

# Der Nutzen des Kapitalstockkonzepts für den Umbau von Energiesystemen

**Petra Ochensberger, Heinz Stigler**

Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation,  
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 (316) 873-7902, [petra.ochensberger@tugraz.at](mailto:petra.ochensberger@tugraz.at),  
[www.iee.tugraz.at](http://www.iee.tugraz.at)

## **Kurzfassung:**

Anlagen zur Elektrizitätsproduktion weisen im Vergleich mit Anlagen anderer Sektoren eine hohe Kapitalintensität und hohe Lebensdauern auf. Deshalb ist es wichtig, dem Vermögen der Elektrizitätswirtschaft besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Dies geschieht durch Berechnung und Darstellung des Kapitalstocks. Der Kapitalstock zeigt in der einfachsten Betrachtung auf, wie das in Anlagegüter investierte Kapital verwendet worden ist. Kapital für Investitionen steht nicht sofort zur Verfügung, da es angespart werden muss, weshalb Investitionen nicht sofort getätigt werden können. Auf die Elektrizitätswirtschaft angewendet bedeutet das, dass der Aufbau des Kraftwerksparks bzw. das „Austauschen“ der bestehenden Produktionstechnologien ausreichend Zeit benötigt, wie schon Marchetti (1977) in seinem Modell zum Substitutionsprozess von Primärenergieträgern aufgezeigt hat. Die Finanzierung der Investitionen in den Kraftwerkspark erfolgt dabei idealerweise durch den Cashflow. Um zukünftige Veränderungen im langlebigen und kapitalintensiven Elektrizitätssystem bestmöglich zu analysieren und deren Auswirkungen darzustellen, sind langfristige Simulationen notwendig. Hierfür ist das Simulationsmodell ATLANTIS bestens geeignet. Die Berechnungen zeigen, dass die Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft in einigen Ländern und Jahren über dem für Investitionen verfügbaren Kapital aus dem Cashflow liegen. Die Abschreibungen zeigen zwischen 2006 und 2040 eine Vervierfachung ihrer Höhe. Da die Abschreibungen zu den Kosten des Kapitalstocks zählen, kann daraus geschlossen werden, dass die finanzielle Belastung resultierend aus Abschreibungen für die Unternehmen zukünftig an Bedeutung gewinnen wird.

**Keywords:** Kapitalstock, Vermögen, Fixkosten, Cashflow, Abschreibungen, ATLANTIS

# 1 Einleitung

Aufgrund der Kapitalintensität und der Langlebigkeit der Anlagen kommt dem Vermögen bzw. dem investierten Kapital in der Elektrizitätswirtschaft eine besondere Bedeutung zu. Anlagen zur Elektrizitätsproduktion weisen im Vergleich mit Anlagen anderer Sektoren viel höhere Lebensdauern auf. Deshalb ist es wichtig, dem Vermögen der Elektrizitätswirtschaft besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Dies geschieht durch Berechnung und Darstellung des Kapitalstocks (Gsoadam, et al., 2016). Das Kapitalstockkonzept hat seinen Ursprung in der Volkswirtschaftslehre und wird für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der europäischen Elektrizitätswirtschaft angewendet.

Die Nutzung alternativer Energieträger ist aktuell ein wichtiges wirtschaftliches, wissenschaftliches und politisches Thema, welches Umwelt-, Wachstums- und Nachhaltigkeitsaspekte einschließt. In den kommenden Jahrzehnten wird im Stromsektor und im gesamten Energiesystem eine tiefgehende Veränderung, welche mit hohen Unsicherheiten verbunden ist, erwartet. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien sind nur zwei Beispiele für aktuelle Entwicklungen der Energie- und Elektrizitätswirtschaft. Je besser diese zukünftige Veränderung verstanden wird, desto gezielter kann die Energie- und Elektrizitätswirtschaft Maßnahmen für einen erfolgreichen Transformationsprozess einleiten. Um zukünftige Veränderungen im langlebigen und kapitalintensiven Elektrizitätssystem bestmöglich zu analysieren und deren Auswirkungen darzustellen, ist ein Simulationsmodell notwendig, welches die Gesamtheit der Elektrizitätswirtschaft mit all seinen Akteuren und wirtschaftlichen Modellen abbildet. Das Simulationsmodell ATLANTIS, welches am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entwickelt wurde, ist hierfür bestens geeignet. ATLANTIS wird verwendet, um die Kapitalstockberechnungen durchzuführen und die zukünftige Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft zu analysieren. Details zum Modell und zur Funktionsweise folgen in Kapitel 2.

## 1.1 Der Kapitalstock

Der Kapitalstock umfasst alle nicht finanziellen reproduzierbaren Anlagegüter. Der Kapitalstock zeigt in der einfachsten Betrachtung auf, wie das in Anlagegüter investierte Kapital verwendet worden ist. Innerhalb der Kapitalstockermittlung wird üblicherweise auf eine Bewertung mit konstanten Wiederbeschaffungswerten zurückgegriffen. Eine Bewertung mit historischen Anschaffungswerten würde gleiche Anlagegüter mit unterschiedlichen Preisen bewerten, obwohl sie sich nur durch das Jahr der Anschaffung voneinander unterscheiden (Schmalwasser & Schidlowski, 2006). Zur Ermittlung des Kapitalstocks gibt es zwei unterschiedliche Ansätze, das Brutto- und das Nettokzept, welche nachfolgend näher erklärt werden (Huber, 2015; Hahn & Schmoranz, 1983):

- Das Bruttokzept beinhaltet den gesamten Neuwert der Anlagegüter. Wertminderungen werden nicht berücksichtigt. Die Idee dieses Konzeptes ist, dass Anlagen während der gesamten Lebensdauer über eine gleichbleibende Produktionskapazität verfügen. Der Bruttokapitalstock nimmt nur ab, wenn Anlagen aus dem Produktionsprozess komplett ausscheiden (tatsächlicher Anlagenabgang).

- Das Nettokzept zeigt den Zeitwert der Anlagegüter. Wertminderungen werden in Form von Abschreibungen berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Produktionskapazität der Anlagen durch deren Nutzung abnimmt.

Hahn & Schmoranz (1983) zeigten schon früh die Bedeutung des Kapitalstocks im Sektor Energie- und Wasserversorgung auf. Dieser Sektor weist die höchste reale Kapitalausstattung je Arbeitsplatz unter 19 betrachteten Sektoren auf. Viele Kraftwerke weisen sehr lange Lebens- und Nutzungsdauern auf, weshalb dem investierten Kapital eine besonders große Bedeutung zukommt, welche jedoch häufig unterschätzt wird. Politische Entscheidungen wie der Ausbau der erneuerbaren Energien oder Deutschlands Ausstieg aus der Kernenergie beeinflussen die Zusammensetzung den Kapitalstocks maßgeblich. Zur Änderung der Struktur der Stromerzeugung müssen die gesamten bestehenden Produktionskapazitäten (Kraftwerke) „ausgetauscht“ werden, was aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen nicht unumstritten ist. Werden Kraftwerke, die noch nicht am Ende ihrer Lebensdauer sind, ersetzt, scheidet ihr noch vorhandener Kapitalstock komplett aus der Betrachtung aus. Speziell in diesem in langen Zyklen wirtschaftenden Sektor ist es notwendig, den Kapitalstock und somit den Neu- und Zeitwert des Kraftwerksparks bestmöglich zu ermitteln.

Der Kapitalstock beinhaltet das gesamte Sachanlagevermögen der Elektrizitätswirtschaft, auf Basis dessen die fixen Kosten (Abschreibungen und Zinsen) der Kraftwerke berechnet werden. Die neoklassische Theorie analysiert Marktgleichgewichte von Angebot und Nachfrage basierend auf dem Marginalprinzip unter Berücksichtigung der Grenzkosten. Im preisbildenden Gleichgewicht entsprechen die Grenzkosten den Durchschnittskosten (Summe aus variablen und fixen Kosten dividiert durch Produktionsmenge), womit die Durchschnittskosten am geringsten ausfallen und ein Minimum erlangen. Ein gewinnmaximierendes Unternehmen produziert dahingehend genau jene optimale Menge eines Gutes, bei der genau dieser Fall eintritt. Um diese Produktionsmenge zu bestimmen, ist somit eine möglichst genaue Kenntnis der Gesamtkosten und somit der fixen Kosten notwendig, welche durch die Berechnung des unternehmensspezifischen Kapitalstocks ermöglicht wird.

## 1.2 Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft und der Substitutionsprozess von Primärenergieträgern

Nettoinvestitionen (Bruttoinvestitionen abzüglich Abschreibungen) stellen die Kapitalstockänderung dar. Um Investitionen zu tätigen, muss Kapital vorhanden sein, welches idealerweise aus dem Cashflow stammt. Der Cashflow ist die Differenz zwischen Ein- und Auszahlungen aus laufender Geschäftstätigkeit. Die Berechnung des Cashflows mit der indirekten Kapitalflussrechnung ist in *Abbildung 1* dargestellt. Der operative Cashflow liefert Informationen zur Innenfinanzierung und Liquidität eines Unternehmens und wird idealerweise zur Finanzierung von Anlageinvestitionen oder zur Schuldentilgung verwendet (Wöhe & Döring, 2013).

Kapitalflussrechnung
Ertrag
- Aufwand
Jahresüberschuss/-fehlbetrag
+/- Abschreibungen/Zuschreibungen
+/- Erhöhung/Minderung langfristiger Rückstellungen
Cashflow

Abbildung 1: Schematische Darstellung der indirekten Kapitalflussrechnung (Quelle: Wöhe & Döring, 2013).

Wenn von Investitionen gesprochen wird, ist es wichtig, den volkswirtschaftlichen Kreislauf zu verstehen. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP), ein Maß für die wirtschaftliche Leistung einer Volkswirtschaft, ist die Summe des Einkommens aus wirtschaftlichen Tätigkeiten innerhalb eines bestimmten geographischen Gebietes während einer definierten Zeitspanne. Dies ist in Abbildung 2, welche den volkswirtschaftlichen Kreislauf zeigt, dargestellt. Der private Sektor ist im rechten Teil des volkswirtschaftlichen Kreislaufes abgebildet. Für die Verwendung des Privateinkommens gibt es nur die Alternativen Sparen und Konsumieren. Das Ersparte kann für Investitionen verwendet werden und steht somit nicht für Konsum zur Verfügung (Burda & Wyplosz, 2013).

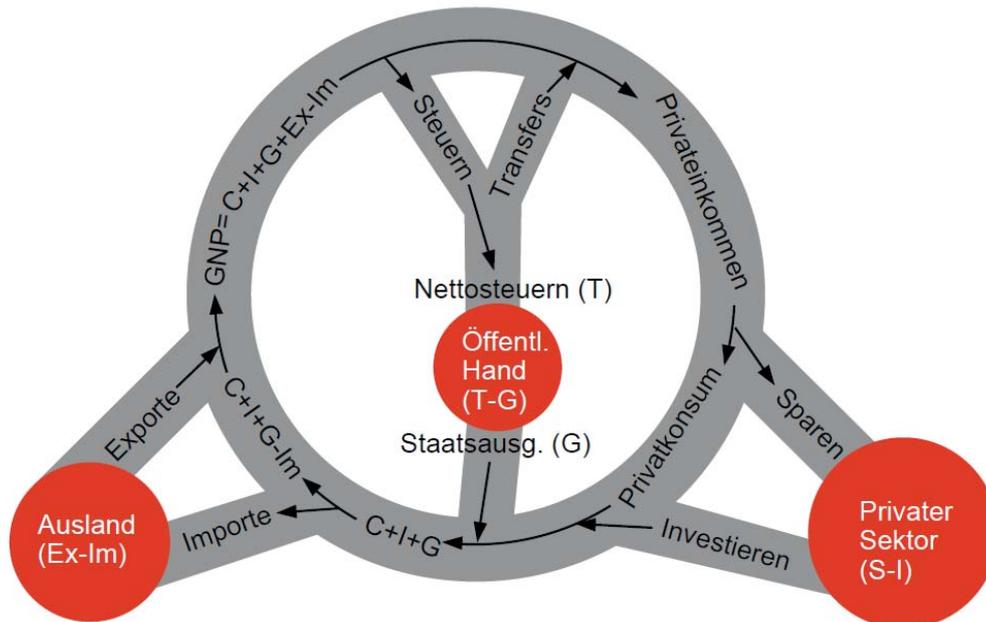


Abbildung 2: Volkswirtschaftlicher Kreislauf (Quelle: Burda & Wyplosz, 2013).

Investitionen wiederum bilden den Kapitalstock. Um Investitionen zu tätigen, muss Kapital vorhanden sein, d.h. es muss angespart werden. Kapital für Investitionen steht üblicherweise nicht sofort zur Verfügung, weshalb Investitionen nicht sofort getätigt werden können. Auf die Elektrizitätswirtschaft angewendet bedeutet das, dass der Aufbau des Kraftwerksparks bzw. das „Austauschen“ der bestehenden Produktionstechnologien ausreichend Zeit benötigt, wie schon Marchetti (1977) in seinem Modell zum Substitutionsprozess von Primärenergieträgern aufgezeigt hat. Um die Entwicklung des weltweiten Primärenergieträgereinsatzes abzubilden, verwendete Marchetti logistische Kurven, welche auf einer Erweiterung des klassischen Fisher-Pry Substitutionsmodells basieren. In diesem erweiterten Modell sind alle Primärenergieträger (Holz, Kohle, Öl, Erdgas und Kernenergie) nichts Anderes als Güter, die auf einem Markt miteinander im Wettbewerb stehen. Darauf aufbauend kann die Nutzung der Primärenergieträger anhand des Marktanteils in Zyklen abgebildet werden. Die Zyklen sind in drei Phasen eingeteilt, eine Wachstums-, Sättigungs- und Rückgangphase, wobei sich immer nur ein Primärenergieträger in der Sättigungsphase befinden kann. Der Marktanteil eines Primärenergieträgers steigt an, während der eines anderen Primärenergieträgers abnimmt, wobei das „first in – first out“-Prinzip angewendet wird. Der neue Primärenergieträger, der in das Energiesystem eintritt und dessen wachsender Marktanteil seine Bedeutung im Energiemarkt erhöht, substituiert den ältesten vorhandenen Primärenergieträger. Der Verwendung des Cashflows für Investitionen folgend, soll der Marktanteil der

Primärenergieträger nur so schnell ansteigen, wie Kapital für Investitionen aus dem Cashflow zur Verfügung steht. Demnach soll auch der Kapitalstock nur so schnell aufgebaut werden, wie die Marktanteile der Primärenergieträger wachsen und Kapital für Investitionen in Form des Cashflows zur Verfügung steht.

Abbildung 3 zeigt Marchetti's Substitutionsmodell. Auf der vertikalen Achse ist der relative Marktanteil (F) logarithmisch dargestellt. Da immer mehrere Primärenergieträger gleichzeitig miteinander konkurrieren, kann kein Energieträger einen Marktanteil von 100 % erreichen. Die Geschichte der Substitution von Primärenergieträgern zeigt, dass eine neue Technologie in etwa 100 Jahre benötigt, um von einem Marktanteil von 1 % auf 50 % zu wachsen (Marchetti, 1977). Berry (1997) weist darauf hin, dass die Zyklen aufgrund der immer wiederkehrenden Muster dabei unterstützen können, herauszufinden, wie die Nutzung der Primärenergieträger in 25 oder 50 Jahren aussehen kann. Dabei soll nicht vergessen werden, dass der Aufbau eines neuen Elektrizitätssystems mit neuen Primärenergieträgern über den Cashflow finanziert werden soll. Da Investitionen Kosten in Form von Abschreibungen und Zinsen verursachen wird somit verhindert, dass der Kapitalstock von zwei Systemen parallel aufgebaut wird und die Kosten für zwei Systeme gleichzeitig getragen werden müssen. Ein Problem entsteht dann, wenn der vorhandene Cashflow nicht mehr ausreicht, um die Investitionen zu finanzieren. Somit muss eine alternative Finanzierung wie z.B. Förderungen gefunden werden.

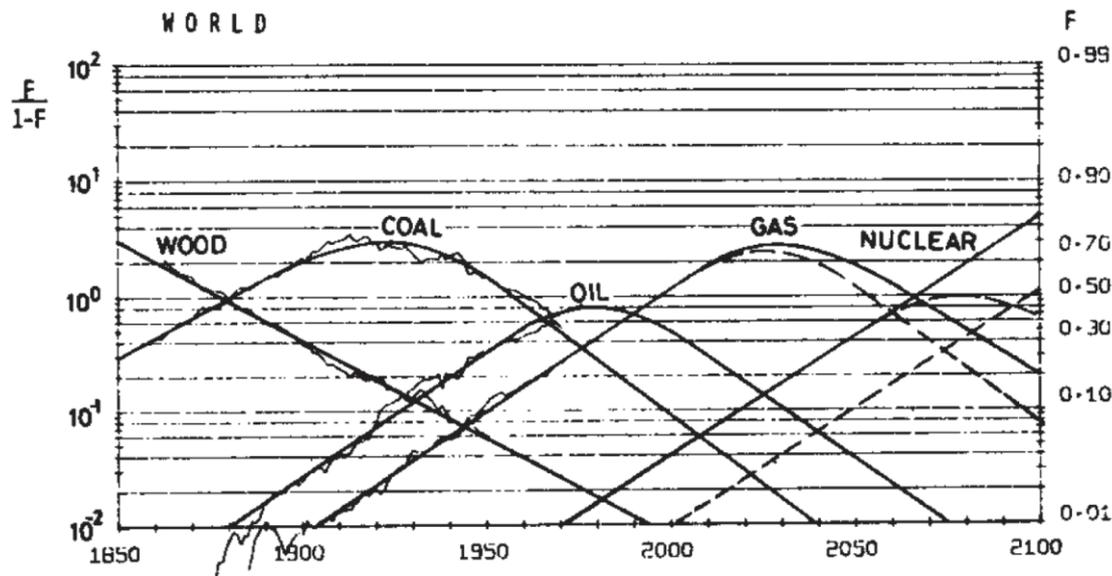


Abbildung 3: Historische und zukünftige Entwicklung der Primärenergieträger weltweit (Quelle: Marchetti, 1977).

Einige Autoren wie Smil (2000) und Devezas et al. (2008) haben die Idee des Modells einige Jahre später wieder aufgegriffen und das Modell mit neuen Daten befüllt. Während Smil der Meinung ist, dass Marchetti's Modell aufgrund des Wechsels von Substitution zu stabilen Anteilen an Primärenergieträgern in den 1980er Jahren nicht mehr aktuell ist, vertreten Devezas et al. die gegenteilige Meinung. Mit wenigen Änderungen, die der aktuellen Entwicklung des Energiesystems entsprechen, sei Marchetti's Modell nach wie vor gültig. Diese Änderungen beinhalten, dass Erdöl und Erdgas nicht als eigenständige Primärenergieträger behandelt werden sollen, sondern als ein gemeinsamer Primärenergieträger (Fluid Fossil Fuels, FFF). Weiters wird Energieeffizienz als neuer Bestandteil des Substitutionsmodells eingeführt, der mit den Primärenergieträgern um Marktanteile kämpft. Zuletzt werden noch die Primärenergieträger Kernenergie und

erneuerbare Energien zusammen gefasst, da viele Projektionen davon ausgehen, dass Kernenergie die in der Vergangenheit gesehenen logistischen Wachstumsraten der älteren Primärenergieträger nicht aufweisen wird. Wenn davon ausgegangen wird, dass die vergangenen Wachstumsraten der anderen Primärenergieträger auch für die zukünftigen Primärenergieträger gelten soll, müssen die erneuerbaren Energien mit der Kernenergie zusammengeführt werden. Devezas et al. folgend macht dies insofern Sinn, weil die Kernenergie wie auch die erneuerbaren Energien in der Nutzung bzw. Stromproduktion keine direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen produziert (Devezas, et al., 2008). Das überarbeitete Modell ist in Abbildung 4 dargestellt.

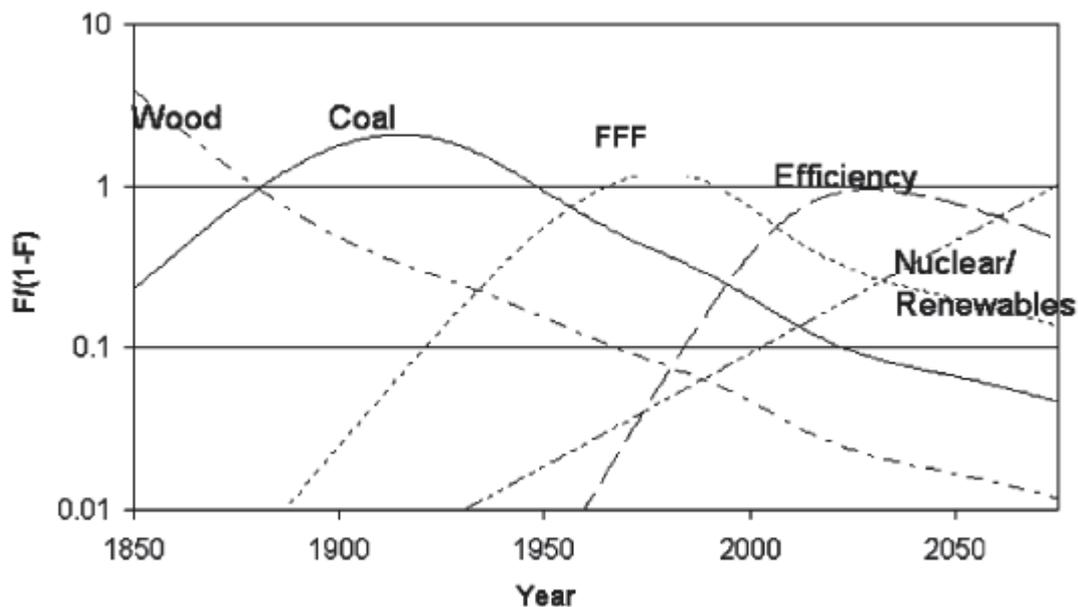


Abbildung 4: Entwicklung der Primärenergieträger historisch und zukünftig (Quelle: Devezas et al., 2008).

### 1.3 Forschungsfragen

Der Wechsel der Primärenergieträger anhand der Nutzungszyklen erfolgte in einem immer wiederkehrenden Muster. Dabei wurde ein bestehender Primärenergieträger durch einen neuen Primärenergieträger ersetzt. Für den Wechsel der Primärenergieträger sind Investitionen notwendig. Da jede Investition mit Fixkosten verbunden ist und Anlagen zur Elektrizitätsproduktion besonders kapitalintensiv und langlebig sind, ist es von besonderer Bedeutung, die Investitionen, welche über den Cashflow finanziert werden, für den Wechsel der Primärenergieträger zu analysieren.

Die vorliegende Studie adressiert die oben diskutierten Themen im Hinblick auf den Umbau von Energiesystemen und beantwortet unter Verwendung des Simulationsmodelles ATLANTIS die folgenden Forschungsfragen:

- Wie entwickelt sich der Brutto- und Nettokapitalstock in den nächsten Jahren?
- Welchen Beitrag leistet der technologiespezifische Kapitalstock zur Stromproduktion?
- Entsprechen die Investitionen der Energieversorgungsunternehmen dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital?

Der vorliegende Beitrag gliedert sich wie folgt: Im nächsten Kapitel wird die Methode rund um das Simulationsmodell ATLANTIS beschrieben, welches verwendet wurde, um die Forschungsfragen zu beantworten. Danach folgen Präsentation und Diskussion (Kapitel 3) der Ergebnisse. Das letzte Kapitel enthält eine Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse sowie Schlussfolgerungen.

## **2 Methode**

Die durchgeführte Untersuchung basiert auf Simulationen mit dem Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS. Nachfolgend erfolgt eine kurze Erklärung des Simulationsmodells in Form einer allgemeinen Modellbeschreibung sowie der Beschreibung des Basisszenarios, auf welchem die Simulationen basieren.

### **2.1 ATLANTIS**

Das techno-ökonomische Modell ATLANTIS bildet die real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft ab und ermöglicht eine gesamtsystemische Untersuchung unterschiedlicher elektrizitätswirtschaftlicher Fragestellungen anhand von frei definierbaren Szenariorahmen. Das komplexe Modell ATLANTIS berücksichtigt neben den physikalischen Gegebenheiten auch die verschiedenen wirtschaftlichen Marktmechanismen in der Elektrizitätswirtschaft und ermöglicht es, sehr realitätsnahe Simulationen durchzuführen (Stigler, et al., 2016; Feichtinger et al., 2016).

Zur Berechnung des Kraftwerkseinsatzes gibt es vier unterschiedliche Optimierungsmodelle (Markt-, Lastfluss- und Handelsmodelle). Je nach Modell werden Handelsrestriktionen zwischen Ländern und/oder Leitungsrestriktionen berücksichtigt. Durch die Verwendung von Kraftwerks-, Leitungs- und Verbrauchsdaten aufgeteilt auf Knoten, wird eine DC-OPF (Direct Current Optimized Power Flow) Lastflussrechnung ermöglicht (Stigler, et al., 2016). Zusätzlich zum Kraftwerkseinsatz sind die resultierenden Kosten der Kraftwerke, die Strombörsenpreise oder die Stromverkaufserlöse der Unternehmen nur einige von vielen Ergebnissen einer Simulation. Weitere Details zum Simulationsablauf und den Modellen sind in Stigler et al. (2016), Nischler (2014) und Feichtinger et al. (2016) zu finden.

#### **2.1.1 Die Unternehmensmodelle**

Am Ende eines jeden simulierten Jahres werden für die in ATLANTIS hinterlegten Energieversorgungsunternehmen Unternehmensmodelle erstellt, die vereinfachte Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen enthalten. Jedem Unternehmen sind Kraftwerke und Endkunden zugeordnet, wobei jedes Unternehmen seine kraftwerksspezifischen Aufwendungen zu decken hat und die damit zusammenhängenden Erträge erwirtschaftet. Die vereinfachten Modelle zum Jahresabschluss werden mit Daten aus den Simulationsergebnissen befüllt (Stigler, et al., 2016).

Die berechneten oder recherchierten und extern vorgegebenen historischen Anschaffungswerte und Wiederbeschaffungswerte sind die Basis für die Kapitalstockberechnung. Berechnet wird der Brutto- und Nettokapitalstock (1) mit historischen Anschaffungswerten und Wiederbeschaffungswerten, (2) mit der ökonomischen Nutzungsdauer und der tatsächlichen

Nutzungslebensdauer der Kraftwerke und (3) mit der linearen und geometrischen Abschreibungsvariante.

Basierend auf den Unternehmensmodellen ist es möglich, den operativen Cashflow unter Verwendung einer vereinfachten indirekten Kapitalflussrechnung (Jahresüberschuss zuzüglich Abschreibungen) zu ermitteln. Der Jahresüberschuss ist innerhalb des Modells definiert als Aufwand, der vom Unternehmen zu erwirtschaften ist und einer angemessenen Verzinsung des Eigenkapitals (Zinssatz 9 %) des Unternehmens entspricht. Das Eigenkapital wird wie auch das Fremdkapital im Startjahr der Simulation extern vorgegeben. Für alle folgenden Jahre berechnet sich das Eigenkapital aus dem Eigenkapital des Vorjahres zuzüglich dem berechneten Bilanzgewinn/-verlust. Der Bilanzgewinn/-verlust wiederum ist definiert als der Jahresüberschuss abzüglich einer auszuschüttenden Dividende. Die Höhe der Dividende ist abhängig von der Höhe des Jahresüberschusses und der Eigenkapitalquote des Unternehmens. Es gilt die Annahme, dass im Modell keine Steuern zu entrichten sind. Abschreibungen erfolgen nur auf den Kraftwerkspark, wobei bestehende und zukünftige Kraftwerke berücksichtigt werden. Die Abschreibungen innerhalb der Unternehmensmodelle werden mit der linearen Abschreibungsvariante und der ökonomischen Nutzungsdauer berechnet.

## 2.2 Basisszenario

Das verwendete Basisszenario baut auf den nationalen Allokationsplänen (NAP) zum Ausbau der erneuerbaren Energien auf. Die NAP wiederum sollen sicherstellen, dass die Energie- und Klimaziele aus dem Jahr 2008 im Jahr 2020 erreicht werden. Die Ziele beinhalten eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 %, eine Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien auf 20 % und eine Erhöhung der Energieeffizienz um 20 %. Wichtig für den Kraftwerkseinsatz sind die Entwicklung der Brennstoffpreise und der CO<sub>2</sub>-Preise. Diese Entwicklungen basieren auf den Annahmen zur Erstellung des Netzentwicklungsplanes 2012 (50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2012). ATLANTIS verfügt über ein eigenes ökonometrisches Brennstoffpreismodell, welches die Abbildung von länderspezifischen Preischarakteristika der Primärenergieträger Öl, Gas, Kohle und Uran ermöglicht. Abbildung 5 zeigt die installierte Engpassleistung der berücksichtigten Länder nach Kraftwerkstechnologie im Basisszenario bis 2040. Es ist ersichtlich, dass der Ausbau der fossilen Elektrizitätsproduktionskapazitäten zukünftig stagniert. Thermische Kraftwerke werden nach der Stilllegung nur teilweise wieder durch neue fossile Kapazitäten ersetzt; der überwiegende Teil der fossilen Kraftwerke geht ersatzlos außer Betrieb. Dem gegenüber steht der starke Ausbau der erneuerbaren Energien zur Erreichung der Klima- und Energieziele. Der Ausbau der erneuerbaren Energien unterscheidet sich je nach Land und den dort vorherrschenden geographischen und klimatischen Bedingungen sehr stark. Der Ausbau der Offshore-Windtechnologie ist in der Nordsee (Belgien, Dänemark, Deutschland, Niederlande) und im Atlantik (Frankreich, Spanien, Portugal) vorteilhaft, während Griechenland beispielsweise ein größeres Potenzial in der Onshore-Technologie aufweist. Für den Ausbau von Photovoltaik und Solarthermie sind die sonnenreichen südlichen Gegenden von Spanien und Portugal in Zukunft von großer Bedeutung. Relativ viel Potenzial für den Ausbau der Wasserkraft gibt es noch in Südosteuropa, z.B. in Bosnien und Herzegowina oder in Rumänien. Abbildung 6 stellt die geographische Verteilung des verwendeten Kraftwerkspark im Jahr 2016 nach Produktionstechnologie dar.

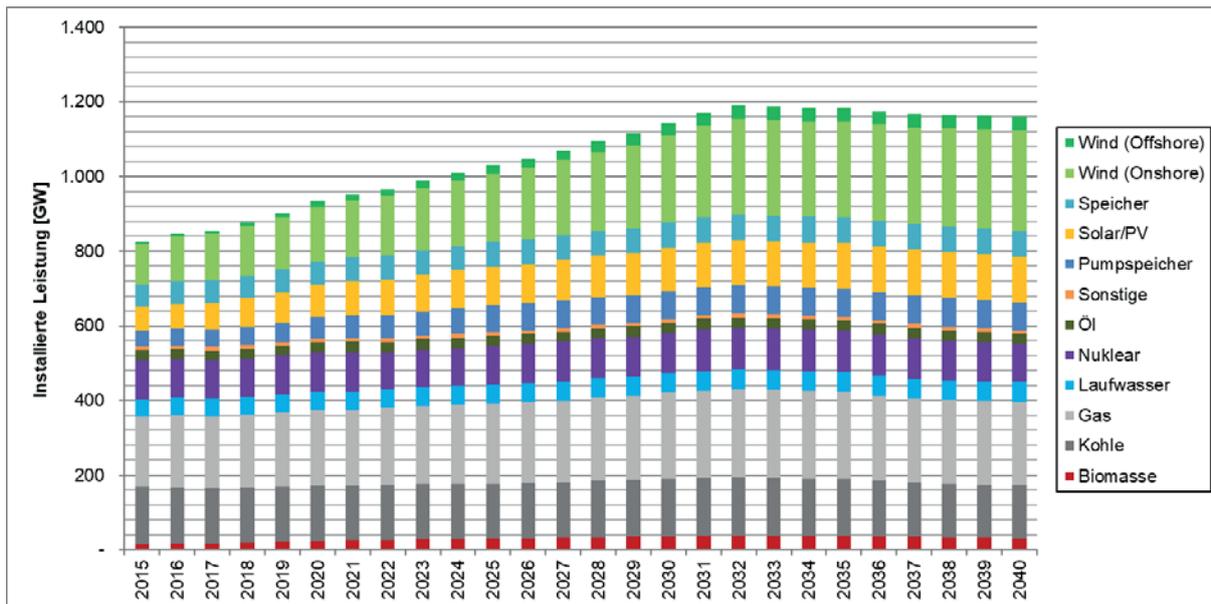


Abbildung 5: Installierte Engpassleistung im Basisszenario bis 2040.

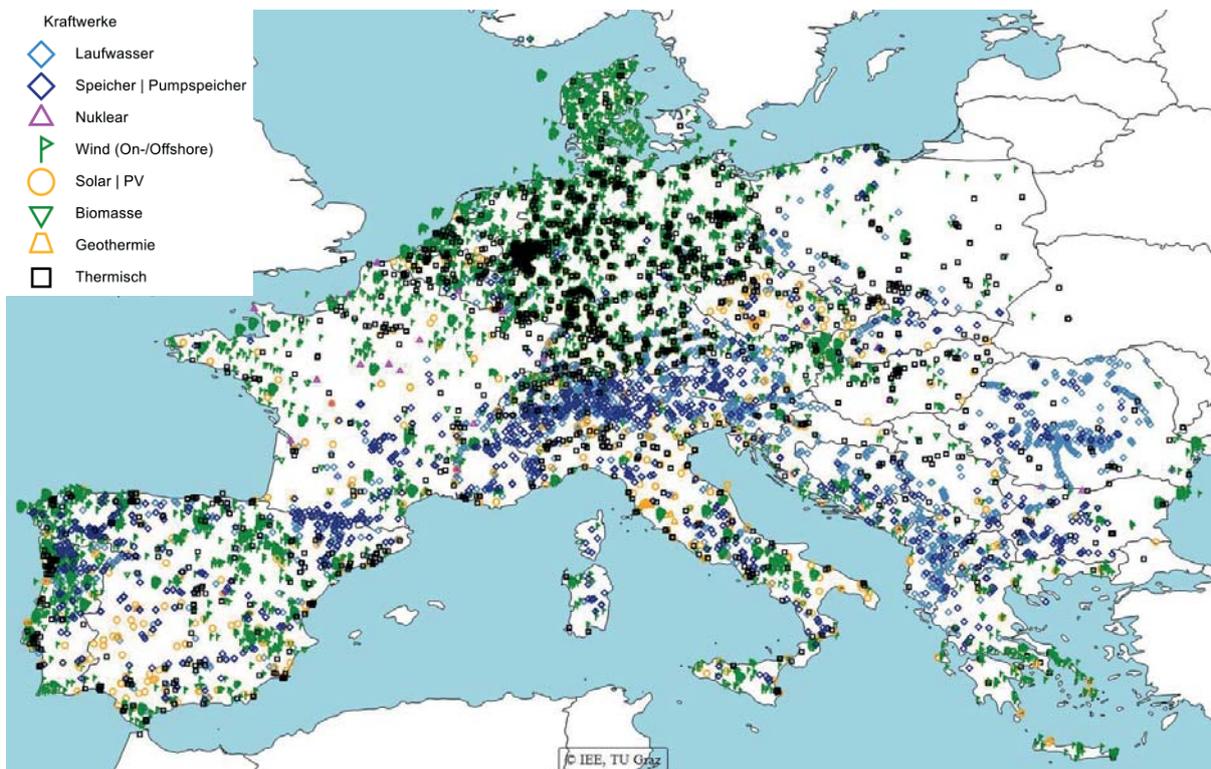


Abbildung 6: In ATLANTIS verwendeter Kraftwerkspark im Jahr 2040.

Das Höchstspannungs-Übertragungsnetz im Basisszenario basiert auf den Daten des TYNDP (Ten Year Network Development Plan) 2012 und teilweise 2014 und ist in Abbildung 7 dargestellt. Die Leitungen werden in ihrer Farbgebung nach Spannungsebene (380 kV, 220 kV, 110 kV) unterschieden. Zusätzlich sind Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen farblich hervorgehoben.

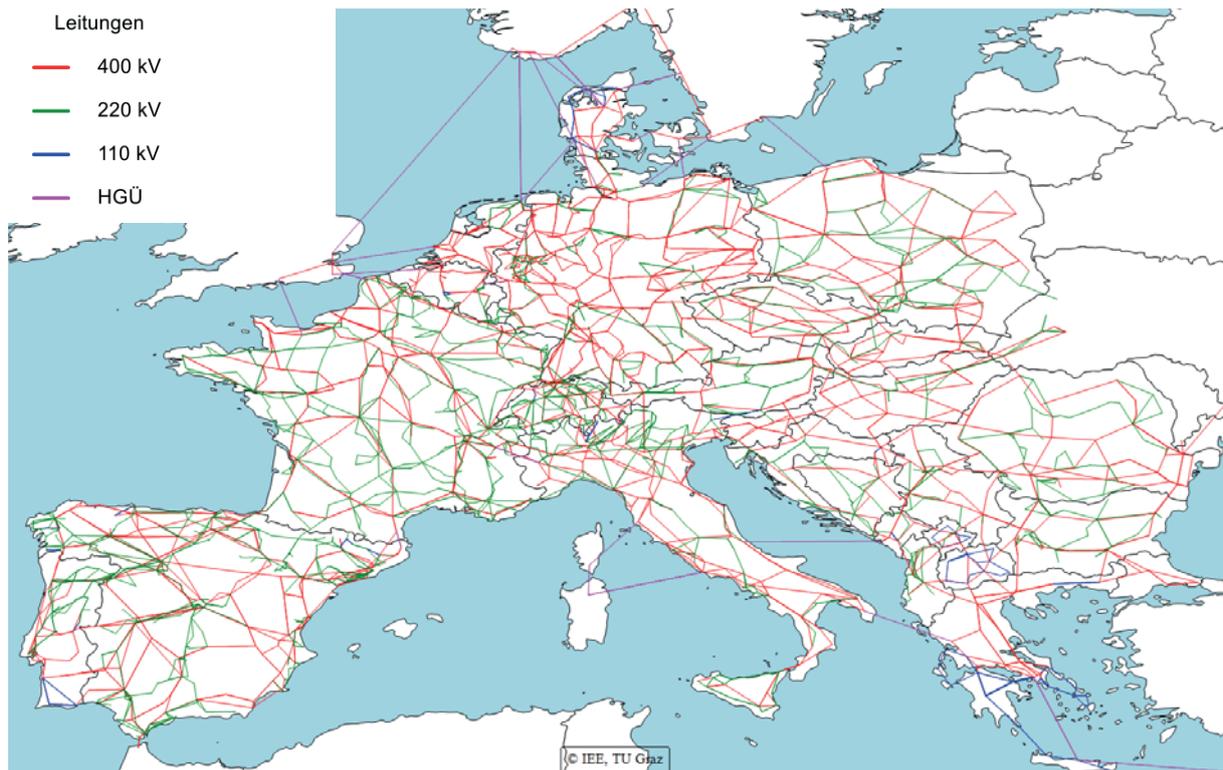


Abbildung 7: Höchstspannungs-Übertragungsnetz im Jahr 2040.

### 3 Ergebnisse und Diskussion

Der Umbau von Energiesystemen hat vielschichtige ökonomische Auswirkungen. Diese werden anhand der Ergebnisse aus den Berechnungen der Simulation analysiert. Die Ergebnisse sind nach den eingangs definierten Forschungsfragen untergliedert und beantworten diese. Der Fokus der Ergebnisse liegt dabei auf dem resultierenden Kapitalstock, der produzierten Energie einer jeden Kraftwerkstechnologie im Verhältnis zum eingesetzten Kapitalstock und einer vergleichenden Darstellung des Cashflows mit den Nettoinvestitionen.

#### 3.1 Der Kapitalstock

Als primäres Simulationsergebnis wird in Abbildung 8 der Bruttokapitalstock aller Produktionskapazitäten dargestellt. Es wird der Neuwert der Anlagegüter von 2015 bis 2040 gezeigt (Wiederbeschaffungswerte). Ergebnisse des Bruttokapitalstocks zu Wiederbeschaffungswerten liefern Anhaltspunkte darüber, in welchem Umfang der Elektrizitätswirtschaft Anlagegüter zur Verfügung stehen. Dabei ist es irrelevant, in welchem Ausmaß diese bereits abgeschrieben sind. Der zukünftig weiterhin starke Ausbau der kapitalintensiven erneuerbaren Energien ist gut zu sehen. Von allen Kraftwerkstechnologien weist die Windkraft mit einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum des Bruttokapitalstocks von 5,6 % (Onshore) und 8,6 % (Offshore) zwischen 2015 und 2040 das höchste Wachstum auf. In der Periode von 2006 bis 2040 weist die Windkraft sogar eine jährliche Wachstumsrate des Bruttokapitalstocks von 7,4 % (Onshore) und 11,5 % (Offshore) auf, wäre aber in dieser Zeitspanne nicht die Kraftwerkstechnologie mit den höchsten Wachstumsraten (Solar/PV mit 12,8 %). Gegen Ende der 2030er Jahre nimmt die Windkraft (On- und Offshore) in etwa 20 % des Bruttokapitalstocks ein.

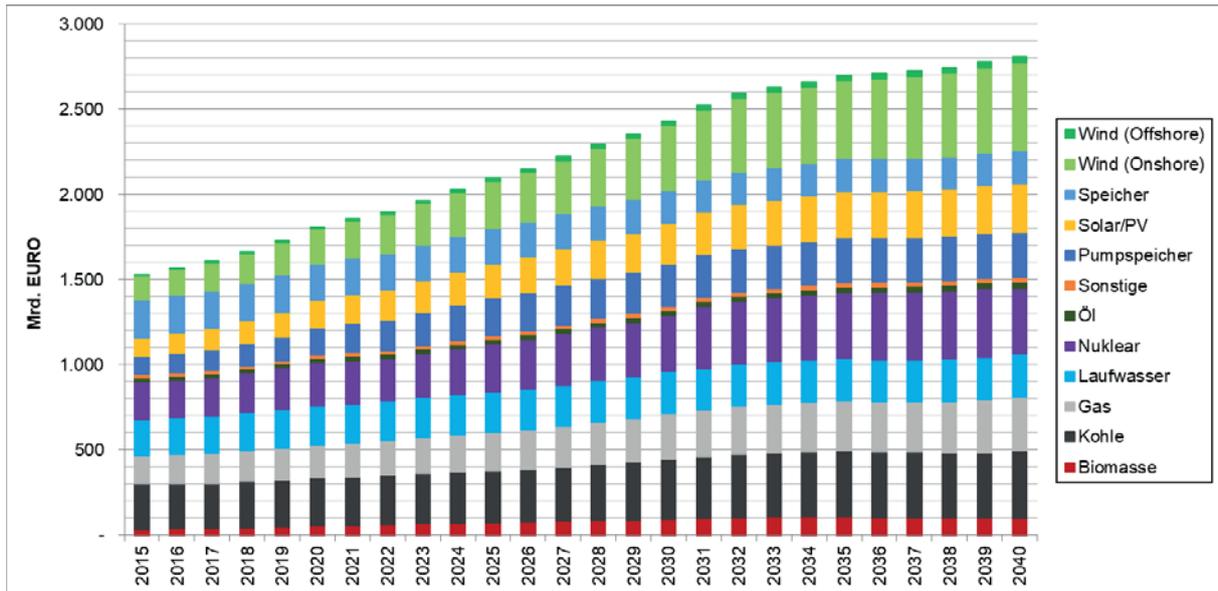


Abbildung 8: Bruttokapitalstock des europäischen Kraftwerksparks zu Wiederbeschaffungspreisen.

Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen den resultierenden Nettokapitalstock aller Produktionskapazitäten. Der Nettokapitalstock bezieht sich auf den Zeitwert der Anlagegüter auf Basis der Wiederbeschaffungswerte im jeweiligen Jahr. Abschreibungen werden mittels der linearen Abschreibungsvariante berechnet. Abbildung 9 wurde unter Verwendung der ökonomischen Nutzungsdauer erstellt. Gut zu sehen ist, dass in den Jahren 2033, 2034 und 2035 der erste große Schwung an Wind- und Photovoltaikanlagen aus buchhalterischer Sicht vollständig abgeschrieben ist und bis zum Ende der Nutzung nur mehr mit dem „Erinnerungseuro“ in den Bilanzen der Unternehmen aufscheint. Diese Anlagen wurden im ersten Jahrzehnt des 21. Jahrhunderts zugebaut. Im Jahr 2015 beträgt der Nettokapitalstock aller Produktionskapazitäten 618 Mrd. Euro. Im Vergleich dazu beträgt der Nettokapitalstock aller Produktionskapazitäten im Jahr 2040 1.068 Mrd. Euro. In 25 Jahren hat sich der Zeitwert des Anlagevermögens fast verdoppelt. Das zeigt, dass in den Jahren dazwischen viele Investitionen getätigt worden sind. Einige Autoren wie Schmalwasser & Schidlowski (2006) zeigen auf, dass die ökonomische Nutzungsdauer aufgrund des Vorsichtsprinzips meist nicht der tatsächlichen Nutzungsdauer der Anlagegüter entspricht. Deshalb wird beispielsweise im Rahmen der Kapitalstockberechnung in Deutschland auf die ökonomische Nutzungsdauer ein Aufschlag von 20 bis 100 % vorgenommen, damit die Nutzungsdauer eher der tatsächlichen Nutzungsdauer entspricht (Schmalwasser & Schidlowski, 2006). Aus diesem Grund ist in Abbildung 10 der Nettokapitalstock unter Berücksichtigung der höheren Nutzungslebensdauer dargestellt. Eine Berechnung mit der höheren Nutzungslebensdauer ergibt entsprechend einen höheren Nettokapitalstock, da die Abschreibungen auf einen längeren Zeitraum aufgeteilt werden. Im Jahr 2015 beträgt der Nettokapitalstock aller Produktionskapazitäten 776 Mrd. Euro. Im Vergleich dazu beträgt der Nettokapitalstock aller Produktionskapazitäten im Jahr 2040 1.321 Mrd. Euro. Damit ist auch in dieser Betrachtungsweise der Zeitwert des Anlagevermögens um über 70 % angestiegen. Die Nutzungsdauern variieren bei einigen Kraftwerkstypen stark (z.B. GuD-Kombikraftwerk: 30 Jahre ökonomische Nutzungsdauer und 40 Jahre Nutzungslebensdauer), es gibt jedoch auch Kraftwerkstypen, bei denen die Nutzungsdauern einander entsprechen (z.B. Photovoltaik: 25 Jahre ökonomische Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer).

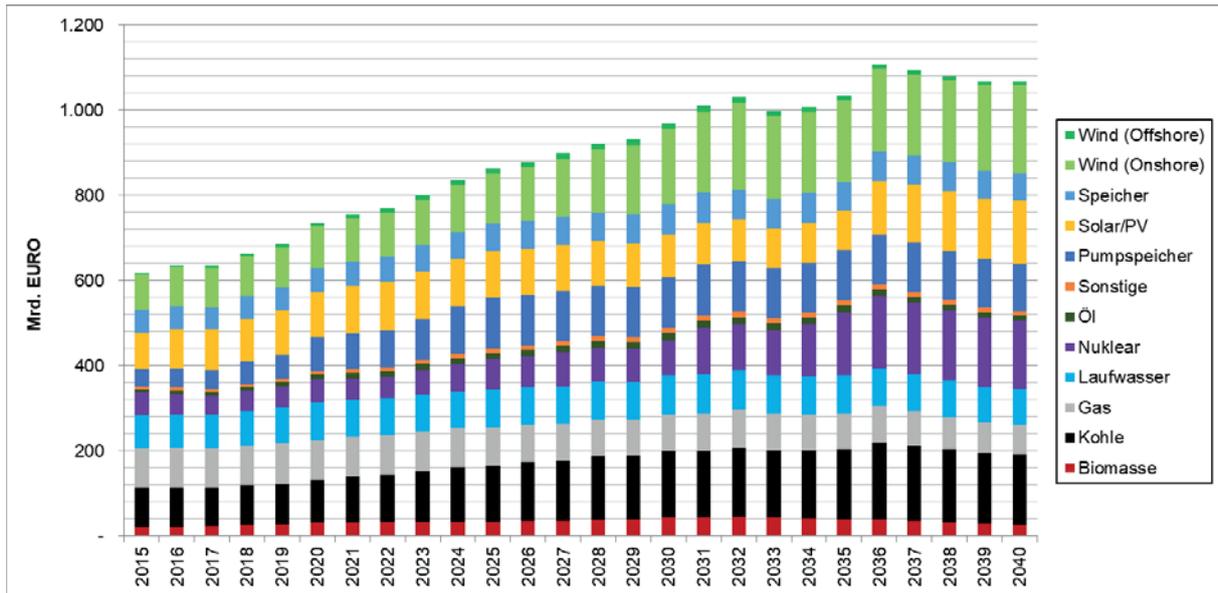


Abbildung 9: Nettokapitalstock des europäischen Kraftwerksparks unter Verwendung der ökonomischen Nutzungsdauer.

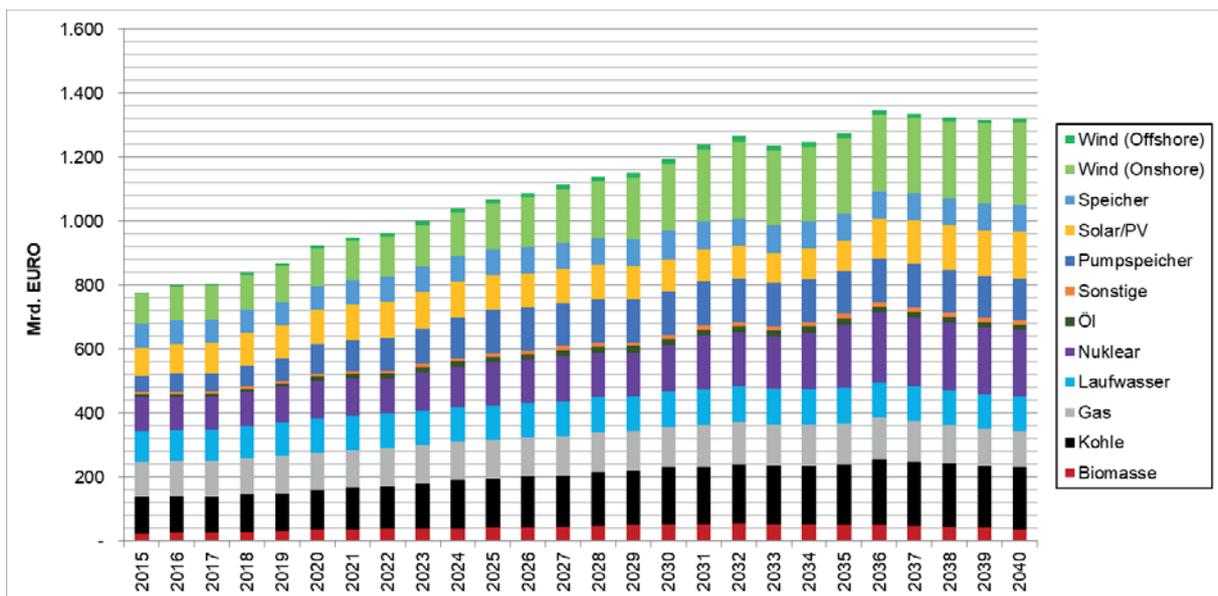
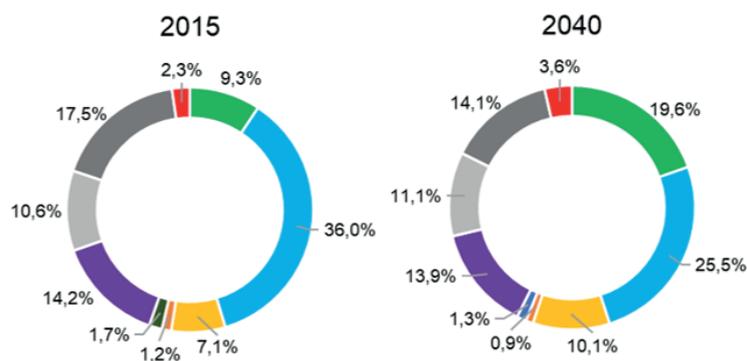


Abbildung 10: Nettokapitalstock des europäischen Kraftwerksparks unter Verwendung der Nutzungsdauer.

Die gütermäßige Zusammensetzung des Bruttokapitalstocks – die Technologiestruktur – ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Technologien wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit gruppiert. Wind beinhaltet Onshore- und Offshore-Anlagen, Wasser besteht aus Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Der Bruttokapitalstock ist unter Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte dargestellt. Die Abschreibungen jedoch basieren auf den historischen Anschaffungswerten und den ökonomischen Nutzungsdauern, um die tatsächliche Höhe der Aufwendungen aus Abschreibungen für die Unternehmen darzustellen. Im Jahr 2015, als die „Energiewende“ schon voll im Gange war und der Ausbau der Erneuerbaren florierte, weist Solar/PV einen Anteil von 26,5 % am Bruttokapitalstock auf. Dieser Anteil bleibt bis ins Jahr 2040 nahezu unverändert (27,1 %). Ein starker Anstieg ist bei der Windkraft zu beobachten, die ihren Anteil von 15,2 % auf 21,2 % um etwa die Hälfte steigern konnte. Einen weiteren großen Posten bei den erneuerbaren Energien bildet die

Wasserkraft, die einen Rückgang des Bruttokapitalstocks verzeichnet. Ihr Anteil sinkt von 20,3 % im Jahr 2015 auf 15,9 % im Jahr 2040. Die Technologiestruktur der Abschreibungen unterscheidet sich deutlich von der des Kapitalstocks. Die Windkraft beispielsweise hat einen wesentlich höheren Anteil, da sie im Vergleich zu anderen Produktionskapazitäten wie der Wasserkraft oder der Kernkraft eine kürzere Nutzungsdauer aufweist und schneller wieder aus dem Bestand ausscheidet. Zu rund drei Viertel setzten sich die elektrizitätswirtschaftlichen Abschreibungen im Jahr 2040 aus Abschreibungen auf erneuerbare Energien zusammen. Unter Einbeziehung des Jahres 2006 lässt sich zeigen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an den gesamten Abschreibungen sich seither mehr als verdoppelt hat.

Bruttokapitalstock zu Wiederbeschaffungspreisen am Jahresende



Abschreibungen auf den Kapitalstock

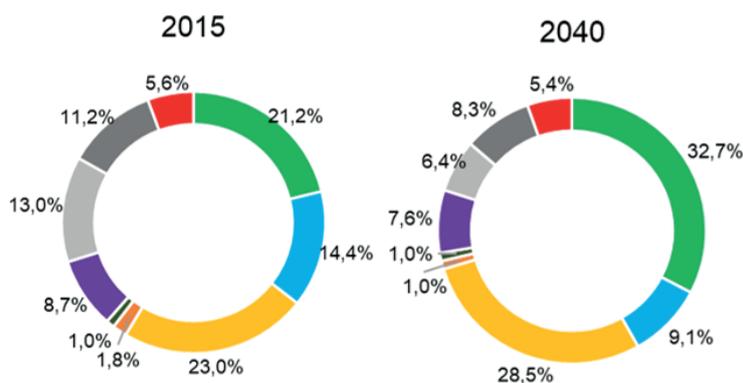


Abbildung 11: Güterstruktur von Bruttokapitalstock und Abschreibungen im Zeitvergleich.

Der enorme Anstieg der Belastung durch Abschreibungen als Fixkosten für Unternehmen ist dem starken Kraftwerkszubau im Bereich der erneuerbaren Energien Solar/PV und Wind zuzuordnen (15,6 % auf 61,2 %). Der Anteil dieser Produktionstechnologien an der gesamten installierten Leistung hat sich von 6,8 % im Jahr 2006 auf 36,9 % im Jahr 2040 mehr als verfünffacht. Bei der Wasserkraft ist auffällig, dass zwar der Bruttokapitalstock einen sehr hohen Anteil einnimmt, die Abschreibungen jedoch einen deutlich niedrigeren Anteil aufweisen. Dies ist aufgrund der langen Lebensdauern der Wasserkraftwerke der Fall. Keine andere Produktionstechnologie weist mit nur äußerst geringen Aufwendungen für Instandhaltungsinvestitionen ähnlich lange Nutzungsdauern – in einzelnen Fällen bis 100 Jahre – auf. Die hohen Belastungen durch die Erstinvestition eines Wasserkraftwerks wird

über die Abschreibung als laufender Aufwand durch die lange Lebensdauer über viele Jahre aufgeteilt, während das bei anderen Kraftwerkstechnologien mit geringen Lebensdauern nicht der Fall ist. In Abbildung 12 ist die Struktur der Abschreibungen von 2006 bis 2040 dargestellt. Um die tatsächliche Belastung der Unternehmen abzubilden, sind die Abschreibungen vom historischen Anschaffungswert mit der linearen Abschreibungsvariante und der wirtschaftlichen Nutzungsdauer berechnet. Der größte Teil der Abschreibungen entfällt auf Abschreibungen für erneuerbare Energien, die speziell ab 2010 ein großes Wachstum aufweisen. Der Wert der Abschreibungen hat sich von 15,9 Mrd. Euro im Jahr 2006 auf 31,9 Mrd. Euro im Jahr 2015 und auf 68,8 Mrd. Euro im Jahr 2040 erhöht.

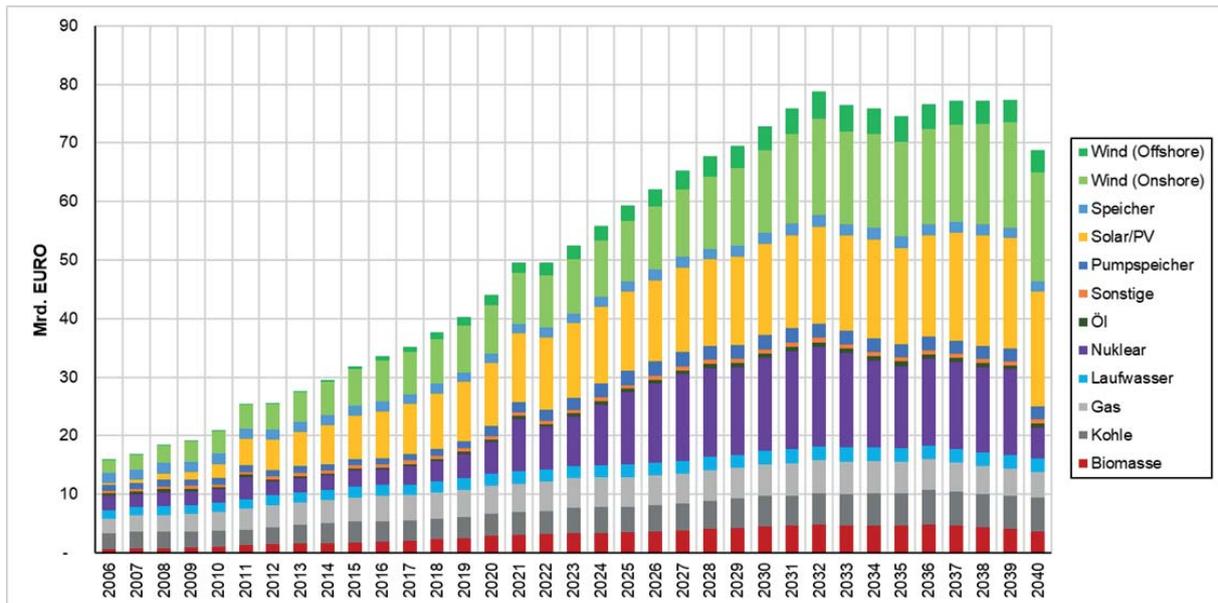


Abbildung 12: Abschreibungen vom historischen Anschaffungswert.

### 3.2 Die produzierte Energie und der Kapitalstock

Ein weiteres wesentliches Ergebnis besteht aus einem Vergleich der produzierten Energie mit dem Kapitalstock. Der Anteil der Produktionstechnologien an der gesamt produzierten Energie ist in Abbildung 13 dargestellt. Für den dazugehörigen Kapitalstock wird auf Abbildung 14 verwiesen. Die Technologien Wind und Wasser sind wieder gruppiert dargestellt. Im Wesentlichen ist in Abbildung 13 zu erkennen, dass die produzierte Energie aus fossilen Kraftwerken (hauptsächlich Kohle und Gas) leicht abnimmt, während die produzierte Energie aus erneuerbaren Energien insbesondere aus Windenergie deutlich zunimmt. Im Jahr 2040 beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion schon rund 40 %.

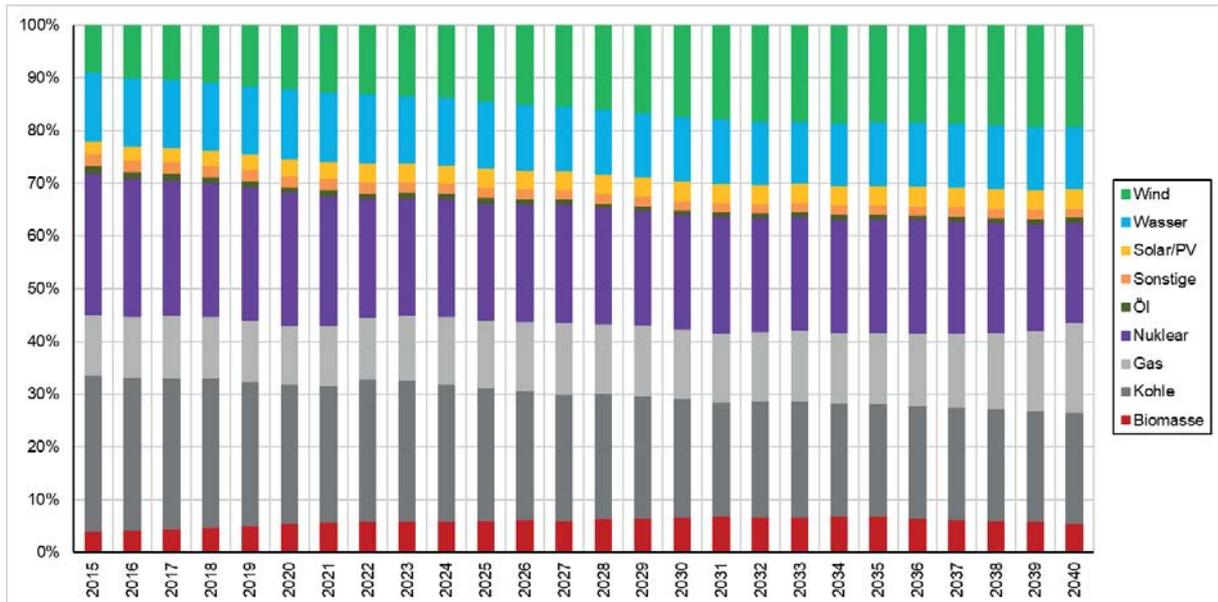


Abbildung 13: Anteile der produzierten Energie nach Produktionstechnologie.

Im direkten Vergleich der produzierten Energie mit dem Kapitalstock ist sehr gut zu erkennen, dass Photovoltaik das schlechteste Verhältnis aller Technologien aufweist. Das eingesetzte Kapital bzw. die Investitionen sind in Bezug auf die produzierte Energie sehr hoch. Weiters zeigt sich, dass sich der Nettokapitalstock und die produzierte Energie aus Windenergie die Waage halten. Ab 2030 beträgt der Anteil des Nettokapitalstocks aus Windenergie sowie die produzierte Energie in etwa 20 %. Der Anteil der Wasserkraft an der produzierten Energie (13 % im Jahr 2015 und 11,8 % im Jahr 2040) bleibt wie auch der dazugehörige Kapitalstock (27,7 % im Jahr 2015 und 24,5 % im Jahr 2040) in etwa gleich. Für die Wasserkraft ist insbesondere zu erwähnen, dass diese Technologie die höchsten Nutzungslebensdauern aufweist und somit von allen Technologien am längsten für die Elektrizitätsproduktion zur Verfügung steht.

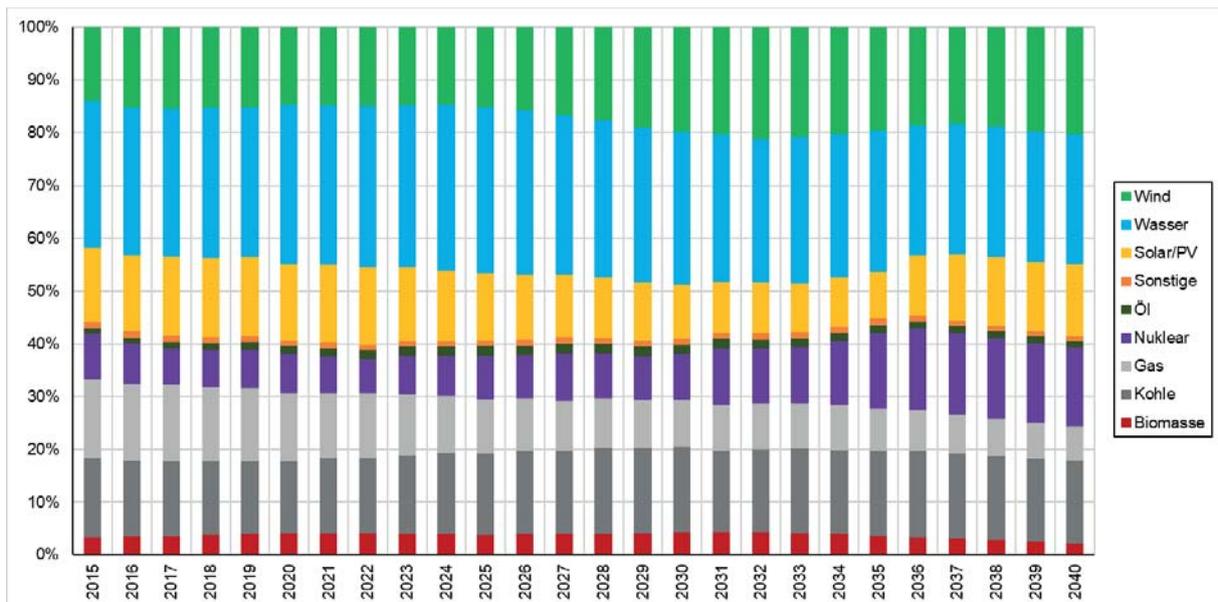


Abbildung 14: Der Anteil der Produktionstechnologien am Nettokapitalstock zu Wiederbeschaffungspreisen.

### 3.3 Der Cashflow und die Nettoinvestitionen

In ATLANTIS kann anhand der Unternehmensmodelle der Cashflow über eine vereinfachte indirekte Kapitalflussrechnung ermittelt werden. Abbildung 15 zeigt den Cashflow, der sich aus dem Jahresüberschuss und den Abschreibungen als unbaren Aufwendungen zusammensetzt und die Nettoinvestitionen eines jeden Jahres in den jeweiligen Preisen. Es wird darauf hingewiesen, dass der Jahresüberschuss in dieser Darstellung nicht dem tatsächlichen Jahresüberschuss der Unternehmen entspricht, sondern eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals darstellt, wie schon in Kapitel 2.1.1 erklärt.

Anlagegüter in der Elektrizitätswirtschaft verfügen über sehr hohe Nutzungsdauern. Zwischen der Erstinvestition und einer möglichen Ersatzinvestition vergehen in den meisten Fällen Jahrzehnte. Innerhalb dieser langen Zeitspanne kommt es aufgrund der Inflation zu nominellen Preisanstiegen. Deshalb ist es in einer langlebigen Branche nicht möglich, Ersatzinvestitionen nur aus den Abschreibungen zu finanzieren. Nur in wenigen Jahren (2033, 2037, 2038, 2039) sind die Abschreibungen berechnet mit der linearen Abschreibungsvariante, basierend auf den historischen Anschaffungswerten und der wirtschaftlichen Nutzungsdauer ausreichend, um die Nettoinvestitionen zu finanzieren. Die Abschreibungen sind aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen meist viel zu gering, um adäquate Ersatzinvestitionen zu gewährleisten, wie aus Abbildung 15 ersichtlich ist. Deshalb ist es unbedingt notwendig, einen Teil des Jahresüberschusses nicht auszuschütten, sondern im Unternehmen zu belassen und für die Finanzierung von kapitalintensiven Investitionen in den Kraftwerkspark zu verwenden.

Gut zu erkennen ist, dass hohe bzw. niedrige Nettoinvestitionen nicht notwendigerweise mit einem hohen bzw. niedrigen Zuwachs der installierten Leistung einhergeht. Dies ist u.a. dadurch begründet, dass beispielsweise Wasserkraftwerke kapitalintensiver als konventionelle Kraftwerke sind oder Photovoltaikanlagen zwar kapitalintensiv sind, ihre installierte Leistung aber meist nur eher gering ist.

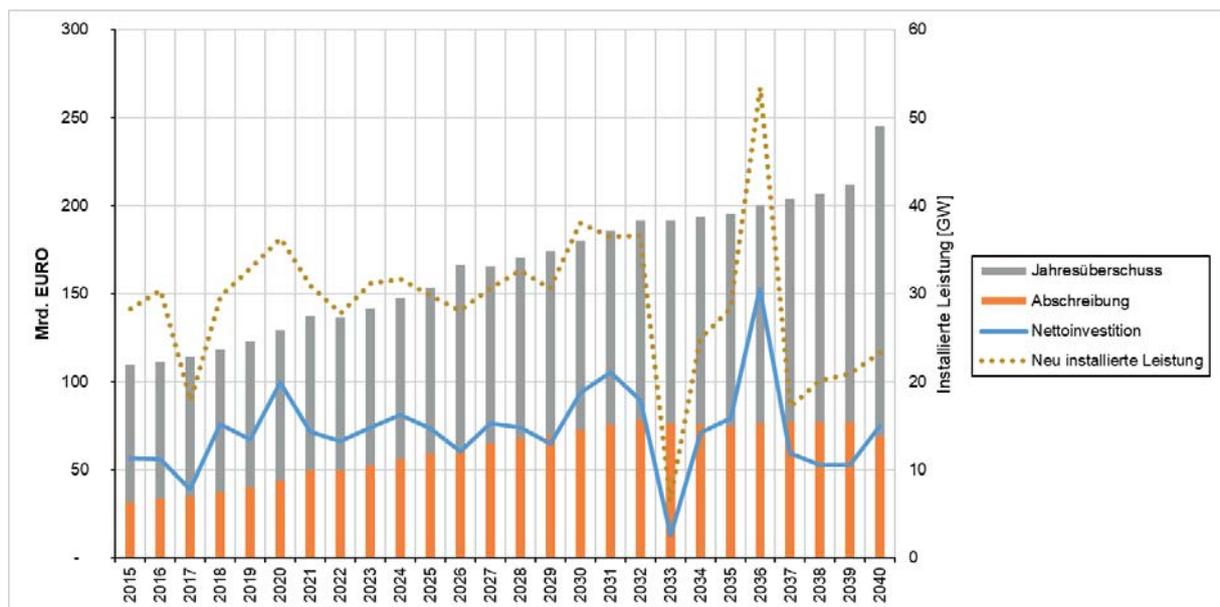


Abbildung 15: Jährliche Nettoinvestitionen in den europäischen Kraftwerkspark verglichen mit den Abschreibungen und dem Jahresüberschuss.

Die jährlich neu installierte Leistung sowie die jährlichen Nettoinvestitionen werden noch übersichtlicher nach Technologie aufgeteilt dargestellt. Die installierte Leistung ist in Abbildung

16 abgebildet, die Nettoinvestitionen in Abbildung 17. Für die erneuerbaren Energien ist gut zu sehen, dass das Verhältnis von installierter Leistung zu Nettoinvestition bei der Windenergie besser aussieht, als bei Photovoltaik. Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn der Nettokapitalstock mit der produzierten Energie verglichen wird, wie in Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellt.

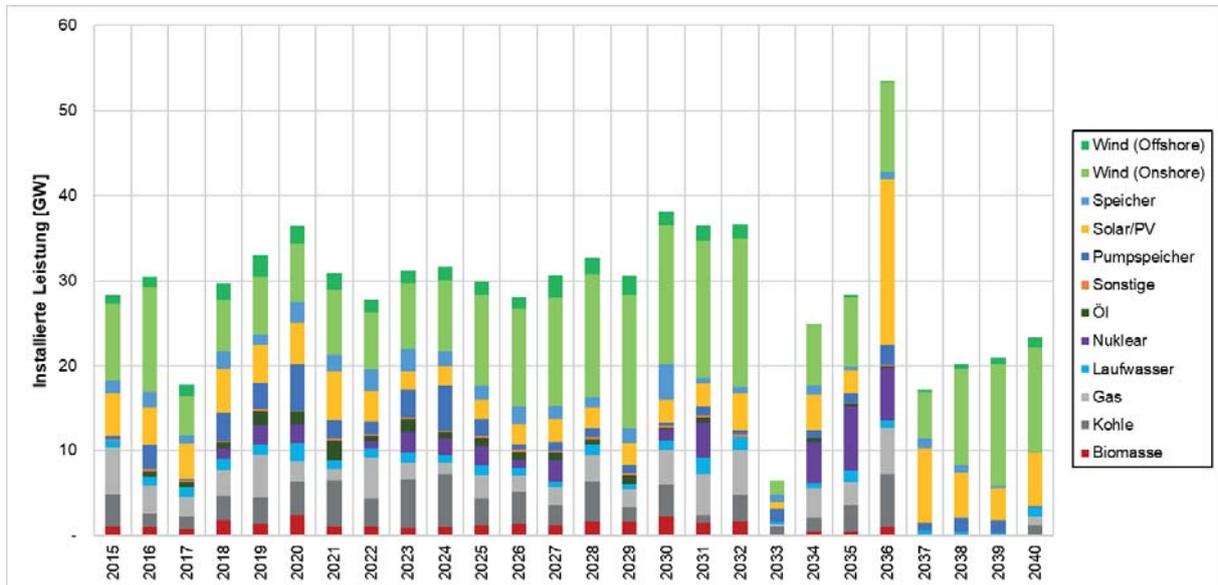


Abbildung 16: Jährlich neu installierte Leistung.

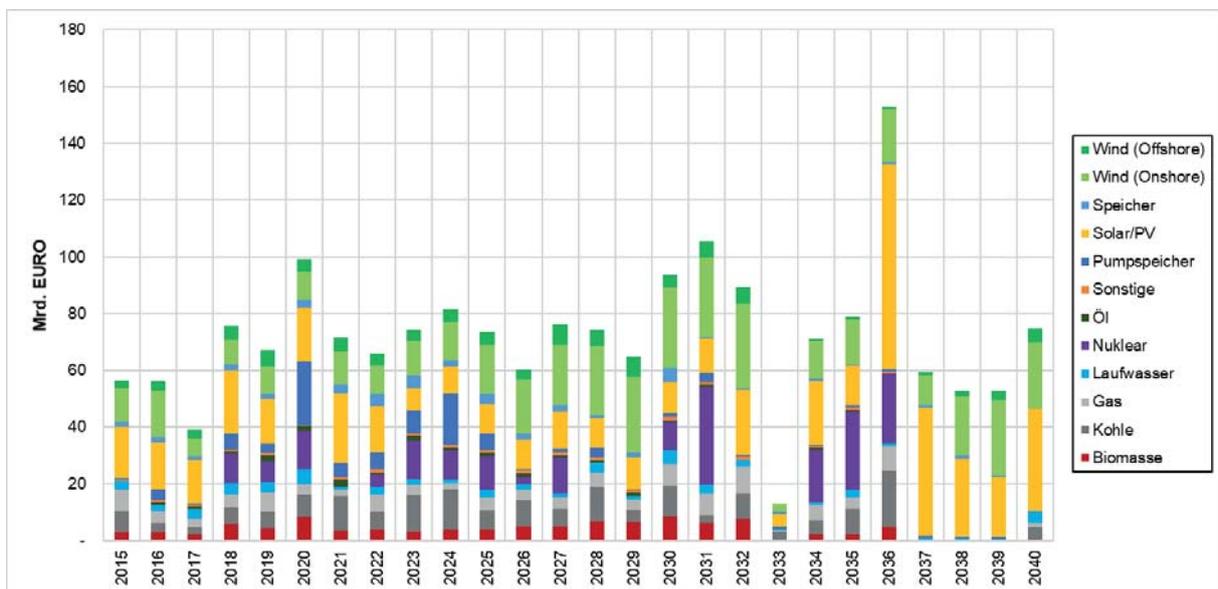


Abbildung 17: Jährliche Nettoinvestitionen zu jeweiligen Preisen in den Kraftwerkspark der betrachteten Länder.

## 4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Da die betrachteten Länder alle einen sehr unterschiedlichen Kraftwerkspark aufweisen (Wasserkraft in der Schweiz und in Österreich, Kernkraft in Frankreich, Windkraft in Dänemark, etc.) ist Vorsicht geboten, wenn die hier gezeigten aggregierten kontinentaleuropäischen Ergebnisse auf einzelne Länder bezogen werden sollen.

Die im Zuge dieser Untersuchung durchgeführten langfristigen Simulationen des kontinentaleuropäischen Elektrizitätssystems mit dem Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS beinhalten als zentrales Ergebnis den Kapitalstock. Die Betrachtung des zukünftigen Kapitalstocks zeigt sehr deutlich den weiterhin starken Ausbau der erneuerbaren Energien. Beim zukünftigen Ausbau des Elektrizitätssystems sollen die Erkenntnisse von Marchetti (1994) berücksichtigt werden. Demnach soll eine neue Produktionstechnologie nur so schnell ausgebaut werden, wie eine bestehende Produktionstechnologie durch Nutzung und Alterung aus dem System ausscheidet. Finanziert werden soll der Ausbau dabei mit dem Cashflow. Jede Investition in neue Kraftwerkskapazität verursacht Fixkosten in Form von Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen. Diese Fixkosten müssen bezahlt werden – wird zu viel Kraftwerkskapazität zugebaut oder Kapazität, die gar nicht benötigt wird, entstehen zusätzliche monetäre Belastungen.

Die Abschreibungen zeigen zwischen 2006 und 2040 eine Vervierfachung ihrer Höhe. Da die Abschreibungen zu den Kosten des Kapitalstocks zählen, kann daraus geschlossen werden, dass die finanzielle Belastung resultierend aus Abschreibungen für die Unternehmen zukünftig an Bedeutung gewinnen wird.

Interessant ist eine Verbindung des berechneten Kapitalstocks mit der produzierten Energie. Hierbei wird der Wert des Kapitalstocks mit dem Nutzen desselbigen kombiniert. Diese Betrachtung zeigt, dass in einer gesamteuropäischen Betrachtung Photovoltaik von allen Technologien das schlechteste Verhältnis aufweist. Bei einer detaillierteren Betrachtung der einzelnen Länder zeigt sich, dass Photovoltaik in südlichen Ländern wie z.B. Spanien ein besseres Verhältnis aufweist. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass der Ausbau von Photovoltaik in den südlichen europäischen Ländern mit sonnenreichen Gegenden vorteilhafter ist, als in Mittel- und Nordeuropa.

Anhand der Simulation konnte der Cashflow mit den Nettoinvestitionen verglichen werden. Es zeigt sich besonders deutlich, dass die Abschreibungen auf Basis der historischen Anschaffungswerte nicht ausreichen, um adäquate Ersatzinvestitionen zu tätigen. In der gesamteuropäischen Betrachtung finden sich nur wenige Jahre, in denen die Nettoinvestitionen alleine durch die Beträge aus den Abschreibungen gedeckt werden können. Diese Aussage wird umso bedeutender, je langlebiger und kapitalintensiver die Anlagen sind. Gasturbinen-Kraftwerke mit niedrigen Investitionsausgaben und niedrigen Nutzungsdauern weisen im Vergleich zu langlebigen und kapitalintensiven Wasserkraftwerken ein anderes Verhältnis zwischen dem historischen Anschaffungswert und dem Wiederbeschaffungswert auf.

Abschließend wird nochmals darauf hingewiesen, dass die Kenntnis des Kapitalstocks von großer Bedeutung für die Ermittlung der fixen Kosten eines Unternehmens ist. Diese werden benötigt, um die optimale Produktionsmenge eines gewinnmaximierenden Unternehmens zu berechnen. Aufgrund der kapitalintensiveren erneuerbaren Energien, die in Zukunft zugebaut werden sollen, werden die Fixkosten für die Unternehmen zukünftig ansteigen. Nur durch genaue Kenntnis der zukünftigen Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft ist es für die Unternehmen möglich, ihr Handeln möglichst langfristig auszurichten und kosten- und zeitintensive Fehler in der Planung zu vermeiden.

## 5 Literaturverzeichnis

- 50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2012. *Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. überarbeiteter Entwurf*. [Online] Available at: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep\\_2012\\_2\\_entwurf\\_teil\\_1\\_kap\\_1\\_bis\\_8.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf) [Zugriff am 7 Dezember 2017].
- Berry, B., 1997. Long waves and geography in the 21st century. *Futures*, 29 (4-5), pp. 301-310.
- Burda, M. & Wyplosz, C., 2013. *Macroeconomics: A European Text*. 6 Hrsg. Oxford: Oxford University Press.
- Devezas, T., LePoire, D., J, M. & Silva, A., 2008. Energy scenarios: Toward a new energy paradigm. *Futures* 40, pp. 1-16.
- Feichtinger, G., Bachhiesl, U., Gsodam, P. & Stigler, H., 2016. *Die Kosten der NTC-Konzeption für Europa*. Graz, 14. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz.
- Gsodam, P., Feichtinger, G. & Stigler, H., 2016. Ansätze zur Ermittlung des Kapitalstocks der europäischen Elektrizitätswirtschaft. In: *14. Symposium Energieinnovation: Energie für unser Europa*. Graz: TU Graz Press, pp. 1-17.
- Hahn, F. & Schmoranz, I., 1983. Schätzung des österreichischen Kapitalstocks nach Wirtschaftsbereichen. *Monatsberichte*, Januar, pp. 40-52.
- Huber, E., 2015. Schätzung des Kapitalstocks in der österreichischen VGR: Konzepte, Methoden und Ergebnisse. *Statistische Nachrichten*, Juni, pp. 476-481.
- Marchetti, C., 1977. Primary Energy Substitution Models: On the Interaction between Energy and Society. *Technological forecasting and social change*, 10, pp. 345-356.
- Nischler, G., 2014. *Zukunftsorientierte elektrizitätswirtschaftliche Netzentwicklung*. Technische Universität Graz: Dissertation.
- Schmalwasser, O. & Schidlowski, M., 2006. *Kapitalstockrechnung in Deutschland*, Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Smil, V., 2000. Perils of long-range energy forecasting: reflections on looking far ahead. *Technological Forecasting and Social Change* 65, pp. 251-264.
- Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G. & Feichtinger, G., 2016. ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector. *Central European Journal of Operations Research*, Vol 24, Issue 4, pp. 965-988.
- Wöhe, G. & Döring, U., 2013. *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. München: Verlag Franz Vahlen GmbH.