**Tabelle 12: Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internationalen Interkonnektoren**

Von Bundesland	Nach Nachbarland	Thermische Kapazität [MW]	Anzahl Leitungen	NTC Export [MW]	NTC Import [MW]
Baden-Württemberg	Frankreich	3.112	2	3.025	1.800
Baden-Württemberg	Österreich	3.504	4	0	0
Baden-Württemberg	Schweiz	13.416	7	1.375	3.989
Bayern	Österreich	4.888	8	0	0
Bayern	Tschech. Republik	2.720	2	1.400	2.798
Brandenburg	Polen	784	1	145	711
Niedersachsen	Niederlande	2.720	1	2.561	1.700
Nordrhein-Westfalen	Niederlande	5.440	3	2.561	1.700 <sup>32</sup>
Sachsen	Tschech. Republik	2.720	1	1.400	2.798
Sachsen	Polen	2.720	1	145	711
Schleswig-Holstein	Dänemark West <sup>33</sup>	3.504	3	1.500	1.600
Schleswig-Holstein	Frankreich	3.112	2	3.025	1.800

Quelle: Egerer et al. (2014), VDE (2014), ENTSO-E (2015)

<sup>32</sup> Gibt es zwei Verbindungen ins Ausland, werden in der Tabelle bei beiden dieselben NTC-Werte angegeben. Am Spotmarkt ist allerdings die Summe der Flüsse über alle Verbindungen in dasselbe Land durch nur einen der beiden angegebenen Werte beschränkt.

<sup>33</sup> Dänemark West bezeichnet eine Zone innerhalb der Preiszonen von Nord Pool. Die Zone Dänemark Ost ist in diesem Modell noch nicht an Deutschland angeschlossen.

Der internationale Handel im Modell erfolgt mit Ausnahme von Österreich über explizite bzw. implizite Auktionen, hierbei stellt sich also für jedes Land bei knapper Übertragungskapazität (ATC, available transfer capacity)<sup>34</sup> ein separater Marktpreis im Ausland ein. Im Ausland findet weder Redispatch noch Lastabwurf statt, d. h. alle aufgrund von physikalischen Netzkapazitäten entstehenden Leitungsengpässe müssen durch entsprechende Maßnahmen innerhalb Deutschlands gelöst werden.

<sup>34</sup> Die ATCs werden für beide Richtungen aus den maximalen grenzüberschreitenden Handelsmengen bestimmt.

## 4.3 Analyisierte Szenarien

Um den Effekt verschiedener politischer Rahmenbedingungen auf das Marktergebnis und die soziale Wohlfahrt zu quantifizieren, werden verschiedene Szenarien analysiert. Die Szenarien unterscheiden sich entweder hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen, die zum Einsatz kommen und/oder hinsichtlich der regulatorischen Rahmenbedingungen. Alle Szenarien unterstellen die aktuell geltenden Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt, d. h. Stromhandel an einer Börse mit einheitlichem Preis für das Marktgebiet und kostenbasiertem Redispatch. Diese Szenarien werden mit dem Kürzel MG (für Marktgleichgewicht) gekennzeichnet. Um den Spielraum für Effizienzgewinne aufzuzeigen, werden als obere Benchmark-Szenarien außerdem die Wohlfahrtsoptima berechnet. Diese Szenarien sind mit dem Kürzel FB (für First Best) gekennzeichnet.

### Marktgleichgewicht versus First Best

**(MG)** Die Modellvariante MG bildet die aktuellen Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt ab. Investitionen in Erzeugungskapazität (Kohle, Gas, marktgeführte KWK) erfolgen in Antizipation eines Strommarkts mit deutschlandweit einheitlichem Preis und kostenbasiertem Redispatch. Die stündliche Produktion der Kraftwerke wird an der Strombörse bestimmt. Die Standorte von PV- und Windanlagen entsprechen den im Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung antizipierten Szenarien. Die Einspeisung der EE-Anlagen wird nicht abgeregelt. Zusätzlich zu den EE-Einspeisungen werden die Einspeisungen wärmegeführter KWK-Anlagen berücksichtigt. Eine Investition in Power-to-Gas-Anlagen (P2G) oder die Installation zusätzlicher Wärmepumpen ist in diesem Szenario nicht vorgesehen. Netzinvestitionen erfolgen in Antizipation

der Erzeugungsinvestitionen, berücksichtigen jedoch nicht, dass am Spotmarkt Netzengpässe typischerweise durch Redispatch gelöst werden können.

**(FB)** Als oberer Benchmark wird das Wohlfahrtsoptimum berechnet. Die Modellergebnisse ergeben sich aus der globalen Optimierung des hier analysierten Strommarktes. In dem hier betrachteten Modellrahmen ist die wohlfahrtsoptimale Lösung durch ein Nodalpreissystem implementierbar. In einem solchen System werden knotenscharfe Preise ermittelt, welche die Übertragungsgpässe abbilden. Dadurch werden Netzengpässe bereits beim Stromhandel berücksichtigt, wodurch in diesem Fall kein Redispatch nötig ist. In der Grundausrprägung werden im Benchmark-Szenario FB dieselben technischen Optionen zugelassen wie im Szenario MG.

### **Ausprägungen**

Sowohl die Modellvariante MG als auch die Modellvariante FB werden in verschiedenen Ausprägungen analysiert. Im Folgenden werden zunächst die einzelnen Ausprägungen beschrieben und dann in einer abschließenden Tabelle zusammengefasst, aus welchen Kombinationen der Ausprägungen die Szenarien bestehen.

**(EM&RD)** Eine erste Modellvariante analysiert ausgehend von dem Status quo die Auswirkungen einer einfachen Anpassung der Rahmenbedingungen am Strommarkt auf die Wohlfahrt und den Netzausbau. Betrachtet wird die Kombination zweier Maßnahmen: Zum einen wird bei der Netzausbauplanung berücksichtigt, dass Engpässe alternativ (zum Netzausbau) ex post durch Redispatch gelöst werden können. Hier wird die Lösung gewählt, die mit geringeren zu erwartenden Kosten verbunden ist. Zum anderen wird davon ausgegangen, dass am Strommarkt ein optimales Einspeise-

management der erneuerbaren Erzeugung stattfindet. Dies impliziert eine Abregelung erneuerbarer Erzeugung bei negativen Preisen und auch im Rahmen des Redispatches, wenn dies die günstigste Lösung darstellt. Eine Antizipation dieses Vorgehens hat wiederum Potenzial, den notwendigen Netzausbau zu senken.

**(EE)** In dieser Modellvariante wird die Standortwahl für Wind- und PV-Anlagen optimal getroffen. Dies bedeutet insbesondere, dass in optimaler Weise abgewogen wird zwischen der Notwendigkeit eines umfangreichen Netzausbaus bei Konzentration der Anlagen an den ertragreichsten Standorten und dem geringeren Ertrag der Anlagen bei einer Standortwahl, die weniger Netzausbau erforderlich macht. Außerdem geben die Szenarien mit endogenem Ausbau der erneuerbaren Energien Aufschluss über den systemoptimalen Technologiemarkmix von PV sowie Wind On- und Offshore. Um eine Vergleichbarkeit mit dem Szenariorahmen des NEP (ÜNB, 2014a) zu gewährleisten, wird in allen Szenarien die erneuerbare Erzeugung (vor evtl. Abregelung) konstant gehalten und jeweils der (üblicherweise geringe) Umfang der Abregelung ausgewiesen. In einer Variante, EEh, wird ein weniger starker Verfall der Kosten für PV-Anlagen unterstellt.

**(KWK)** Die Nutzung von KWK-Anlagen in zahlreichen Anwendungsbereichen (Industrie, Objektversorgung und im Bereich der allgemeinen Versorgung) birgt weiteres Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus. Während im Szenario MG der Zubau von KWK-Anlagen zunächst die sich aus den Märkten ergebenden Investitionsanreize berücksichtigt, soll in dieser Modellvariante ermittelt werden, ob eine alternative Ansiedlung von KWK-Anlagen zu Verbesserungen hinsichtlich Wohlfahrt und Netzausbau führen kann. Die Modellvariante betrachtet daher eine Konzentration von KWK-Anlagen vorwiegend in den südlichen Bundesländern, wo ihre Produktion potenziell die Notwendigkeit reduziert, Strom aus anderen Regionen zuzuführen.

**(P2G)** Eine weitere Option zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus besteht darin, in Regionen mit hoher Stromproduktion Anlagen zu installieren, die Strom gezielt zu Zeiten eines hohen Angebots verbrauchen. Eine solche Alternative, die leicht in die Modellierung integrierbar ist, sind Power-to-Gas-Anlagen (P2G). Diese Anlagen begründen eine zusätzliche Nachfrage, sofern der Strompreis einen kritischen Wert unterschreitet. Angesetzt wird hier der Wert des pro MWh Strom produzierten Gases. Zusätzlich wird die Szenariovariante P2Gnord analysiert, bei der die Ansiedlung der P2G-Anlagen ausschließlich in den nördlichen Bundesländern stattfindet.

**(WP)** Eine ähnliche Wirkung kann ein gezielter Einsatz von Wärmepumpen (WP) entfalten, insbesondere in produktionsstarken Regionen. Wärmepumpen erhöhen die Stromnachfrage und sind über die Wärmenachfrage von Haushalten gesteuert. Sie reagieren daher nicht auf den Preis und sind insofern weniger flexibel als P2G-Anlagen. Daher geht die zusätzliche Stromnachfrage als Parameter in die Modellierung ein und wird nicht endogen bestimmt. Prinzipiell sind je nach Ausbau des Bestands zahlreiche regionale Verteilungen der zusätzlichen Nachfrage denkbar. Im Modell wird exemplarisch eine Variante gerechnet, bei der überproportional viele Wärmepumpen im Norden installiert wurden.

**(EV)** In einer weiteren Modellvariante wird eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen bei Ein- und Zweifamilienhäusern im Süden Deutschlands (BW, BY, RP, SL) durch Eigenverbrauch (EV) untersucht. Durch die Kombination der PV-Anlagen mit Batteriespeichern ist mit stärker geglätteten Einspeiseprofilen zu rechnen. Dies wird in der Modellierung durch veränderte Einspeisevektoren der entsprechenden Erzeuger berücksichtigt. Investitionskosten für die Speicher werden zunächst nicht berücksichtigt. Aus der Wohlfahrtsdifferenz gegenüber des Szenarios ohne Kleinspeicher lässt sich daher ableiten, wie teuer die Speicherlösungen höchstens werden dürfen, um gesamtwirtschaftlich rentabel zu sein.

Die folgende **Tabelle 13** ↓ fasst zusammen, welche Kombinationen der Ausprägungen die im Gutachten analysierten Szenarien bilden.

**Tabelle 13: Konfiguration der im Gutachten betrachteten Szenarien**

Szenarien	Ausprägungen						
	EM	RD	EE	KWK	P2G	WP	EV
MG							
MG <sub>RD</sub> <sup>35</sup>		X					
MG <sub>EM&amp;RD</sub>	X	X					
MG <sub>EE</sub>			X				
MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	X	X	X				
MG <sub>KWK</sub>				X			
MG <sub>P2G</sub>					X		
MG <sub>WP</sub>						X	
MG <sub>EV</sub>							X
MG <sub>ALL</sub>	X	X	X	X	X		
FB							
FB <sub>EM</sub>	X						
FB <sub>EE</sub>			X				
FB <sub>EE&amp;EM</sub>	X	X	X				
FB <sub>P2G</sub>					X		
FB <sub>ALL</sub>	X	X	X	X	X		

Quelle: Eigene Darstellung

**35** Eine isolierte Anwendung der Maßnahme RD führt lediglich zu moderaten Wohlfahrtsgewinnen (+118,1 Mio. € im Vergleich zu MG). Es zeigt sich, dass die Antizipation von Redispatch alleine nicht geeignet ist, um Leitungsausbau zu vermeiden (13 statt 14 in MG). Daher wird im Folgenden eine separate Analyse der Maßnahme RD vernachlässigt.

## 4.4 Ergebnisse der Modellrechnungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellberechnungen vorgestellt. Der Vergleich von insgesamt 18 Szenarien erfolgt in drei Schritten: Zunächst werden die Szenarien diskutiert, die aus der Modellierung leicht modifizierter Rahmenbedingungen am Strommarkt bzw. bei der Netzentwicklungsplanung hervorgehen (→ **Kapitel 4.4.1**). In einem zweiten Schritt (→ **Kapitel 4.4.2**) wird die Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen betrachtet, ohne jedoch konkret auf den Markt bzw. die Marktmechanismen einzugehen, die zu einem entsprechenden Zubau führen könnten. Die Analysen in **Kapitel 4.4.1** zeigen vielmehr auf, wie hoch der Wohlfahrtsgewinn aus der Nutzung entsprechender Optionen approximativ wäre – und somit, wie viel Geld in die Hand genommen werden könnte, um entsprechenden Ausbau zu fördern. Abschließend werden in **Kapitel 4.4.3** die Auswirkungen betrachtet, die aus einer Kombination der vielversprechenden Maßnahmen zu erwarten sind.

**Tabelle 14: Kosten von Zubau und Betrieb des Systems unter aktuellen Rahmenbedingungen (Szenario MG), Modellberechnungen**

	Kosten [Mio. €]
Netzausbau	1.400,7
Investitionskosten EE	16.806,4
Investitionskosten konventionell	660,7
Betriebskosten konventionell	1.613,3
Produktionskosten konventionell	6.450,8
<b>Systemkosten</b>	<b>26.931,9</b>

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Um die Ergebnisse ins Verhältnis zu den Gesamtausgaben setzen zu können, werden in **Tabelle 14** ↑ zunächst die Gesamtkosten, die sich im Modell für Zubau (von Netzkapazität und Erzeugung) und Betrieb des Systems (Produktion) unter aktuellen Rahmenbedingungen ergeben, berechnet.

Unter aktuellen Rahmenbedingungen müssen nach der vorliegenden Berechnung 14 der 15 im NEP avisierten Leitungen gebaut werden. Der Netzausbau in den verschiedenen Szenarien wird im Folgenden immer mit diesen 14 im Modell berechneten Leitungen ins Verhältnis gesetzt.

**Tabelle 15: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohlfahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede**

	$\Delta W$ [Mio. €]	$P_{AVG}$ [€/MWh]	Netz- entgelt [€/MWh]	EE- Förderung [€/MWh]	$P_{CORR}$ [€/MWh]	Leistungs- ausbau [Anzahl]
MG	0,0	32,83	6,39	26,80	66,02	14
MG <sub>EE</sub>	172,5	32,78	6,18	26,77	65,73	13
MG <sub>EM&amp;RD</sub>	1.315,9	41,61	5,71	16,02	63,34	8
MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	1.523,9	41,62	5,58	15,68	62,88	8
MG <sub>EEh&amp;EM&amp;RD</sub>	1.532,1	41,61	5,68	15,59	62,88	8
FB	612,3	32,25	2,48	28,65	63,39	8
FB <sub>EM</sub>	1.566,8	41,39	2,56	17,33	61,27	5
FB <sub>EE</sub>	1.466,6	31,31	2,83	28,88	63,01	1
FB <sub>EE&amp;EM</sub>	2.839,3	41,27	3,38	15,43	60,07	1

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

## 4.4.1 Moderate Anpassungen der Rahmenbedingungen

**Tabelle 15** ↑ und **Tabelle 16** ↓ stellen die Ergebnisse der Berechnungen im Überblick dar. Die **Tabelle 15** ↑ vermittelt einen Eindruck von den Dimensionen verschiedener relevanter Größen.

**Wohlfahrtsunterschiede ( $\Delta W$ )** sind in Mio. € pro Jahr angegeben, wobei MG das Referenzszenario ist. Der **Durchschnittspreis  $P_{AVG}$**  ist der durchschnittliche Handelspreis an der Strombörse. Das ausgewiesene **Netzentgelt** deckt in seiner Summe die Kosten des Netzzubaus und (wo relevant) der Redispatch-Maßnahmen.<sup>36</sup> Die ausgewiesene **EE-Förderung** in €/MWh spezifiziert, welcher Betrag den EE über den Börsenpreis hinaus gezahlt werden müsste, wenn die nicht durch den Stromverkauf gedeckten Investitionskosten auf alle Verbraucher umgelegt würden. Sowohl der durchschnittliche Börsenpreis als auch das Netzentgelt und die EE-Förderung sind zwischen den MG- und FB-Szenarien nicht direkt vergleichbar, da in den FB-Szenarien ein Teil des Netzentgelts (nämlich die Bepreisung der Engpässe) in den Börsenpreisen enthalten ist und auch die EE-Investitionskosten unterschiedlich sind (siehe weiter unten). Aus diesem Grund ermitteln wir einen **korrigierten Durchschnittspreis  $P_{CORR}$** , der sowohl die Vergütung der Produktion als auch der Netzinfrastruktur und der EE-Förderung anteilig enthält und eine Vergleichbarkeit der MG- und FB-Szenarien herstellt. Der resultierende **Trassenzubau** ist durch Angabe der Anzahl der im jeweiligen Szenario zugebauten Leitungen ausgewiesen.<sup>37</sup>

<sup>36</sup> Die Kosten und Einnahmen der Netzbetreiber, die als Komponenten für die Berechnung des Netzentgeltes berücksichtigt werden, sind im Anhang in Tabelle 27 und Tabelle 28 aufgeführt.

<sup>37</sup> Eine detaillierte Aufschlüsselung des Leitungszubaus in allen Szenarien findet sich in Anhang 7.2

Der **Zubau oder Abbau von Kraftwerken** ist separat für Kohle-, Gas- und KWK-Anlagen ausgewiesen. Der KWK-Zubau ist auf 7 GW beschränkt. Diese Grenze ist in allen Fällen bindend. Abschließend weisen wir den **CO<sub>2</sub>-Ausstoß** in den verschiedenen Szenarien aus.

**Tabelle 16: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Zubau und Abbau von Kraftwerken und CO<sub>2</sub>-Emissionen**

	<b>Δ Kohle [MW]</b>	<b>Δ Gas [MW]</b>	<b>Δ Gas KWK [MW]</b>	<b>CO<sub>2</sub> Ausstoß [Mio. t]</b>
MG	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	102,67
MG <sub>EE</sub>	-1.064,3	-1.562,5	7.000,0	102,69
MG <sub>EM&amp;RD</sub>	-1.062,21	-1.563,3	7.000,0	102,48
MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	-1.265,7	-1.585,2	7.000,0	102,22
MG <sub>EEh&amp;EM&amp;RD</sub>	-1.254,6	-1.585,1	7.000,0	102,45
FB	-1.108,7	-1.585,2	7.000,0	101,91
FB <sub>EM</sub>	-1.150,2	-1.585,2	7.000,0	100,96
FB <sub>EE</sub>	-841,0	-1.089,9	7.000,0	103,18
FB <sub>EE&amp;EM</sub>	-333,0	-1.220,1	7.000,0	105,57

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

In den hier zunächst diskutierten Modellvarianten werden drei Maßnahmen jeweils einzeln und auch in ihrer Kombination analysiert. Es handelt sich dabei um eine optimale regionale Verteilung des Zubaus von Wind- und PV-Anlagen (**EE**), ein effizientes Einspeisemanagement (**EM**), die Antizipation dieser beiden Maßnahmen bei der Netzausbauplanung sowie eine optimale Abwägung zwischen Ausbau ex ante

oder Redispatch ex post zur Bewirtschaftung von Netzengpässen (**RD**). Die zuletzt genannte Ausprägung ist lediglich für die MG-Szenarien interessant, da in den FB-Szenarien aufgrund der regionalen Preisdifferenzierung kein Redispatch zur Engpassbewirtschaftung notwendig ist.

Ein Blick auf den möglichen Wohlfahrtsgewinn und die Reduktion des Netzausbaus im Szenario  $FB_{EE\&EM}$  im Vergleich zum Status quo (Szenario MG) zeigt, dass die betrachteten Maßnahmen ein hohes Potenzial zur Verbesserung des Gesamtsystems aufweisen. Der mögliche Wohlfahrtsgewinn bei Ausschöpfung der oben beschriebenen Maßnahmen und der Einführung einer optimalen Netzbewirtschaftung beträgt über 2,8 Mrd. € pro Jahr, dies sind über 10 % der entstehenden Gesamtkosten. Stellt man den Wohlfahrtsvergleich innerhalb des aktuell in Deutschland bestehenden Systems an (Szenario MG vs.  $MG_{EE\&EM\&RD}$ ), so beträgt der mögliche Wohlfahrtsgewinn immerhin noch mehr als 1,5 Mrd. € pro Jahr (über 5 % der entstehenden Gesamtkosten). Insgesamt kann durch die hier genannten Maßnahmen der notwendige Leitungsausbau von 14 auf 8 Leitungen reduziert werden.

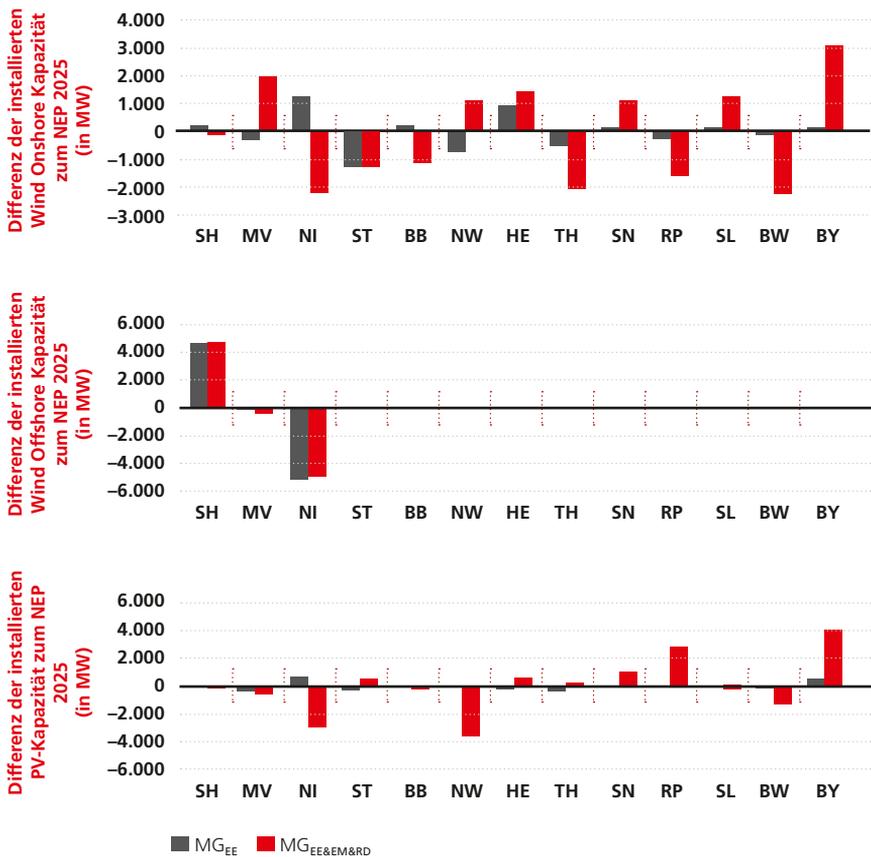
Eine Betrachtung der Szenarien  $MG_{EE}$  und  $MG_{EM\&RD}$  zeigt, dass insbesondere die Kombination der Maßnahmen EM&RD den eindrucksvollen Effekt auf die Wohlfahrt erzielen. Dabei generiert die optimale Ansiedlung der EE-Anlagen ohne die Möglichkeit der Abregelung lediglich einen moderaten Wohlfahrtseffekt (172 Mio. € pro Jahr) und führt nicht zu einer umfangreichen Reduktion des Leitungsaubaus. Die vergleichende Betrachtung des Szenarios  $MG_{EM\&RD}$  zeigt, dass in den hier betrachteten Maßnahmen der wesentliche Grund für die Reduktion des Netzausbaus liegt. In diesem Szenario sind nur 8 statt 14 Leitungen notwendig. Das ist unmittelbar plausibel, da sowohl Abregelung als auch Redispatch dem Ausbau des Netzes vorgezogen werden, wenn dies die günstigere Maßnahme zur Auflösung des Engpasses darstellt. Beachtenswert ist

zudem, dass schon allein durch diese beiden Maßnahmen ein sehr hoher Wohlfahrtsgewinn von 1,3 Mrd. € pro Jahr realisiert werden kann.

Der Effizienzgewinn ist nochmals höher im Szenario  $MG_{EE\&EM\&RD}$ , in dem zusätzlich zu den Maßnahmen EM&RD die optimale regionale Verteilung des EE-Zubaus umgesetzt wird. Der zusätzliche Wohlfahrtsgewinn ist jedoch moderat und auch beim Leitungsbau kann nicht weiter eingespart werden. Beachtenswert ist hier aber, dass die optimale Ansiedlung der EE-Kapazitäten einen Rückbau der Steinkohlekapazitäten zulässt – in  $MG_{EE\&EM\&RD}$  werden 200 MW Steinkohlekapazität mehr abgebaut als in den anderen Szenarien und diese werden nicht durch konventionelle Kraftwerke, sondern durch erneuerbare Erzeugung ersetzt.

Bei einer detaillierten Betrachtung der Veränderungen aus der endogenen Ausgestaltung des EE-Erzeugungsparks ist generell festzustellen, dass es nur dann zu einer veränderten Ansiedlung der Anlagen kommt, wenn die Maßnahmen EE&RD zugelassen werden. **Abbildung 9** ↓ illustriert die Abweichungen des Zubaus von den im NEP angegebenen Mengen für alle Bundesländer separat für PV, Wind Onshore und Wind Offshore. Es zeigt sich, dass mit endogenem Ausbau tendenziell mehr Windkapazität im Süden und weniger im Norden zugebaut wird, wodurch das Ungleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch im Süden Deutschlands leicht entschärft wird. Auch bei PV ergeben sich Verschiebungen, die ebenfalls eine Nord-Süd-Systematik aufweisen (Abbau in NI und NW und Zubau in RP und BY). Die genannten Resultate werden offensichtlich nur durch die Möglichkeit der Abregelung im Fall von übermäßiger EE-Produktion erreichbar. Das wird dadurch suggeriert, dass in den Fällen, in denen keine Abregelung erlaubt ist, von den Möglichkeiten einer alternativen Allokation fast kein Gebrauch gemacht wird (vgl. die blauen Balken in den oberen beiden Grafiken der **Abbildung 9** ↓).

Abbildung 9: Abweichungen der installierten Leistung bei endogenem EE-Ausbau von den Prognosen des NEP 2025 für Szenario B1 2035 (ÜNB, 2016), Wind Onshore Kapazität (oben), Wind Offshore Kapazität (mitte), PV (unten)<sup>38</sup>



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

<sup>38</sup> Zur übersichtlicheren Darstellung der Nord-Süd-Systematik werden die Bundesländer hier von Nord nach Süd angeordnet.

**Tabelle 17: Installierte Leistung von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2035, Modellprognose**

Angaben in [GW]	Szenario B1 2035 <sup>39</sup>	MG <sub>EE</sub>	MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	MG <sub>EEH&amp;EM&amp;RD</sub>	FB <sub>EE</sub>	FB <sub>EE&amp;EM</sub>
Photovoltaik	60,1	60,2	60,2	57,0	70,2	52,7
Wind Onshore	88,8	89,0	88,8	91,0	107,9	119,3
Wind Offshore	18,5	18,2	18,0	17,9	5,9	3,9
<b>Gesamt</b>	<b>167,4</b>	<b>167,4</b>	<b>167,0</b>	<b>165,9</b>	<b>183,9</b>	<b>175,8</b>

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

**Tabelle 18: Investitionskosten, Annuitäten für den Zubau von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore**

in Mrd. €	Szenario B1 2035	MG <sub>EE</sub>	MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	MG <sub>EEH&amp;EM&amp;RD</sub>	FB <sub>EE</sub>	FB <sub>EE&amp;EM</sub>
Photovoltaik	4,3	4,4	4,4	4,1	5,1	3,8
Wind Onshore	8,7	8,7	8,7	8,9	10,7	11,8
Wind Offshore	4,7	4,6	4,6	4,6	1,5	1,0
<b>Gesamt</b>	<b>17,8</b>	<b>17,7</b>	<b>17,6</b>	<b>17,6</b>	<b>17,2</b>	<b>16,6</b>

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

<sup>39</sup> Die Prognosewerte der EE-Kapazitäten aus dem NEP 2025 für das Jahr 2035 (ÜNB, 2016) bestimmen die Kapazitäten in allen Szenarien ohne endogenen Zubau der EE-Anlagen, z. B. MG oder FB.

Neben der veränderten (systemdienlicheren) regionalen Ansiedlung der Anlagen kommt es in einigen Szenarien zu einer Veränderung des EE-Technologiemixes und des Umfangs des Zubaus. **Tabelle 17** ↑ und **Tabelle 18** ↑ weisen den Zubau der verschiedenen EE-Technologien sowie die damit verbundenen Investitionskosten für die verschiedenen Szenarien aus.

Die möglichen Effekte zeigen sich am deutlichsten in dem Vergleich des Systemoptimums (FB) mit und ohne endogenem Zubau der EE-Anlagen (FB vs.  $FB_{EE}$ ). Sowohl die PV- als auch die Wind Onshore Kapazität übersteigt im Szenario  $FB_{EE}$  die installierten Leistungen des Szenarios FB signifikant (um ca. 17 GW), was teilweise durch einen geringeren Ausbau der Offshore-Kapazitäten kompensiert wird. Insgesamt steigt die installierte Leistung im  $FB_{EE}$  gegenüber FB um fast 17 GW, bei identischer Erzeugungsmenge. Gleichzeitig geht der Leitungsausbau von acht Leitungen auf eine Leitung zurück. Die Ergebnisse suggerieren, dass es sich bei den zukünftigen EE-Investitionskosten lohnen könnte, durch eine systemdienliche Wahl von Standorten und Technologiemix zusätzlichen Netzausbau einzusparen. Diese Indikatoren für die Attraktivität von stärker dezentral orientierten Lösungen spiegeln sich auch in dem Szenario  $MG_{EEH\&EM\&RD}$  wider. In diesem Szenario wurde angenommen, dass der Verfall der PV-Investitionskosten (relativ zu Wind) weniger stark ist. Auch in diesem Szenario zeigt sich, dass ein optimaler Ausbau des EE-Erzeugungsparks nicht nur eine regionale Verschiebung von Kapazitäten impliziert, sondern evtl. auch eine Änderung des Technologiemixes.

In **Tabelle 19** ↓ werden der Umfang und die Ursache der Abregelung erneuerbarer Erzeugung näher untersucht. Es zeigt sich, dass der Großteil der Abschaltung negative Preise an der Strombörse zur Ursache hat. In den MG-Szenarien beträgt der Anteil der Abschaltung ca. 5 % der EE-Erzeugung, was etwas höher als der aktuell im NEP avisierte Umfang ist. Im FB-Szenario ist der Umfang der Abregelung etwas höher. Insbesondere bei optimaler regionaler Verteilung der EE-Anlagen käme es zu einer höheren Abregelung. In den Szenarien MG<sub>ALL</sub> und FB<sub>ALL</sub> (Näheres zu diesen Szenarien in **Kapitel 4.4.3**), in denen weitere Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden, sinkt der Umfang der Abregelung auf ca. 4 %.

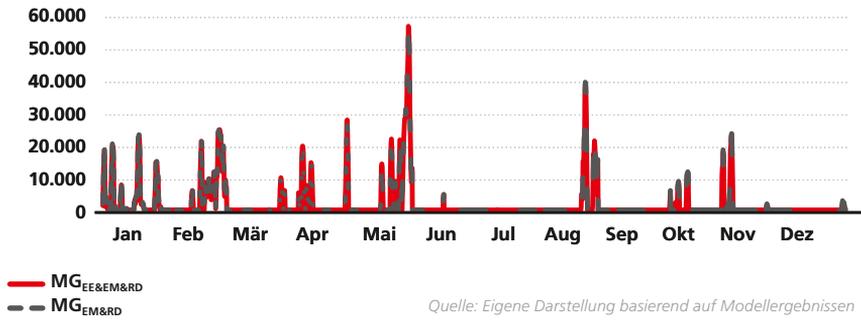
**Tabelle 19: Einspeisung und Abschaltung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert**

Mengen in [TWh]	Mögliche Einspeisung	Einsp. Spot	Absch. Spot	Anteil Absch.	Einsp. tatsächl.	Absch. tatsächl.	Anteil Absch.
MG <sub>EM&amp;RD</sub>	327,6	310,9	16,7	5,1 %	310,4	17,2	5,2 %
MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	327,6	311,3	16,3	5,0 %	311,0	16,6	5,1 %
MG <sub>EEH&amp;EM&amp;RD</sub>	327,6	310,8	16,7	5,1 %	310,6	17,0	5,2 %
MG <sub>ALL</sub>	327,6	315,8	11,8	3,6 %	315,1	12,5	3,8 %
FB <sub>EM</sub>	327,6	307,2	20,3	6,2 %	307,2	20,3	6,2 %
FB <sub>EE&amp;EM</sub>	327,6	303,2	24,3	7,4 %	303,2	24,3	7,4 %
FB <sub>ALL</sub>	327,6	314,1	13,5	4,1 %	314,1	13,5	4,1 %

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

**Abbildung 10: EEG-Mengen: Modellerte Abregelung der erneuerbaren Energien im Jahr 2035**

**Abregelung erneuerbarer Energien (in MWh)**



**Abbildung 10** ↑ illustriert im Detail die Kappung, die sich im Laufe von 2.016 Stunden<sup>40</sup> gleichverteilt über alle Monate des Jahres 2035 ergibt.<sup>41</sup> Es wird deutlich, dass zwar nur in wenigen Stunden gekappt wird, in diesen Stunden aber durchaus substantielle Mengen.

Zu beachten ist bei der Bewertung dieser Ergebnisse, dass in den berechneten Szenarien die Einspeisevergütung auch für gekappte (aber zu erwartende) Einspeisung gezahlt wird. Die Wohlfahrtsgewinne ergeben sich somit nicht aus Einsparungen durch eine geringere Vergütung für die EE, sondern klar durch Kostenreduktion im Gesamtsystem – insbesondere durch den reduzierten Netzausbau. **Tabelle 25** ↓ und **Tabelle 26** ↓ in Anhang 7.2 vergleichen den Leitungsausbau aus dem NEP 2014, dem NEP 2025 und aus unseren berechneten Szenarien im Detail.

Die Ergebnisse werden in **Abbildung 11** ↓ und **Abbildung 12** ↓ in vier Grafiken illustriert, die die entscheidenden Effekte der Ausprägungen EE, EM und RD visualisieren.

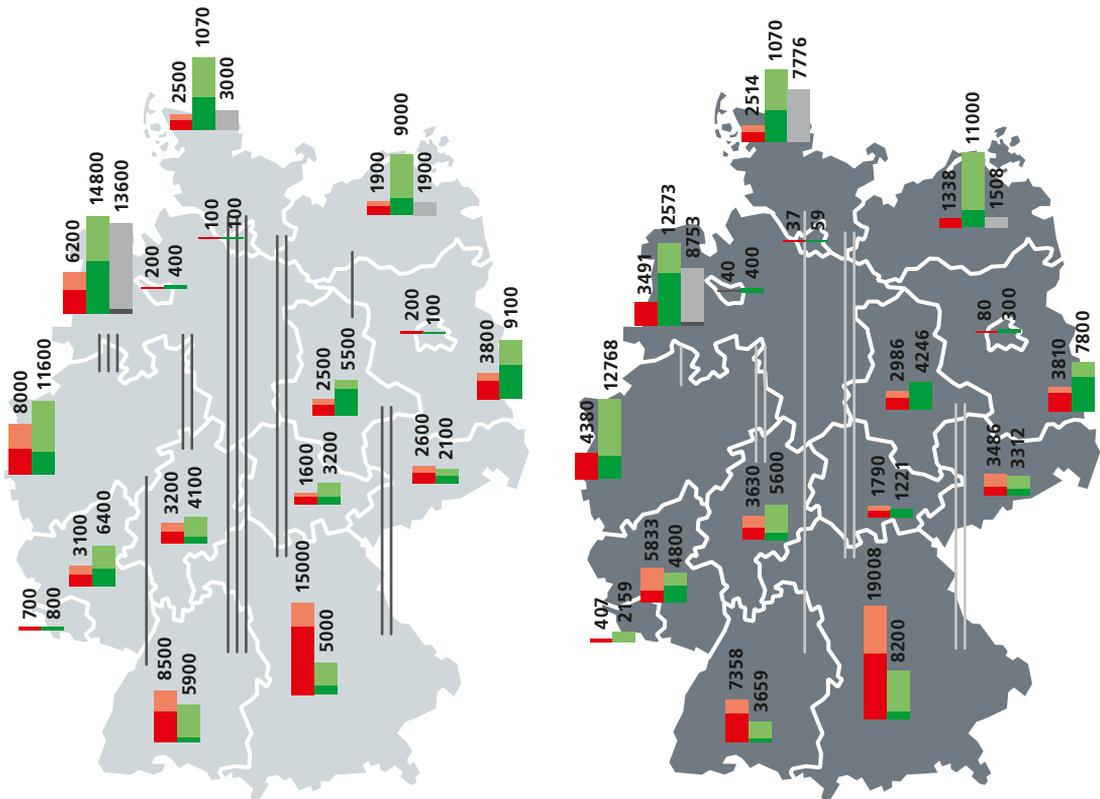
<sup>40</sup> Die Berechnung der 2.016 Typstunden ist in Fußnote 8 aufgeführt.

<sup>41</sup> Da es sich bei dem verwendeten Marktmodell um ein gemischt-ganzzahliges Programm handelt, wird aus lauffeizeittechnischen Gründen aus jedem Monat des Jahres 2035 die erste ganze Woche von Montag bis Sonntag betrachtet. Dies impliziert, dass in der Zeitreihe für jeden Monat repräsentativ sieben Wochentage (Mo–So) betrachtet werden, deren stündlicher Einspeiseverlauf hier abgetragen ist.

Abbildung 11: Installierte Leistung Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore in den Bundesländern und prognostizierter Leitungsausbau im Jahr 2035, Szenarien MG und MG<sub>EE&EM&RD</sub>

Modellergebnisse MG

Modellergebnisse MG<sub>EE&EM&RD</sub>



Bestandsänderungen erneuerbare Energien (in MW)

- PV Kapazität 2035
- Wind Onshore Kapazität 2035
- Wind Offshore Kapazität 2035
- PV Bestand 2014
- Wind Onshore Bestand 2014
- Wind Offshore Bestand 2014



Abschließend erfolgt eine detailliertere Betrachtung der EE-Förderung. Die im Modell berechneten Fördersätze beruhen auf den für das Jahr 2035 angenommenen Investitionskosten. Da für den Bereich der erneuerbaren Energien bis 2035 eine starke Kostendegression zu erwarten ist, zeigen wir in **Tabelle 20** ↓ korrigierte Werte für die EE-Förderung, bei denen mittlere Investitionskosten für den Zeitraum zwischen 2013 und 2035 zugrunde gelegt werden. Die Fördersätze geben (analog zur EEG-Umlage, aber nur für den PV- und Windanteil) den Betrag an, der zusätzlich zum Strompreis gezahlt werden muss, um die Investitionskosten der EE zu decken.

Um eine korrigierte EEG-Umlage für das Jahr 2014 zu berechnen, die mit den EE-Fördersätzen der Szenarien vergleichbar ist, muss die tatsächliche EEG-Umlage so angepasst werden, dass sie auf alle Endverbraucher gleichermaßen verteilt wird und nur der Anteil der Förderung von PV- und Winderzeugung berücksichtigt wird. Laut „EEG in Zahlen 2014“ der BNetzA entspricht der Anteil des Stromkonsums privilegierter Letztverbraucher 23 % der gesamten Letztverbrauchsmenge und deren EEG-Zahlungen nur 0,8 % der Soll-Einnahmen aus der EEG-Umlage.<sup>42</sup> Werden die gesamten Soll-Einnahmen von 22,3 Mrd. € wie im Modell über alle Konsumenten mit einem Gesamtverbrauch von 509,8 TWh gleichermaßen verteilt, erhält man eine EEG-Umlage von 43,74 €/MWh.<sup>43</sup> Nach dem Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE (2013)) beträgt der Anteil der Förderung von PV- und Windanlagen 68,1 % der reinen Finan-

<sup>42</sup> Siehe [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html).

<sup>43</sup> Für die Berechnung des Gesamtverbrauchs in 2014 werden die Verbrauchswerte von <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx> verwendet.

zierungskosten aller subventionierten EE-Anlagen. Hieraus resultiert eine korrigierte EEG-Umlage für 2014 von 29,79 €/MWh.

Für die Berechnung der EE-Förderung in den einzelnen Szenarien werden zunächst die Kosten des gesamten EE-Ausbaus des jeweiligen Szenarios berechnet. Dabei werden die Kosten aller Anlagen berücksichtigt, da diese entweder komplett neu gebaut werden oder, bei Bestandsanlagen, ein Repowering bis 2035 angenommen wird. Hierbei werden zwei unterschiedliche Berechnungsverfahren verwendet. Zum einen wird mit den Investitionskosten des Jahres 2035 gerechnet, da diese die Kosten der letzten zugebauten Technologie darstellen und im Modell verwendet werden. Zum anderen werden die Gesamtkosten auch mit einem Durchschnittspreis der prognostizierten Kosten zwischen 2013 und 2035 berechnet, um in der ausgewiesenen korrigierten EEG-Umlage die Tatsache zu berücksichtigen, dass deutlich vor 2035 gebaute Anlagen teurer waren. Außerdem werden die Gesamteinnahmen der Erzeugung durch erneuerbare Anlagen berechnet, wobei angenommen wird, dass nur tatsächlich eingespeiste Mengen zum Börsenpreis vergütet werden. In den Szenarien mit Einspeisemanagement führen abgeregelte Mengen demnach nicht zu einer negativen Vergütung der erneuerbaren Erzeugung, da es in diesen Szenarien durch die Abregelung nicht mehr zu negativen Börsenpreisen kommt. Dies führt zu einem Anstieg der Einnahmen der EE-Anlagen aus dem Börsenhandel (siehe erste Spalte in **Tabelle 20** ↓). Die Differenz aus Kosten und Einnahmen wird abschließend durch die Gesamtnachfrage dividiert und bestimmt die EE-Förderung in **Tabelle 20** ↓.

**Tabelle 20: EE-Förderung für Investitionskosten von 2035 und korrigierte Werte für Investitionskosten von 2013 bis 2035; Fördersätze für die verschiedenen Modellszenarien und zum Vergleich für PV und Wind 2014**

	Einnahmen aus dem Börsenhandel [Mio. €]	EE-Förderung (Kosten 2035) [€/MWh]	EE-Förderung (Kostenentwicklung 2013-2035) [€/MWh]
EEG 2014 (korrigiert)	—	29,79	29,79
MG	3.909,4	26,80	34,77
MG <sub>EE</sub>	3.871,8	26,77	34,71
MG <sub>EM&amp;RD</sub>	9.689,1	16,02	24,21
MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	9.748,1	15,68	23,79
MG <sub>EEh&amp;EM&amp;RD</sub>	9.724,6	15,59	23,53
FB	2.981,4	28,65	36,64
FB <sub>EE</sub>	2.289,2	28,88	35,92
FB <sub>EM</sub>	9.052,6	17,33	25,53
FB <sub>EE&amp;EM</sub>	8.808,8	15,43	21,59
MG <sub>KWK</sub>	3.909,4	26,80	34,77
MG <sub>P2G</sub>	9.818,8	15,81	24,01
MG <sub>P2Gnord</sub>	9.818,7	15,81	24,01
MG <sub>WP</sub>	3.909,4	26,80	34,77
MG <sub>EV</sub>	4.117,3	26,42	34,40
FB <sub>P2G</sub>	9.928,1	15,68	23,93
MG <sub>ALL</sub>	10.199,5	14,82	22,96
FB <sub>ALL</sub>	9.810,5	13,33	19,39

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Es zeigt sich, dass die EE-Fördersätze zwischen den Szenarien stark variieren und teils über, teils unter dem heutigen Niveau liegen. Die Schwankungen erklären sich durch das Strompreisniveau an der Börse. Bei höherem Strompreisniveau an der Börse kann die Zuzahlung geringer sein. Dies ist vor allem in den Szenarien mit Einspeisemanagement und/oder P2G-Anlagen der Fall, da hier ein Großteil der negativen Preise verhindert wird und die EE-Einnahmen somit um mehr als das Zweifache steigen.

## 4.4.2 Nutzung von Flexibilitätsoptionen

Über die Betrachtungen im vorherigen Kapitel hinaus beschäftigt sich die Studie mit dem Potenzial verschiedener Flexibilitätsoptionen für die Reduktion des Netzausbaus. Dabei handelt es sich um

- ▶ eine verstärkte Nutzung von KWK-Anlagen in Süddeutschland,
- ▶ die Installation von P2G-Anlagen zur Nutzung von Strom in Niedrigpreis-Stunden,
- ▶ eine alternative regionale Verteilung der Stromnachfrage (z. B. Konzentration von Wärmepumpen im Norden und Osten) sowie
- ▶ eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen bei Ein- und Zweifamilienhäusern (Eigenverbrauchsoptimierung).

Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien finden sich in **Tabelle 21** ↓ und **Tabelle 22** ↓.

**(KWK)** Das Szenario  $MG_{\text{KWK}}$  betrachtet den Fall, dass der KWK-Zubau im Süden konzentriert wird. Eine Lenkung des Zubaus in den Grenzen des KWK-Ausbaupotenzials scheint einfach umsetzbar, solange die Produktionsanreize weiterhin über die Börse determiniert werden. In dem Szenario wurde das Zubaupotenzial von 7 GW installierter Leistung auf die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Thüringen aufgeteilt, um so die im Süden installierte konventionelle Kapazität zu erhöhen. Generell untersucht das Szenario, ob ein deutlicher Zubau von (Gas-)Kapazität im Süden zu einer Verbesserung des Gesamtsystems führen könnte.

**Tabelle 21: Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen**

	$\Delta$ Wohlfahrt [Mio. €]	Marktpreis [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	EE-Förderung [€/MWh]	$P_{CORR}$ [€/MWh]	Leitungsausbau [Anzahl]
MG	0,0	32,83	6,39	26,80	66,02	14
MG <sub>KWK</sub>	127,8	32,83	6,14	26,80	65,77	13
MG <sub>P2G</sub>	630,1	42,47	6,49	15,81	64,77	13
MG <sub>P2Gnord</sub>	627,1	42,47	6,50	15,81	64,77	13
MG <sub>WP</sub>	11,7	32,83	6,38	26,80	66,01	14
MG <sub>EV</sub>	15,8	33,20	6,41	26,42	66,04	14
FB	612,3	32,25	2,48	28,65	63,39	8
FB <sub>P2G</sub>	1.524,7	43,34	2,74	15,68	61,76	3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Die Ergebnisse zeigen einen moderaten Wohlfahrtseffekt verbunden mit einer moderaten Reduktion des Netzausbaus. Die Ergebnisse suggerieren, dass nicht eine fehlende flexible Erzeugungskapazität im Süden treibend für den Netzausbau ist, sondern vielmehr die fehlende Möglichkeit, die fluktuierende Produktion aus dem Norden vor Ort flexibel zu verbrauchen, im Notfall abzuregulieren oder abzutransportieren. Das folgende Szenario liefert Hinweise, ob diese Hypothese trägt.

**Tabelle 22: Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: Zubau und Abbau von Erzeugungskapazität und CO<sub>2</sub>Emissionen**

	$\Delta$ Kohle [MW]	$\Delta$ Gas [MW]	$\Delta$ Gas KWK [MW]	P2G [MW]	CO <sub>2</sub> [Mio. t]
MG	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	0,0	102,67
MG <sub>KWK</sub>	-1.062,1	-1.563,4	7.000,0	0,0	102,59
MG <sub>P2G</sub>	-1.062,2	-1.563,1	7.000,0	13.468,8	102,63
MG <sub>P2Gnord</sub>	-1.062,1	-1.563,4	7.000,0	13.468,8	102,64
MG <sub>WP</sub>	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	0,0	102,67
MG <sub>EV</sub>	-941,2	-1.585,2	7.000,0	0,0	103,56
FB	-1.108,7	-1.585,2	7.000,0	0,0	101,91
FB <sub>P2G</sub>	-1.107,2	-1.190,7	7.000,0	15.765,7	106,03

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

**(P2G)** Einen flexiblen Verbrauch von fluktuierender Stromproduktion, insbesondere zu Zeiten hoher Produktion und niedrigen Verbrauchs (und damit niedriger Preise) stellt die Power-to-Gas-Technologie dar. Dabei wird mithilfe von Strom Gas produziert, das wiederum in Gaskraftwerken verstromt (dann wäre eine Speicherfunktion gegeben) oder anderweitig verwendet werden kann. Da das Gasnetz eine ausreichende Kapazität aufweist, muss an dieser Stelle nicht über die Kapazität des „Speichers“ nachgedacht werden.

Die Berechnungen enthalten drei Szenarien, in denen P2G-Anlagen gebaut werden können.  $MG_{P2G}$  bildet die Investitionsanreize unter aktuell herrschenden Rahmenbedingungen ab.  $FB_{P2G}$  zeigt, wo und in welchem Umfang P2G-Anlagen installiert würden, wenn optimale (regional differenzierte) Preissignale von den Märkten ausgingen. Es zeigt sich, dass in beiden Szenarien in großem Umfang P2G-Anlagen zugebaut werden, wobei der Zubau im Szenario  $FB_{P2G}$  höher ist (15,8 GW in  $FB_{P2G}$  vs. 13,5 GW in  $MG_{P2G}$ ). Weiterhin fällt auf, dass der Zubau sich unter den aktuellen Marktbedingungen gleichmäßig auf die Bundesländer verteilen würde, während er im Nodalpreissystem ( $FB_{P2G}$ ) in den Regionen mit Produktionsüberschuss (d. h. in den nördlichen Bundesländern) angesiedelt würde.

Dies hat unmittelbare Implikationen für den Netzausbau. Während im Szenario  $MG_{P2G}$  nur eine Leitung eingespart wird, reduziert sich der Leitungsbedarf bei optimalen Marktbedingungen von acht (Szenario FB) auf drei Leitungen (Szenario  $FB_{P2G}$ ). Die massive Reduktion des Netzausbaus im Optimum lässt sich mit der systemdienlichen Ansiedlung der P2G-Anlagen begründen, in Verbindung mit der Tatsache, dass die regional differenzierten Preise ideale Anreize zum erzeugungsnahen Verbrauch von Strom im Norden in den entscheidenden Stunden implizieren.

Der Wohlfahrtseffekt ist sowohl in der Marktlösung als auch in der Optimallösung signifikant. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die P2G-Anlagen die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen stark verringern.

Die Ergebnisse suggerieren, dass die Maßnahme, flexible Verbraucher in Regionen mit stark fluktuierendem Stromangebot zu installieren, durchaus geeignet sein kann, den

notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Es müssten jedoch Maßnahmen identifiziert werden, die in der Lage sind, die Ansiedlung der Anlagen so zu lenken, dass sie in Regionen mit hoher Produktion installiert werden.

Um den potenziellen Nutzen einer solchen Maßnahme besser einschätzen zu können, wurde zusätzlich zu den Szenarien  $MG_{P2G}$  und  $FB_{P2G}$  ein weiteres Szenario  $MG_{P2Gnord}$  analysiert, bei dem die Ansiedlung der P2G-Anlagen ausschließlich in den Bundesländern stattfindet, in denen sie in der wohlfahrtsoptimalen Lösung  $FB_{P2G}$  gebaut werden und bei dem die proportionale Aufteilung der Gesamtkapazität auf diese Bundesländer analog zu  $FB_{P2G}$  erfolgt. Hieraus ergibt sich jedoch weder ein positiver Effekt auf die Wohlfahrt (im Vergleich mit dem Szenario ohne eine Ansiedlung im Norden), noch ein Einsparpotenzial beim Netzausbau. Die Ergebnisse legen nahe, dass der systemdienlichere Standort der Anlagen (erzeugungsnah, im Norden) keinerlei Effekt auf die Wohlfahrt oder auch den notwendigen Netzausbau hat, solange die Preissignale den Verbrauch nicht systemdienlich lenken.

**Wärmepumpen (WP)** Die Schaffung von zusätzlichem Verbrauch in Regionen mit hoher Produktion ist auch der Hintergrund, vor dem Wärmepumpen als eine Option zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus diskutiert werden. Im Kontrast zu den P2G-Anlagen können Wärmepumpen jedoch nur eingeschränkt flexibel auf den jeweiligen Angebotsüberschuss reagieren. Vielmehr geben sie ein zusätzliches Verbrauchsprofil vor (geführt durch den Wärmebedarf der angeschlossenen Haushalte), das nur begrenzt mit dem systemdienlichen Profil übereinstimmt. Eine Möglichkeit der Netzbetreiber, die Wärmepumpen zeitweise vom Netz zu nehmen, wird im vorliegenden Modell nicht betrachtet.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen klar, dass durch eine unflexible Erhöhung der Nachfrage in produktionsstarken Regionen keine Verbesserung der Wohlfahrt zu erwarten ist. Auch bei den sonstigen Systemeigenschaften, insbesondere dem Leitungszubau, lässt sich keine Veränderung ausmachen.

**Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen (Eigenverbrauch, EV)** Alternativ zu der Ansiedlung von zusätzlichem (möglichst flexiblem) Verbrauch im Norden besteht eine Flexibilitätsoption darin, existierende Solaranlagen mit Batterien zu komplementieren, sodass deren Einspeiseprofil systemdienlich geglättet werden kann. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde daher ein Szenario betrachtet, in dem das Einspeiseprofil eines Teils der PV-Produktion durch einen modifizierten Einspeisevektor ersetzt wurde. Dieser Vektor wurde unter der Annahme berechnet, dass die entsprechenden Haushalte mit Kleinspeichern ausgestattet sind, die es ermöglichen, einen Teil der Einspeisung in die Randstunden zu verschieben. Dabei wird jedoch nicht davon ausgegangen, dass die Lastverschiebung tatsächlich auf Preissignale reagiert.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine solche Maßnahme nicht geeignet ist, die Wohlfahrt zu erhöhen. Zudem fällt der Abbau von Kohlekraftwerken leicht niedriger aus, was den CO<sub>2</sub>-Ausstoß gegenüber dem Referenzszenario leicht erhöht. Dies ist im Wesentlichen darin begründet, dass die Lastverschiebung nicht marktgesteuert ist, sondern einem exogenen Profil folgt. Generell ist jedoch anzumerken, dass eine Kombination von Speichern mit fluktuierenden Erzeugungsanlagen durchaus das Potenzial hat, den notwendigen Netzausbau zu reduzieren – allerdings auf den niedrigeren Netzebenen, die in diesem Gutachten nicht explizit betrachtet werden.

### 4.4.3 Kombination der Maßnahmen

Nachdem in den beiden vorangegangenen Abschnitten die Auswirkungen einzelner Maßnahmen im Detail beleuchtet wurden, werden abschließend die Auswirkungen dargestellt, die aus einer Kombination der vielversprechenden Maßnahmen zu erwarten sind. Zu diesem Zweck wird das Ausgangsszenario MG mit dem Szenario MG<sub>ALL</sub> (Ausprägungen EE, EM&RD, P2G, KWK) und, als oberer Benchmark, mit dem Szenario FB<sub>ALL</sub> (ebenfalls Ausprägungen EE, EM, P2G) verglichen.<sup>44</sup>

**Tabelle 23a: Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: MG, MG<sub>ALL</sub>, FB<sub>ALL</sub>**

	$\Delta W$ [Mio. €]	$P_{AVG}$ [€/MWh]	Netz- entgelt [€/MWh]	EE- Förderung [€/MWh]	$P_{CORR}$ [€/MWh]	Leitungs- ausbau [Anzahl]
MG	0,0	32,83	6,39	26,80	66,02	14
MG <sub>ALL</sub>	1.716,6	42,47	5,25	14,82	62,54	6
FB <sub>ALL</sub>	2.981,1	43,35	3,21	13,33	59,88	0

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

<sup>44</sup> Die Maßnahmen RD und KWK sind in den FB-Szenarien irrelevant, da das Engpassmanagement durch regional differenzierte Preise schon optimal gelöst ist und die Kraftwerke ohnehin systemoptimal zugebaut werden.

**Tabelle 23b: Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: MG, MG<sub>ALL</sub>, FB<sub>ALL</sub>**

	<b>Δ Kohle [MW]</b>	<b>Δ Gas [MW]</b>	<b>Δ Gas KWK [MW]</b>	<b>P2G [MW]</b>	<b>CO<sub>2</sub> [Mio. t]</b>
MG	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	0	102,67
MG <sub>ALL</sub>	-1.279,0	-1.585,2	7.000,0	3.744,6	101,69
FB <sub>ALL</sub>	-521,8	-548,4	7.000,0	8.748,8	107,15

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Die Kombination aller hier einbezogenen Maßnahmen im Marktgleichgewicht erlaubt einen Wohlfahrtsgewinn von über 1,7 Mrd. € pro Jahr unter Beibehaltung der aktuellen Rahmenbedingungen an der Strombörse (insbesondere der einheitlichen Preiszone für Deutschland). Der notwendige Leitungsausbau kann mehr als halbiert werden, von 14 Leitungen im Referenzszenario MG auf 6 Leitungen im Szenario MG<sub>ALL</sub>. Auffällig ist, dass einige Maßnahmen in ähnlicher Weise wirken und daher die Effekte auf Wohlfahrt und Netzausbau subadditiv sind. So ist z. B. der Zubau von P2G-Anlagen im Szenario MG<sub>ALL</sub> geringer als in MG<sub>P2G</sub>, vermutlich deshalb, weil die Spitzenkappung und der flexible Verbrauch auf unterschiedliche Art und Weise das Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch adressieren. Während die P2G-Anlagen Erzeugungsspitzen nutzen, aber nicht regional günstig stehen, adressiert das Einspeisemanagement gezielt das räumliche Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch.

In der Optimallösung zeigt sich, dass die in diesem Gutachten betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen im Modell geeignet sind, den Netzausbau komplett zu vermeiden. Dies ist ein weiteres starkes Signal, dass Flexibilisierungsmaßnahmen ein Substitut für den Netzausbau darstellen können und über eine geeignete Kombination von Maßnahmen zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen nachgedacht werden sollte.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Rahmen der Energiewende wird das deutsche Energiesystem – und damit auch die Stromversorgung in Deutschland – in den kommenden Jahrzehnten neu aufgestellt. Anstelle der herkömmlichen konventionellen Stromproduktion wird die erneuerbare Erzeugung treten. Damit ändern sich die Standorte der Erzeugungsanlagen, ihre Betriebsweise und somit notwendigerweise auch die Netzinfrastruktur. Deren Planung wird erschwert durch die Tatsache, dass der Zubau von Erzeugung zunehmend von Märkten gesteuert wird und somit komplexe Interdependenzen zwischen den Marktmechanismen, den auf ihnen basierenden Entscheidungen der privatwirtschaftlichen Erzeuger und den Planungsvorhaben der regulierten Netzbetreiber entstehen. Diesen Interdependenzen wird in der Netzausbauplanung nur teilweise Rechnung getragen. Die Netzplanung beruht auf Szenarien, die eine überschaubare Anzahl wahrscheinlicher Ausbaupfade darstellen. Rückwirkungen verschiedener Ausbauoptionen des Netzes auf das Marktgeschehen werden dabei ebenso wenig betrachtet wie der optimale Ausbau des Netzes bei alternativer Entwicklung der Erzeugungsstruktur.

In diesem Gutachten steht die Interdependenz zwischen dem zukünftigen Marktgeschehen und der komplementären Netzausbauplanung im Fokus. Um diese Interdependenz im Modell erfassen zu können, wird die Komplexität der Zusammenhänge reduziert, ohne jedoch den Realitätsbezug zu verlieren. Modelliert werden Investitions- und Produktionsanreize für zahlreiche Technologien sowie Netzausbau und -betrieb unter der Annahme einer vereinfachten Netzstruktur, in der das deutsche Netz auf einen Knoten pro Bundesland aggregiert wird. Die Modellierung hat den Vorteil, dass Interdependenzen von Marktgeschehen und Netzausbau integriert im Rahmen von

mehrstufigen Optimierungsmodellen analysiert werden können. Die Ergebnisse geben Hinweise auf Effekte und deren Größenordnung und können bei Bedarf mithilfe detaillierter elektrotechnischer Berechnungen überprüft und präzisiert werden. Anzu-merken ist, dass sich die vorliegende Modellierung auf das deutsche Übertragungsnetz bezieht. Maßnahmen in darunterliegenden Netzebenen werden durch Inputvektoren abgebildet.

Als Referenzszenarien für die vorliegende Untersuchung werden zum einen die aktuellen Rahmenbedingungen am Strommarkt implementiert, zum anderen wird die optimale Systemkonfiguration bestimmt. Aus dem Vergleich der beiden Lösungen ergibt sich ein hohes Potenzial für Wohlfahrtssteigerungen und für eine Reduktion des notwendigen Netzausbaus. Die Wohlfahrt der Optimallösung unter Einsatz von Flexi-bilitätsoptionen ( $FB_{ALL}$ ) übersteigt die Wohlfahrt unter aktuellen Rahmenbedingungen um mehr als 2,9 Mrd. € pro Jahr (über 10 % der entstehenden Gesamtkosten). Der Netzausbau in der Optimallösung beträgt (je nach Ausgestaltung der Rahmenbedin-gungen und Flexibilitätsoptionen im Modell) zwischen null und acht Leitungen – ver-sus 14 unter aktuellen Rahmenbedingungen. Es zeigt sich somit, dass ein erhebliches Potenzial für mehr Kosteneffizienz besteht. Eine Umsetzung eines Nodalpreissystems nach amerikanischem Vorbild, das Anreize entsprechend der hier berechneten Opti-malkonfiguration implizieren würde, ist jedoch in Deutschland derzeit nicht denkbar.

Den Kern des Gutachtens bildet daher die Analyse verschiedener Szenarien, in denen das Potenzial analysiert wird, durch moderate Veränderung der Rahmenbedingungen oder Nutzung von Flexibilitätsoptionen die Kosteneffizienz zu erhöhen und den not-wendigen Netzausbau zu senken.

Eine große Wirkung entfalten in den Analysen Maßnahmen, die aktuell bereits in der Diskussion sind. Wird (i) überschüssige erneuerbare Erzeugung in optimaler Weise abgeregelt (sowohl an den Märkten als auch im Rahmen des Redispatches) und (ii) eine kosteneffiziente Abwägung zwischen Redispatch und Netzausbau getroffen ( $MG_{EM\&RD}$ ), so reduziert sich der notwendige Leitungsausbau (von 14 auf 8 Leitungen) und steigt die Wohlfahrt (um mehr als 1,3 Mrd. € pro Jahr, was ca. 5 % der im Referenzszenario entstehenden Systemkosten entspricht). Die Abregelung von Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien findet bereits Anwendung im aktuellen Netzentwicklungsplan. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass die im NEP vorgesehene Art der Kappung (der EE-Spitzen) lediglich eine Kappung der maximalen Einspeisespitzen durchführt, ohne Berücksichtigung der Last- und Netzsituation. Im vorliegenden Gutachten erfolgt eine systemoptimale Kappung der EE-Einspeisung unter Berücksichtigung dieser Aspekte. Die kosteneffiziente Abwägung zwischen Redispatch und Leitungsausbau findet bisher im Netzentwicklungsplan keine Anwendung, diese Möglichkeit wird jedoch in einigen jüngeren Studien bereits intensiv diskutiert (vgl. Agora Energiewende (2012), BET (2015), Grimm et al. (2016d)). Die Analysen in diesem Gutachten erlauben somit eine Reflexion und Weiterentwicklung der vorgesehenen Maßnahmen, sodass diese ihre Wirkung optimal entfalten können. Insbesondere zeigt das Ergebnis, dass der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung durchaus nicht durch verzögerten Netzausbau verlangsamt werden muss. Vielmehr gibt es alternative Wege, das System an die Eigenschaften erneuerbarer Erzeugung anzupassen.

Während die Vorteilhaftigkeit der im vorherigen Absatz diskutierten Maßnahmen in Ansätzen gut verstanden ist, gibt es wenige Erkenntnisse darüber, ob und wie die Verteilung des EE-Zubaus von den Rahmenbedingungen der Zukunft abhängt. Diese

Frage ist mit Blick auf die Kosteneffizienz und den notwendigen Netzausbau zentral. In einem weiteren Szenario wird daher betrachtet, wie stark sich die optimale regionale Verteilung von EE-Anlagen und damit auch der Technologiemitz ändern würden, wenn die verschiedenen (zuvor diskutierten) Optionen zur Auflösung von Engpässen kosteneffizient zum Einsatz kämen. Die Berechnungen ergeben eine regionale Verteilung der EE-Anlagen, die sich stark von den im NEP avisierten Mengen unterscheidet – allerdings nur dann, wenn Abregelung optimal praktiziert und Redispatch bei der Netzausbauplanung als Alternative akzeptiert wird.

Der EE-Ausbau verlagert sich dann tendenziell mehr in den Süden. Dieser Effekt ist deutlicher für Wind als für PV. In Abhängigkeit von den im Modell unterstellten Investitionskosten kann sich auch der Technologiemitz ändern. Die Anpassungen bewirken, dass das im NEP avisierte Mengenziel bezüglich der Einspeisung günstiger erreicht werden kann. Die Ursachen können vielfältig sein:

- ▶ Netzausbau kann durch eine verbrauchsnahe Ansiedlung von erneuerbarer Erzeugung eingespart werden – daher sind unter Umständen auch Standorte vorteilhaft, an denen das Erzeugungspotenzial nicht voll ausgeschöpft wird.
- ▶ Durch eine Änderung des Technologiemitzes kann das Mengenziel mit einer wesentlich geringeren installierten Leistung erreicht werden – dadurch werden Investitionskosten gespart.
- ▶ Eine bessere Verteilung der Anlagen erlaubt den Betrieb des Gesamtsystems mit weniger Backup-Kraftwerken – so wird Braunkohlekapazität abgebaut.

In den vorliegenden Berechnungen ist der Wohlfahrtseffekt im Marktgleichgewicht ( $MG_{EE}$ ) moderat und eine isolierte Betrachtung des endogenen Ausbaus der erneuer-

baren Technologien führt zu keiner signifikanten Einsparung beim Netzausbau. Modellberechnungen mit alternativen Kostenparametern zeigen jedoch, dass der Effekt durchaus bedeutend sein kann. Dies wird eindrucksvoll durch den Vergleich der Systemoptima mit und ohne endogenen Ausbau der EE belegt (FB vs. FB<sub>EE</sub>). Hier erhöht sich durch die systemdienliche Ansiedlung der Anlagen die Wohlfahrt um mehr als 1,0 Mrd. € pro Jahr und der Netzausbau wird durch die verbrauchsnahe Ansiedlung der Anlagen fast komplett obsolet (bis auf eine Leitung). Gleichzeitig steigt die installierte Leistung der EE-Anlagen beträchtlich, da die verbrauchsnahe Anlagen zwangsläufig an weniger ertragreichen Standorten platziert sind. Dies zeigt deutlich, dass der fehlende Netzausbau den Zubau an erneuerbarer Erzeugung nicht prinzipiell behindert.

Die Ergebnisse belegen somit, dass der aktuell avisierte Technologiemit und seine regionale Verteilung vor dem Hintergrund neuer Rahmenbedingungen zu hinterfragen ist. Auch zeigen die Ergebnisse, dass die Investitionskosten der EE-Anlagen in Zukunft so niedrig sein werden, dass eine Abwägung zwischen dem verbrauchsnahe Standort der Anlage und dem Netzausbau getroffen werden muss. Es kann suboptimal sein, EE-Anlagen ohne Berücksichtigung des zugrundeliegenden Netzes und der Verbrauchszentren an den Standorten mit den höchsten Erträgen zu errichten. Dies wird aber zweifellos geschehen, wenn die Marktprämien auch künftig deutschlandweit identisch sind. Offensichtlich hat der Regulierer prinzipiell die Möglichkeit, den Ausbau in höherem Maße zu lenken – z. B. durch regional differenzierte Mengenziele. Dieses Gutachten kann aber nur den Ausgangspunkt entsprechender Überlegungen darstellen. Zu verifizieren wäre anhand von detaillierteren elektrotechnischen Berechnungen, wie robust die hier getroffenen Schlussfolgerungen im Detail sind. Das Design ent-

sprechender Mechanismen zur Steuerung der Ansiedlung von EE-Anlagen ist darüber hinaus komplex und bedarf umfangreicher Planungen und Abwägungen.

Neben dem Einspeisemanagement, der Antizipation des Redispatches bei der Netzausbauplanung und dem optimalen EE-Ausbau wurden in diesem Gutachten weitere Flexibilisierungsmaßnahmen betrachtet und deren Potenzial zur Vermeidung von Netzausbau analysiert. Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Maßnahmen:

- ▶ ein umfangreicher Zubau von KWK-Anlagen im Süden,
- ▶ die Installation von P2G-Anlagen, die überschüssige Stromproduktion zur Herstellung von Gas nutzen,
- ▶ eine Konzentration von Wärmepumpen im Norden und Osten Deutschlands zur Erhöhung der dortigen Stromnachfrage und
- ▶ eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen zur Steigerung des Eigenverbrauchs.

Ein Zubau von KWK-Kapazität im Süden führt nicht zu einer signifikanten Verringerung des notwendigen Netzausbaus und auch nicht zu eindeutigen Wohlfahrts-effekten. Dies gilt selbst dann, wenn man von Kapazitätsschranken für den Zubau (aufgrund technologischer Restriktionen) abstrahiert. Die Berechnungen legen daher nahe, dass der Netzausbau vorwiegend nötig ist, um die Spitzen der fluktuierenden Stromproduktion im Norden abzutransportieren, weniger um Versorgungslücken im Süden systematisch zu decken.

Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse eines Szenarios zu bewerten, in dem der Zubau von P2G-Anlagen modelliert wird. In verschiedenen Szenarien zeigt sich, dass

nicht nur die Allokation dieser Anlagen, sondern auch die Anreize zu systemdienlichem Verbrauch entscheidend für die Auswirkungen auf den Netzausbau sind. Zunächst wird ein Szenario analysiert, in dem – analog zu den aktuellen Bedingungen am Strommarkt – die Investitionsanreize für P2G-Anlagen deutschlandweit identisch sind. Folgerichtig verteilt sich der Zubau der Anlagen über das gesamte deutsche Marktgebiet. Hier ergeben sich keine klaren Effekte auf den Netzausbau, aber dennoch nicht unerhebliche Wohlfahrtseffekte. Diese sind dadurch getrieben, dass der zusätzliche Verbrauch in großem Umfang negative Preise an der Börse eliminiert.

Betrachtet man im Vergleich den Zubau von P2G-Anlagen im Systemoptimum, so werden die P2G-Anlagen im Norden angesiedelt, wo sie überschüssigen Strom erzeugungsnah verbrauchen. Über die regional differenzierten Börsenpreise erhalten sie hier zusätzliche Anreize, auf die Fluktuation der Stromproduktion systemdienlich zu reagieren. Durch das räumlich und zeitlich am System ausgerichtete Verbrauchsmuster der P2G-Anlagen kann der notwendige Netzausbau von acht auf drei Leitungen reduziert werden. Entscheidend hierfür ist die Flexibilität der Anlagen sowie ihre systemdienliche Ansiedlung. Letzteres wird klar, wenn man eine Marktlösung betrachtet, in der die P2G-Anlagen zwar an den Standorten der systemoptimalen Lösung angesiedelt sind, aber dennoch lediglich die Preissignale einer Börse mit einheitlichem Strompreis erhalten. Es zeigt sich, dass der systemdienlichere Standort der Anlagen (erzeugungsnah, im Norden) keinerlei Effekt auf die Wohlfahrt oder auch den notwendigen Netzausbau hat, solange die Preissignale den Verbrauch nicht systemdienlich lenken.

Ebenfalls von der Idee der Absorption der überschüssigen Stromproduktion im Norden getrieben ist die Überlegung, vermehrt Wärmepumpen im Norden und

Osten Deutschlands zu installieren. Anders als die P2G-Anlagen sind Wärmepumpen jedoch nicht in der Lage, flexibel auf die fluktuierende Stromproduktion zu reagieren. Vielmehr sind sie vom Wärmebedarf der angeschlossenen Haushalte abhängig und begründen nur eine weitere exogene Last. Dies scheint auch der Grund, warum in dem entsprechenden Modellszenario kein positiver Effekt eines vermehrten und gezielten Ausbaus von Wärmepumpen auf Netzausbau oder Wohlfahrt zu verzeichnen ist.

Abschließend wurde ein Szenario betrachtet, in dem eine hohe Marktdurchdringung mit PV-Batterie-Systemen zur Eigenverbrauchsmaximierung unterstellt wird. Dies wird im Modell durch einen veränderten Einspeisevektor der entsprechenden Solaranlagen berücksichtigt. Analog zur Logik erhöhter Ansiedlung von Wärmepumpen im Norden wird somit angenommen, dass die Speicher nicht auf die Marktpreise (also auf die aktuelle Angebots-Nachfragesituation) reagieren, sondern lediglich zu einer Verschiebung der Einspeiseprofile genutzt werden. Auch in diesem Szenario zeigt sich kein positiver Effekt. Die Ergebnisse legen die Schlussfolgerung nahe, dass nur Maßnahmen zu einer Verbesserung der Systemeffizienz geeignet sind, die gezielt auf die fluktuierende Angebotsituation reagieren können.

## 6 Fazit und Ableitung von Empfehlungen

Zusammenfassend zeigt die Studie,

- ▶ dass die Notwendigkeit des Netzausbaus im NEP 2014 größtenteils durch die Notwendigkeit getrieben wird, fluktuierende Produktion aus dem Norden unter bestimmten Annahmen zur möglichen Spitzenkappung abzutransportieren und
- ▶ dass Maßnahmen, die diese Anforderung abmildern, den notwendigen Netzausbau merklich reduzieren können. Dazu gehören
- ▶ ein optimales Einspeisemanagement (markt- und netzgetriebene Abregelung der EE),
- ▶ der Einsatz von vermehrtem Redispatch als Alternative zum Netzausbau, wo dies günstiger ist sowie
- ▶ die Installation flexibler Verbraucher an Standorten fluktuierender Erzeugung.

Es zeigt sich weiterhin, dass unter den geschilderten Rahmenbedingungen die optimale Allokation der erneuerbaren Erzeugung (insbesondere PV und Wind Onshore) signifikant von der im NEP avisierten Allokation abweicht.

Ein vermehrter KWK-Zubau im Süden führt nicht zu einer signifikanten Steigerung der Kosteneffizienz und reduziert auch den notwendigen Netzausbau nicht merklich. Die Preissignale bei einem einheitlichen Strompreis im gesamten deutschen Marktgebiet reichen nicht aus, um einen systemdienlichen Einsatz der Kraftwerke im Süden zu induzieren.

Maßnahmen, die zusätzlich Strom an produktionsintensiven Standorten verbrauchen, aber ihren Verbrauch nicht flexibel den aktuellen Gegebenheiten anpassen können, sind nicht geeignet, die Kosteneffizienz zu steigern und den notwendigen Netzausbau zu verringern. Dazu gehören die Installation von Wärmepumpen und Kleinspeichern, die nicht marktpreisgesteuert sind.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass fehlender oder verzögerter Netzausbau kein Grund für einen verzögerten Ausbau der erneuerbaren Erzeugung sein muss. Vielmehr kann der notwendige Netzausbau durch Einsatz von Flexibilitätsoptionen substantiell reduziert werden, was zudem in der langen Frist eine höhere Kosteneffizienz erlaubt.

## Empfehlungen

- **Optimale EE-Abregelung.** Die Vorhaben zur markt- und systemgetriebenen Abregelung von EE-Erzeugung sollten konsequent weitergedacht werden. Anstelle einer Kappung der Erzeugungsspitzen sollte eine Abregelung bei negativen Strompreisen und im Rahmen des Redispatches treten, wo dies die günstigste Alternative darstellt. Durch die Koppelung des Abregelungsvorgangs an Preissignale ist gewährleistet, dass genau in den Momenten abgeregelt wird, in denen dies aufgrund der Angebots- und Nachfragekonstellation aus Gründen der Kosteneffizienz geboten erscheint. Signifikant steigende CO<sub>2</sub>Emissionen sind nicht zu erwarten. Über eine flexible Nutzung des abgeregelteten Stroms sollte nachgedacht werden.

- ▶ **Redispatch als Alternative zum Netzausbau.** Bei der Netzausbauplanung sollte die Beseitigung von Netzengpässen durch Redispatch als Alternative zum Netzausbau angesehen werden, wenn dadurch die erwarteten Kosten günstiger sind. Ein solches Vorgehen reduziert den notwendigen Netzausbau signifikant, insbesondere wenn im Rahmen des Redispatches auch die Abregelung erneuerbarer Erzeugung zulässig ist. Vereinzelt wird angeführt, dass ein solches Vorgehen die Versorgungssicherheit gefährdet. Versorgungssicherheit sollte jedoch gezielt durch Maßnahmen adressiert werden, die Schwachstellen in der Systemstruktur eliminieren, nicht durch prinzipiell übermäßigen Netzausbau.
- ▶ **Kosteneffizienz beim EE-Ausbau durch Effizienzsteigerungen bei regionaler Verteilung und geeignetem Technologiemix.** Sollten die beiden vorgenannten Empfehlungen umgesetzt werden, so ist der aktuell avisierte Ausbaupfad der EE zu hinterfragen. Die optimale Verteilung der EE-Kapazitäten auf die Bundesländer und auch der Technologiemix zwischen PV und Wind unterscheiden sich in den Berechnungen zu diesem Gutachten zum Teil signifikant von den im Szenariorahmen des NEP avisierten Mengen. Die Modellprognosen sollten allerdings vor einer Erwägung gezielter Maßnahmen zunächst in detaillierten elektrotechnischen Berechnungen überprüft werden. Fakt ist, dass die EE bei bundesweit einheitlicher, in Ausschreibungen ermittelter Marktprämie an den ertragreichsten Standorten ausgebaut werden, wobei der Nutzen im Gesamtsystem (z. B. vermiedener Netzausbau durch günstigere regionale Verteilung) keine Berücksichtigung findet. Eine Lenkung des Ausbaus, so wie von der Bundesregierung im aktuellen EEG-Entwurf angedacht, ist prinzipiell möglich, Empfehlungen zur exakten Umsetzung übersteigen jedoch den Rahmen dieses Gutachtens.

- **Ansiedlung flexibler Verbraucher bei fluktuierender Erzeugung.** Die Installation flexibler Verbraucher an Standorten mit viel fluktuierender Erzeugung führt zu einer Entlastung der Netze, da Strom „erzeugungsnah vor Ort“ verbraucht werden kann, sobald er sonst zu Netzengpässen führen würde. Eine Steuerung über Preissignale ist wünschenswert, allerdings ist zu erwarten, dass die Preissignale bei deutschlandweit einheitlichem Börsenpreis nicht stark genug sind. Eine schlichte regionale Ansiedlung von Verbrauchern ohne entsprechende räumlich aufgelöste Preissignale ist nahezu wirkungslos.

## 7 Anhang

### 7.1 Modelldarstellung

Im Folgenden werden die verwendeten Modelle im Detail dargestellt. **Kapitel 7.1.1** stellt die Berechnung des Systemoptimums (bzw. der Nodalpreislösung) dar, **Kapitel 7.1.2** die Berechnung des Marktgleichgewichts.

Aus der Modelldarstellung gehen Vorteile und Einschränkungen des Verfahrens hervor, die wir hier kurz zusammenfassen möchten. Der entscheidende Vorteil der Herangehensweise besteht darin, dass die stündliche Produktionsentscheidung und Preisbildung am Spotmarkt sowie die damit konsistenten Investitionsentscheidungen (Investition in Erzeugung durch private Investoren und Investition in Netz durch den Regulierer) im Modell endogen ermittelt werden. Dadurch besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen des Energiemarktdesigns auf die Investitionsanreize (und somit auf die Systemkonfiguration) zu evaluieren.

Die integrierte Betrachtung von Netz- und Erzeugungsinvestitionen in einem Gleichgewichtsmodell beschränkt die mögliche Berücksichtigung der technischen Komplexität von Erzeugungsanlagen und Netz. Hinsichtlich der Marktmodellierung und des Einsatzes der Erzeugungsanlagen ergibt sich im Vergleich zu der im NEP zur Anwendung kommenden Methodik eine Vereinfachung hinsichtlich all jener Aspekte, die intertemporäre Restriktionen induzieren, die sich über längere Zeiträume hinziehen,

z. B. Rampen der Kraftwerke, minimale Auslastungsgrade laufender Kraftwerke und Füllstandsobergrenzen bei Speichern. Das betrachtete Merit-Order-Modell vernachlässigt diese möglicherweise auftretenden intertemporären Nebenbedingungen. Hinsichtlich der Netzmodellierung wurde in der vorliegenden Studie eine linearisierte DC-Netzmodellierung gewählt und zudem das deutsche Netz auf einen Knoten pro Bundesland sowie zwölf Verbindungen ins Ausland reduziert. Bei den Netzausbauentscheidungen werden nur die im Rahmen der aktuellen Prozesse der Netzentwicklung in Deutschland diskutierten HGÜ-Leitungen berücksichtigt. Weiterer Netzausbau sowohl innerhalb als auch zwischen Bundesländern im Hochspannungsnetz wird nicht endogen in unserer Analyse betrachtet.

Aufgrund des gewählten integrierten Modellansatzes ergeben sich jedoch auch eine Reihe klar ersichtlicher Vorteile, die eine Analyse der von uns betrachteten Szenarien überhaupt erst ermöglichen. Der aktuell verwendete sequentielle Ansatz des NEP (→ **Kapitel 3.1**) schließt hingegen eine derartige integrierte Betrachtung aus. Konkret handelt es sich hierbei insbesondere um folgende Aspekte:

- ▶ Unser Ansatz erlaubt es, die Auswirkungen einer netzdienlichen Allokation und eines netzdienlichen Einspeisemanagements unter Berücksichtigung des konventionellen Kraftwerksparks und der jeweiligen Nachfragesituation zu analysieren.
- ▶ Unser Ansatz erlaubt es zudem, die Auswirkungen der Berücksichtigung von Redispatch beim Netzausbau zu analysieren. Eine derartige Analyse ist beim derzeit verwendeten sequentiellen Ansatz des NEP (→ **Kapitel 3.1**) nicht möglich.
- ▶ Der betrachtete Netzausbau kann als mathematisches Optimierungsproblem gelöst werden, wodurch sich der optimale Netzausbau für das jeweils betrachtete Szenario bestimmen lässt.

Die zuvor beschriebenen Einschränkungen in der Detailliertheit unseres Modellansatzes sind der Tatsache geschuldet, dass nur so eine Berechenbarkeit der Gesamtlösung, die Markt- und Netzmodellierung einschließt, in sinnvoller Zeit sichergestellt werden kann. Eine Verifizierung, inwiefern die resultierenden Szenarien in der Tat zu physikalisch realisierbaren Lösungen führen, ist in jedem Fall notwendig. Insgesamt schränken diese Vereinfachungen die direkte und ungefilterte Interpretierbarkeit unserer Ergebnisse ein, es gibt jedoch keinerlei Grund zur Vermutung, dass die resultierenden Effekte bei einer technisch detaillierteren Analyse völlig veränderte Größenordnungen aufweisen würden. Gleichwohl werden im Rahmen dieser Studie nur starke Effekte interpretiert.

## 7.1.1 Modelldarstellung: Der integrierte Planer Ansatz als First Best Benchmark (FB)

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{n \in N^{in} \cup N^{out}} \sum_{t \in T} \left( \int_0^{d_{t,n}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) - \sum_{l \in L^{new}} c_l^{inv} z_l \\ & - \sum_{n \in N^{in}} \left( \sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c_g^{var} y_{t,g} + \sum_{g \in G_n^{new}} c_g^{inv} \bar{y}_g^{new} + \sum_{g \in G_n^{ex}} c_g^{op} (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \right) \\ & + \sum_{n \in N^{in}} \left( \sum_{u \in U_n} r^{P2G} y_{t,u}^{P2G} - \sum_{u \in U_n} c_u^{P2G} \bar{y}_u^{P2G} - \sum_{e \in EE_n} c_e^{re} \bar{y}_e^{re} \right) \end{aligned}$$

### s. t. 1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel):

$$\begin{aligned} d_{t,n} + \sum_{u \in U_n} y_{t,u}^{P2G} + d_{t,n}^{WP} &= \sum_{g \in G_n^{all}} y_{t,g} + \bar{y}_{t,n}^{re} + y_{t,n}^{KWK} + y_{t,n}^{BAT} + y_{t,n}^{H2O} \\ + \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l} & \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T \\ d_{t,n} &= \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l} \quad \text{für alle } n \in N^{out}, t \in T \end{aligned}$$

### 2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel):

$$\begin{aligned} f_{t,l} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) &= 0 \quad \text{für alle } l = (n,j) \in L^{ex}, t \in T \\ -M_l(1 - z_l) \leq f_{t,l} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) \leq M_l(1 - z_l) & \quad \text{für alle } l = (n,j) \in L^{new}, t \in T \end{aligned}$$

### Phasenwinkel des Referenzknotens:

$$\theta_{t,n_1} = 0 \quad \text{für alle } t \in T$$

**Übertragungskapazitäten:**

$$- \bar{f}_l \leq f_{t,l} \leq \bar{f}_l \quad \text{für alle } l \in L^{ex}, t \in T$$

$$- z_l \bar{f}_l \leq f_{t,l} \leq z_l \bar{f}_l \quad \text{für alle } l \in L^{new}, t \in T$$

**Konventionelle Erzeugungskapazitäten:**

$$y_{t,g} \leq \alpha_g T (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T$$

$$y_{t,g} \leq \alpha_g T \bar{y}_g^{new} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T$$

$$\bar{y}_g^{red} \leq \bar{y}_g^{ex} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T$$

$$\bar{y}_g^{new} \leq \bar{y}_g^{ub} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T$$

**Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien:**

$$(EE): \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{nep} y_{t,e}^{re}$$

$$(EE): \bar{y}_e^{re} \leq \bar{y}_e^{ub} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$(EE): \bar{y}_e^{re} \geq \bar{y}_e^{lb} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$(SQ): \tilde{y}_{t,n}^{re} = \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$(EM): \tilde{y}_{t,n}^{re} \leq \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

**P2G-Restriktion:**

$$y_{t,u}^{P2G} \leq \bar{y}_u^{P2G} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, u \in U_n, t \in T$$

**Variablenbeschränkung:**

$$\bar{y}_g^{new} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}$$

$$\bar{y}_g^{red} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}$$

$$y_{t,g} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$$

$$\tilde{y}_{t,n}^{re} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$(EE): \bar{y}_e^{re} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$y_{t,u}^{P2G} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, u \in U_n, t \in T$$

$$\bar{y}_{t,u}^{P2G} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, u \in U_n$$

$$d_{t,n} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$z_l \in \{0,1\} \quad \text{für alle } l \in L^{new}$$

## 7.1.2 Modelldarstellung: Das reduzierte zweistufige Strommarktmodell (MG)

### Spotmarktstufe: Optimale Investition in Erzeugungskapazitäten und optimales Spotmarktverhalten

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \sum_{n \in N^{in} \cup N^{out}} \sum_{t \in T} \left( \int_0^{d_{t,n}^{spot}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) \\
 & - \sum_{n \in N^{in}} \left( \sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c_g^{var} y_{t,g}^{spot} + \sum_{g \in G_n^{new}} c_g^{inv} \bar{y}_g^{new} + \sum_{g \in G_n^{ex}} c_g^{op} (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \right) \\
 & + \sum_{n \in N^{in}} \left( \sum_{u \in U_n} \sum_{t \in T} r^{P2G} y_{t,u}^{P2G,spot} - \sum_{u \in U_n} c_u^{P2G} \bar{y}_u^{P2G,spot} - \sum_{e \in EE_n} c_e^{re} \bar{y}_e^{re} \right)
 \end{aligned}$$

#### s. t. 1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel) für Zonen:

$$\begin{aligned}
 \sum_{n \in (N^{in} \cup N^{out}) \cap Z_k} (d_{t,n}^{spot} + \sum_{u \in U_n} y_{t,u}^{P2G,spot} + d_{t,n}^{WP}) &= \sum_{n \in N^{in} \cap Z_k} \left( \sum_{g \in G_n^{all}} y_{t,g}^{spot} + y_{t,n}^{re} \right. \\
 & \left. + y_{t,n}^{KWK} + y_{t,n}^{BAT} + y_{t,n}^{H20} \right) + \sum_{l \in \partial_{Z_k}^{in}(L)} f_{t,l}^{spot} - \sum_{l \in \partial_{Z_k}^{out}(L)} f_{t,l}^{spot} \quad \text{für alle } Z_k \in Z, t \in T
 \end{aligned}$$

#### Übertragungskapazitäten zwischen Zonen:

$$\begin{aligned}
 -\bar{f}_l &\leq f_{t,l}^{spot} \leq \bar{f}_l && \text{für alle } l \in L^{inter} \cap L^{ex}, t \in T \\
 -z_l \bar{f}_l &\leq f_{t,l}^{spot} \leq z_l \bar{f}_l && \text{für alle } l \in L^{inter} \cap L^{new}, t \in T
 \end{aligned}$$

**Konventionelle Erzeugungskapazitäten:**

$$y_{t,g}^{spot} \leq \alpha_g \top (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red})$$

für alle  $n \in N^{in}$ ,  $g \in G_n^{ex}$ ,  $t \in T$

$$y_{t,g}^{spot} \leq \alpha_g \top \bar{y}_g^{new}$$

für alle  $n \in N^{in}$ ,  $g \in G_n^{new}$ ,  $t \in T$

$$\bar{y}_g^{red} \leq \bar{y}_g^{ex}$$

für alle  $n \in N^{in}$ ,  $g \in G_n^{ex}$ ,  $t \in T$

$$\bar{y}_g^{new} \leq \bar{y}_g^{ub}$$

für alle  $n \in N^{in}$ ,  $g \in G_n^{new}$ ,  $t \in T$

**Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien:**

$$(SQ): \tilde{y}_{t,n}^{re} = \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re}$$

für alle  $n \in N^{in}$ ,  $t \in T$

$$(EM): \tilde{y}_{t,n}^{re} \leq \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re}$$

für alle  $n \in N^{in}$ ,  $t \in T$

**P2G Restriktion:**

$$y_{t,u}^{P2G} \leq \bar{y}_u^{P2G}$$

für alle  $n \in N^{in}$ ,  $u \in U_n$ ,  $t \in T$

### Variablenbeschränkungen:

$\bar{y}_g^{new} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, g \in G_n^{new}$
$\bar{y}_g^{red} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, g \in G_n^{new}$
$y_{t,g}^{spot} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$
(EM): $\tilde{y}_{t,n}^{re} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, t \in T$
$y_{t,u}^{P2G,spot} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, u \in U_n, t \in T$
$\bar{y}_u^{P2G,spot} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, u \in U_n$
$d_{t,n}^{spot} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, t \in T$

### Redispatchstufe:

#### Optimaler Netzausbau und optimaler kostenbasierter Redispatch

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \sum_{n \in N^{in} \cup N^{out}} \sum_{t \in T} \left( \int_0^{d_{t,n}^{redi}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) - \sum_{l \in L^{new}} c_l^{inv} z_l \\
 & - \sum_{n \in N^{in}} \left( \sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c_g^{var} y_{t,g}^{redi} + \sum_{g \in G_n^{new}} c_g^{inv} \bar{y}_g^{new} + \sum_{g \in G_n^{ex}} c_g^{op} (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \right) \\
 & - \sum_{n \in N^{in}} \left( \sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c^{redi} (y_{t,g}^+ + y_{t,g}^-) + \sum_{u \in U_n} \sum_{t \in T} r^{P2G} y_{t,u}^{P2G,spot} \right) \\
 & - \sum_{u \in U_n} c_u^{P2G} \bar{y}_u^{P2G,spot} - \sum_{e \in EE_n} c_e^{re} \bar{y}_e^{re} + \sum_{n \in N^{in}} \sum_{t \in T} (c^+ d_{t,n}^+ + c^- d_{t,n}^-)
 \end{aligned}$$

**s. t. 1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel) für Zonen:**

$$d_{t,n}^{redi} + \sum_{u \in U_n} y_{t,u}^{P2G,spot} + d_{t,n}^{WP} = \sum_{g \in G_n^{all}} y_{t,g}^{redi} + y_{t,n}^{re} + y_{t,n}^{KWK} + y_{t,n}^{BAT} + y_{t,n}^{H20}$$

$$+ \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l}^{redi} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l}^{redi} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$d_{t,n}^{redi} = \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l}^{redi} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l}^{redi} \quad \text{für alle } n \in N^{out}, t \in T$$

**2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel):**

$$f_{t,l}^{redi} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) = 0 \quad \text{für alle } l = (n,j) \in L^{ex}, t \in T$$

$$-M_l(1 - z_l) \leq f_{t,l}^{redi} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) \leq M_l(1 - z_l) \quad \text{für alle } l = (n,j) \in L^{new}, t \in T$$

**Phasenwinkel des Referenzknotens:**

$$\theta_{t,n_1} = 0 \quad \text{für alle } t \in T$$

**Übertragungskapazitäten zwischen Zonen:**

$$-\bar{f}_l \leq f_{t,l}^{redi} \leq \bar{f}_l \quad \text{für alle } l \in L^{ex}, t \in T$$

$$-z_l \bar{f}_l \leq f_{t,l}^{redi} \leq z_l \bar{f}_l \quad \text{für alle } l \in L^{new}, t \in T$$

**Konventionelle Erzeugungskapazitäten:**

$$y_{t,g}^{redi} \leq \alpha_g T (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T$$

$$y_{t,g}^{redi} \leq \alpha_g T \bar{y}_g^{new} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T$$

**Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien:**

$$(EE): \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{nep} y_{t,e}^{re}$$

$$(EE): \bar{y}_e^{re} \leq \bar{y}_e^{ub} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$(EE): \bar{y}_e^{re} \geq \bar{y}_e^{lb} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$(SQ): \bar{y}_{t,n}^{re} = \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$(EM): \bar{y}_{t,n}^{re} \leq \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

**Zusammenhang der Spotmarkt und Redispatchmengen:**

$$d_{t,n}^{redi} = d_{t,n}^{spot} + d_{t,n}^+ - d_{t,n}^- \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$d_{t,n}^{redi} = d_{t,n}^{spot} \quad \text{für alle } n \in N^{out}, t \in T$$

$$y_{t,g}^{redi} = y_{t,g}^{spot} + y_{t,g}^+ - y_{t,g}^- \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$$

### Variablenbeschränkungen:

$y_{t,g}^{redi} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$
$d_{t,n}^{redi} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, t \in T$
$y_{t,g}^+ \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$
$y_{t,g}^- \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$
$\tilde{y}_{t,n}^{re} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, t \in T$
(EE): $\tilde{y}_n^{re} \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, e \in EE_n$
$d_{t,n}^+ \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, t \in T$
$d_{t,n}^- \geq 0$	für alle $n \in N^{in}, t \in T$
$z_l \in \{0,1\}$	für alle $l \in L^{new}$

## 7.1.3 Notation der Mengen, Parameter und Variablen

**Tabelle 24: Notation der Mengen, Parameter und Variablen**

$G$	Übertragungsnetz	–
$N$	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes ( $N = N^{in} \cup N^{out}$ )	–
$N^{in}$	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes in Deutschland	–
$N^{out}$	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes außerhalb von Deutschland	–
$T$	Menge der Zeitperioden	–
$Z$	Menge der Preiszonen	–
$G_n^{all}$	Menge der Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	–
$G_n^{ex}$	Menge der existierenden Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	–
$G_n^{new}$	Menge der Kandidaten für neue Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	–
$EE_n$	Menge aller erneuerbaren Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	–
$L^{ex}$	Menge der existierenden Übertragungsleitungen (Menge der Kanten von Graph $G$ )	–
$L^{new}$	Menge der Kandidaten für neue Übertragungsleitungen	–
$L^{inter}$	Menge der preiszonenübergreifenden Übertragungsleitungen	–
$d_{t,n}^+$	Nachfrage von Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t$	MWh
$d_{t,n}^{WP}$	Zusätzlicher Verbrauch durch Wärmepumpen an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t$	MWh
$d_{t,n}^+$	Lastzuschaltung an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode $t$	MWh
$d_{t,n}^-$	Lastabschaltung an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode $t$	MWh
$b_n$	Steigung von $d_{t,n}$ an Knoten $n \in N$	€/MWh <sup>2</sup>
$a_{t,n}$	Achsenabschnitt von $d_{t,n}$ an Knoten $n \in N$	€/MWh
$p_{t,n}$	Strompreis an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t \in T$	€/MWh
$r^{P2G}$	Erträge durch P2G-Erzeugungstechnologien	€/MWh

$C_g^{inv}$	Investitionskosten der Kandidaten für neue Erzeugungstechnologien $g \in G_n^{new}$	€/MW
$C_g^{opd}$	Betriebskosten der existierenden Erzeugungstechnologien $g \in G_n^{ex}$	€/MW
$C_g^{var}$	Variable Kosten der Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{ex}$	€/MWh
$C^{red}$	Politische Kosten des Redispatches von Erzeuger $g \in G_n^{all}$	€/MWh
$c^+$	Politische Kosten von Lastzuschaltung an Knoten $n \in N^{in}$	€/MWh
$c^-$	Politische Kosten von Lastabschaltung an Knoten $n \in N^{in}$	€/MWh
$C_e^{re}$	Investitionskosten der erneuerbaren Erzeugungstechnologien $e \in EE$	€/MW
$C_u^{P2G}$	Investitionskosten der P2G-Erzeugungstechnologien $u \in U_n$	€/MW
$C_l^{inv}$	Investitionskosten des Kandidaten für neue Übertragungsleitungen line $l \in L^{new}$	€
$B_l$	Leitwert von Leitung $l \in L^{ex} \cup L^{new}$	MWh
$f_{i,l}$	Lastfluss auf Leitung $l \in L^{ex} \cup L^{new}$ in Zeitperiode $t$	MWh
$f_l$	Thermische Kapazität von Leitung $l \in L^{ex} \cup L^{new}$	MWh
$\alpha_g$	Verfügbarkeitsgrad von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	1
$y_{t,g}$	Stromerzeugung von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	MWh
$y_{t,g}^+$	Positiver Redispatch von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	MWh
$y_{t,g}^-$	Negativer Redispatch von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	MWh
$y_{t,e}^{re}$	Erneuerbare Stromerzeugung von Technologie $e \in EE$ in Zeitperiode $t$ pro MW Kapazität	MWh/MW
$\bar{y}_{t,n}^{re}$	Gesamte erneuerbare Stromerzeugung an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode $t$	MWh
$\bar{y}_g^{new}$	Neu installierte Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{new}$	MW
$\bar{y}_g^{ub}$	Obergrenze für neue Erzeugungskapazität $\bar{y}_g^{new}$	MW
$\bar{y}_g^{ex}$	Maximale Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{ex}$	MW
$\bar{y}_g^{red}$	Reduktion der Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{ex}$	MW
$\bar{y}_e^{re}$	Installierte Erzeugungskapazität der erneuerbaren Technologien $e \in EE$	MW

7.1. Modelldarstellung

7.1.3 Notation der Mengen, Parameter und Variablen

$\bar{y}_e^{ub}$	Maximale Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $\bar{y}_e^{ne}$	MW
$\bar{y}_e^{lb}$	Mindesterzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $\bar{y}_e^{ne}$	MW
$\bar{y}_e^{nep}$	Erneuerbare Erzeugungskapazität der installierten Anlagen $e \in EE$ gemäß NEP	MW
$\bar{y}_{t,n}^{P2G}$	P2G-Erzeugung von Technologie $u \in U_n$ in Zeitperiode $t \in T$	MWh
$\bar{y}_u^{P2G}$	Installierte P2G-Erzeugungskapazität von Technologie $u \in U_n$	MW
$y_{t,n}^{KWK}$	Stromerzeugung von wärmegeführten KWK-Anlagen an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode $t$	MWh
$y_{t,n}^{BAT}$	Eigenverbrauchter Strom aus PV-Batterien-System an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode $t$	MWh
$y_{t,n}^{H2O}$	Erzeugung von Laufwasser an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode $t$	MWh
$\theta_{t,n}$	Spannungswinkel an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t$	Rad
$z_l$	Entscheidungsvariable für Übertragungsleitungskandidaten $l \in L^{new}$	-

## 7.2 Netzausbau im Detail

Tabelle 25: Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modellszenarien  
MG, MG<sub>EM&RD</sub>, MG<sub>EE&EM&RD</sub>, MG<sub>EE</sub>, FB, FB<sub>EM</sub>, FB<sub>EE</sub>, FB<sub>EE&EM</sub>

Leitungs- ausbau [GW]	NEP 2014 (Szenario 2034B)	NEP 2025 (Szenario 2025)	MG	MG <sub>EM&amp;RD</sub>	MG <sub>EE</sub>	MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	FB	FB <sub>EM</sub>	FB <sub>EE</sub>	FB <sub>EE&amp;EM</sub>
NI – NW	<sup>6</sup> (A01, A11, A15)	<sup>2</sup> (DC1)	6	0	4	2	2	0	0	0
NW – BW	<sup>2</sup> (A02)	<sup>2</sup> (DC2)	2	0	2	0	0	0	0	0
NI – HE	<sup>4</sup> (B03, B04)		4	4	4	4	4	4	2	2
SH – BW	<sup>6</sup> (C05, C05a, C06WDL)	<sup>2</sup> (DC3)	6	4	6	2	2	0	0	0
SH – BY	<sup>4</sup> (C06mod, C08)	<sup>2</sup> (DC4)	4	4	4	4	4	4	0	0
ST – BY	<sup>4</sup> (D18, D19a)	<sup>4</sup> (DC5I, DC6I)	4	4	4	4	4	2	0	0
MV – ST	<sup>4</sup> (D19b, D20)		2	0	2	0	0	0	0	0
<b>Summe</b>	<b>30</b>	<b>12</b>	<b>28</b>	<b>16</b>	<b>26</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>2</b>

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

**Tabelle 26: Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modell-szenarien  $MG_{P2G}$ ,  $MG_{WP}$ ,  $MG_{KWK}$ ,  $MG_{EV}$ ,  $FB_{P2G}$ ,  $MG_{ALL}$ ,  $FB_{ALL}$**

Leitungsausbau [GW]	NEP 2014 (Szenario 2034B)	NEP 2025 (Szenario 2025)	$MG_{P2G}$	$MG_{WP}$	$MG_{KWK}$	$MG_{EV}$	$FB_{P2G}$	$MG_{ALL}$	$FB_{ALL}$
NI – NW	6 (A01, A11, A15)	2 (DC1)	4	6	6	6	0	0	0
NW – BW	2 (A02)	2 (DC2)	2	2	2	2	0	0	0
NI – HE	4 (B03, B04)		4	4	4	4	4	4	0
SH – BW	6 (C05, C05a, C06WDL)	2 (DC3)	6	6	6	6	0	2	0
SH – BY	4 (C06mod, C08)	2 (DC4)	4	4	2	4	2	4	0
ST – BY	4 (D18, D19a)	4 (DC5I, DC6I)	4	4	4	4	0	2	0
MV – ST	4 (D19b, D20)		2	2	2	2	0	0	0
<b>Summe</b>	<b>30</b>	<b>12</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>0</b>

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

## 7.3 Netzentgeltkomponenten im Detail

**Tabelle 27: Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien MG, MG<sub>EE&RD</sub>, MG<sub>EE&EM&RD</sub>, MG<sub>EE</sub>, FB, FB<sub>EM</sub>, FB<sub>EE</sub>, FB<sub>EE&EM</sub>**

Kosten in [Mio. €]	MG	MG <sub>EE&amp;RD</sub>	MG <sub>EE</sub>	MG <sub>EE&amp;EM&amp;RD</sub>	FB	FB <sub>EM</sub>	FB <sub>EE</sub>	FB <sub>EE&amp;EM</sub>
Existierendes Netz	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0
Neues Netz	1.400,7	884,7	1.319,5	838,3	838,3	523,2	89,4	89,4
Redispatch	9,8	37,1	3,5	25,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Zuschaltbare Last	26,9	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abschaltbare Last	0,0	0,7	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Engpass DE	0,0	0,0	0,0	0,0	-1.555,9	-1.239,3	-622,1	-391,8
Engpass INT	-134,5	-51,1	-135,1	-50,9	-2,0	0,0	-2,3	0,0
<b>Summe</b>	<b>3.302,9</b>	<b>2.871,4</b>	<b>3.191,8</b>	<b>2.815,2</b>	<b>1.280,4</b>	<b>1.283,9</b>	<b>1.465,0</b>	<b>1.697,6</b>

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

**Tabelle 28: Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien  $MG_{P2G}$ ,  $MG_{WPP}$ ,  $MG_{KWK}$ ,  $MG_{EV}$ ,  $FB_{P2G}$ ,  $MG_{ALL}$ ,  $FB_{ALL}$**

Kosten in [Mio. €]	$MG_{P2G}$	$MG_{WPP}$	$MG_{KWK}$	$MG_{EV}$	$FB_{P2G}$	$MG_{ALL}$	$FB_{ALL}$
Existierendes Netz	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0
Neues Netz	1.319,5	1.400,7	1.273,2	1.400,7	297,8	650,7	0,0
Redispatch	6,0	8,1	6,8	10,0	0,0	33,6	0,0
Zuschaltbare Last	5,2	20,8	28,8	27,8	0,0	0,0	0,0
Abschaltbare Last	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
Engpass DE	0,0	0,0	0,0	0,0	-933,0	0,0	-397,9
Engpass INT	-71,8	-134,5	-134,5	-129,9	0,0	-50,3	0,0
<b>Summe</b>	<b>3.258,9</b>	<b>3.295,1</b>	<b>3.174,2</b>	<b>3.308,6</b>	<b>1.364,9</b>	<b>2.634,2</b>	<b>1.602,1</b>

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

## 8 Bibliografie

**50Hertz (2015).** *Netzbelastung in der Regelzone.* URL <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung> (abgerufen am 20.04.2016).

**Agora Energiewende (2012).** *Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012.* URL [https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studie\\_Kritische\\_Wuerdigung\\_des\\_Netzentwicklungsplanes\\_2012\\_August\\_2012.pdf](https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studie_Kritische_Wuerdigung_des_Netzentwicklungsplanes_2012_August_2012.pdf) (abgerufen am 30.05.2016).

**Agora Energiewende (2015).** *Current and Future Cost of Photovoltaics.* URL [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV\\_Cost\\_2050/Agora\\_Energiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV_Cost_2050/Agora_Energiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf) (abgerufen am 17.06.2016).

**Amprion (2015).** *Das 380/220 kV-Netz der Amprion GmbH.* URL <http://www.amprion.net/das-380-220-kv-netz> (abgerufen am 20.04.2015).

**BDEW (2015).** *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015).* URL [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EB-C1257B0A003EE8B8/\\$file/Foliensatz\\_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013\\_31.01.2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EB-C1257B0A003EE8B8/$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf) (abgerufen am 10.05.2016).

**BEE (2013).** *Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014.* Berlin.

**BET (2015).** *Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der Bundesnetzagentur.* URL <http://www.bet-aachen.de/veroeffentlichungen/news/detail-news/artikel/bet-hat-im-auftrag-der-bnetza-den-nep-2024-kritisch-begleitet.html> (abgerufen am 30.05.2016).

**BMVI (2014).** *Räumlich differenzierte Flächen-Potenziale für erneuerbare Energien in Deutschland.* URL [http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL\\_BMVI\\_Online\\_08\\_15.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (abgerufen am 10.05.2016).

**BMWi (2014a).** *Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem.* URL <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/gesetzeskarte.html?gk-regelung=gkRegelungStrategien> (abgerufen am 30.05.2016).

**BMWi (2014b).** *Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode.* URL <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/09/10/punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 21.05.2015).

**BNetzA (2014).** *Szenariorahmen 2025 – Genehmigung.* URL [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen\\_2025\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile) (abgerufen am 30.05.2016).

**BNetzA (2015).** *EEG in Zahlen 2014.* URL [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Erneuerbare\\_Energien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen\\_2014.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuerbare_Energien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=2) (abgerufen am 10.05.2016).

**BWE (2012).** *Potenzial der Windenergienutzung an Land.* URL [https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzungland/bwe\\_potenzialstudie\\_kurzfassung\\_2012-03.pdf](https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzungland/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf) (abgerufen am 10.05.2016).

- Destatis (2014).** *Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung.* Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2016).** *Tabelle 43311-0002 – Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz: Deutschland, Monate, Energieträger.* URL <https://www.govdata.de/daten//details/destatis-service-1353220987> <https://www.govdata.de/daten/-/details/destatis-service1353220987> (abgerufen am 10.05.2016).
- Gerbaulet, C., J. Egerer, P. Oei, J. Paeper, C. von Hirschhausen (2012).** *Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende.* Politikberatung kompakt 69. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.
- Egerer, J., C. Gerbaulet, R. Ihlenburg, F. Kunz, B. Reinhard, C. von Hirschhausen, A. Weber, J. Weibezahn (2014).** *Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling – Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets.* Data Documentation 72. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.
- ENTSO-E (2015).** *Cross-Border Commercial Schedule.* URL [https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static%20content/legacy%20data/legacy%20data2014.html](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/legacy%20data/legacy%20data2014.html) (abgerufen am 25.03.15).
- Grimm, V., G. Zöttl (2013).** *Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition.* Journal of Economics & Management Strategy 22(4), 832–851.
- Grimm, V., G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch (2015a).** *Regionale Preiskomponenten im Strommarkt.* Gutachten im Auftrag der Monopolkommission in Vorbereitung des 71. Sondergutachtens Energie 2015 der Monopolkommission.
- Grimm, V., A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2015b).** *Market- vs. Cost Based Redispatch.* Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg.
- Grimm, V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2016a).** *Transmission and Generation Investment in Electricity Markets: The Effects of Market Splitting and Network Fee Regimes.* European Journal of Operational Research 254 (2), 493 - 509.
- Grimm, V., A. Martin, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2016b).** *On the Long-Run Effects of Market Splitting: Why more Price Zones May Decrease Welfare.* Energy Policy 94, 453 - 467.
- Grimm, V., A. Martin, L. Schewe, M. Schmidt, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2016c).** *Peak-Load Pricing on a Network.* Working Paper. Preprint: [http://www.optimization-online.org/DB\\_FILE/2015/08/5072.pdf](http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2015/08/5072.pdf) (abgerufen am 06.09.2016).
- Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch, G. Zöttl (2016d).** *Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Engpassmanagement: Eine modellbasierte Abschätzung.* Forthcoming, List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik.
- Haucap, J., B. Pagel (2014).** *Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte,* List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 39 (3), 235 - 254.
- Höffler, F., A. Wambach (2013).** *Investment coordination in network industries: the case of electricity grid and electricity generation.* Journal of Regulatory Economics 44(3), 287-307.
- Inderst, R., A. Wambach (2007).** *Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz.* Zeitschrift für Energiewirtschaft 31, 333-342.
- IPCC (2014).** *Climate Change – Synthesis Report* [https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full\\_wcover.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf) (abgerufen am 10.05.2016).

**IWES (2012).** *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windindustrie für die Energiewende.* URL <http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Energiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf> (abgerufen am 10.05.2016).

**Joost, A. (2015).** *Powerland – Hochspannungsleitungen in Deutschland.* URL <http://powerland.bplaced.net/> (abgerufen am 20.04.2015).

**Kießling, F., P. Nefzger, U. Kaintzyk (2001).** *Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung.* Springer-Verlag, Berlin Heidelberg.

**Konstantin, P. (2013).** *Praxisbuch Energiewirtschaft.* Springer-Verlag, Berlin Heidelberg.

**Kunz, F., A. Zerrahn (2013).** *The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany.* DIW Discussion Paper 1298.

**NASA (2016).** *Merra: Modern-era retrospective analysis for research and applications.* URL <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/> (abgerufen am 10.05.2016).

**Öko-Institut, ISI (2015).** *Klimaschutzszenario 2050, Zusammenfassung des 2. Endberichts.* URL <http://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf> (abgerufen am 7.09.2016).

**Prognos (2013).** *Entwicklung von Stromproduktionskosten: Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende.* URL [http://www.prognos.com/uploads/tx\\_atwpubdb/131010\\_Prognos\\_B\\_electric\\_Studie\\_Freiflaechen\\_Solkraftwerke\\_02.pdf](http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_B_electric_Studie_Freiflaechen_Solkraftwerke_02.pdf) (abgerufen am 7.06.2016).

**Prognos, Fichtner (2013).** *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland.* URL [http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/130822\\_Prognos\\_Fichtner\\_Studie\\_Offshore-Wind\\_Lang\\_de.pdf](http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf) (abgerufen am 7.06.2016).

**Ruderer, D., G. Zöttl (2012).** *The Impact of Transmission Pricing in Network Industries.* Cambridge Working Paper in Economics 1230.

**Tennet (2015).** *Statisches Netzmodell* URL <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/statisches-netzmodell/statisches-netzmodell> (abgerufen am 20.04.2015).

**ÜNB (2012).** *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.* Bundesnetzagentur, Bonn.

**ÜNB (2014a).** *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.* Bundesnetzagentur, Bonn.

**ÜNB (2014b).** *Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.* 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenNE TSO GmbH, Stuttgart.

**ÜNB (2015).** *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2014.* URL <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm> (abgerufen am 30.05.2016).

**ÜNB (2016).** *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf.* URL [http://www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/NEP\\_2025\\_2\\_Entwurf\\_Projektsteckbriefe\\_Startnetz.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_2_Entwurf_Projektsteckbriefe_Startnetz.pdf) (abgerufen am 10.05.2016).

**VDE (2014).** *FNN-Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz 2014“.* URL <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/2014/Seiten/m20140106.aspx> (abgerufen am 20.04.2015).



## Impressum

N-ERGIE Aktiengesellschaft  
Unternehmens- und  
Marketingkommunikation  
Am Plärrer 43  
90429 Nürnberg  
Telefon 0911 802-58050  
presse@n-ergie.de

[www.n-ergie.de](http://www.n-ergie.de)

Redaktion N-ERGIE:  
Bianka Rebhan

Konzept, Gestaltung, Realisation & Text:  
Udo Bernstein, Claudia Wieland

Diese Drucksache ist auf umweltfreundliches  
Recyclingmaterial gedruckt.

