



Petra Ochensberger, BSc MSc

Der Kapitalstock der europäischen Elektrizitätswirtschaft: Optionen für die zukünftige Transformation

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktorin der Naturwissenschaften

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. Mag. DI Dr. Heinz Stigler
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Em.Univ.-Prof. DI Dr. Stefan Schleicher
Wegener Center für Klima und Globalen Wandel

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

23.08.2018

Datum

Petra Ochsberger

Unterschrift

*Diese Arbeit ist meiner Familie gewidmet,
insbesondere meinem Mann Walter
und meinen Eltern Peter und Hilde.*

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich meinen besonderen Dank nachstehenden Personen entgegenbringen, ohne deren Mithilfe die Anfertigung dieser Dissertation nicht möglich gewesen wäre und welche mich maßgeblich auf meinem Weg begleitet und unterstützt haben.

Mein Dank gilt zuallererst Herrn Univ.-Prof. Mag. DI Dr. Heinz Stigler, welcher mir in zahlreichen wissenschaftlichen Gesprächen mit seiner fachlichen Kompetenz und konstruktiven Kritik hilfreich zur Seite stand. Neben seiner praktischen Erfahrung stellte er mir die notwendigen Möglichkeiten am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zur Verfügung, um diese Arbeit zu verfassen.

Ebenfalls möchte ich mich herzlich bei Herrn Univ.-Prof. DI Dr. Stefan Schleicher bedanken, der die Zweitbegutachtung der vorliegenden Dissertation übernommen hat. Er hat mir ebenfalls in vielen Gesprächen hilfreiche Ratschläge gegeben und so zur wissenschaftlichen Qualität und Entwicklung dieser Arbeit beigetragen.

Ein besonderer Dank gilt auch meinen Arbeitskollegen und -kolleginnen am Institut. Die gute Zusammenarbeit und das offene Gesprächsklima auf fachlicher und persönlicher Ebene werden mir in guter Erinnerung bleiben.

Mein innigster und größter Dank gebührt jedoch meiner Familie für ihre positiven Worte und ihren Zuspruch. Meine Eltern Peter und Hilde sowie meine Geschwister Silke und Karoline mit ihren Familien und mein Mann Walter haben mich auf meinem bisherigen Lebensweg geprägt bzw. diesen überhaupt erst ermöglicht. Ohne ihren Rückhalt und ihre Unterstützung wäre das Verfassen der Dissertation in dieser Form nicht möglich gewesen.

Abstract

The climate and energy targets of today's world require a shift in primary energy sources towards an electricity system based on renewable energies. The longevity and capital intensity of power plants cause a certain path dependency, which is why the structure of electricity production can only slowly change. Replacement investments become necessary after many years, but the climate and energy goals demand a much faster transition. Therefore, an analysis of the capital stock and its future development in the electricity industry becomes necessary, in order to plan the replacement and extension investments better, as much as possible. This avoids cost intensive mistakes and far-reaching consequences affecting the electricity sector for decades. The presentation of options for the transition of the capital stock in the European electricity industry supports long term planning of investments. The value and benefits of the different power plant technologies as well as their contribution to a functioning electricity system along with the ecological, the economic and the social aspects as basic principles of sustainable developments are taken into account when identifying options for a future transition.

In order to calculate and analyse the capital stock of the electricity industry, the techno-economic scenario model ATLANTIS is used. ATLANTIS includes all real and nominal economic conditions of the electricity industry. After a base scenario has been defined, the model calculates and provides the relevant capital stock results. The combination of the power plant specific capital stock and relevant electricity economic results, like produced electricity by technology or the age structure of the power plants, helps to demonstrate the value and benefits of the different power plant technologies.

To ensure a sustainable transition of the European power plant park, investments need to be planned in the best possible way. This includes investing as cost efficient as possible in the system, avoiding stranded investments and taking the aspects of sustainable development into account. The results of the capital stock analysis show that the transition towards an electricity industry based mainly on renewable energy technologies, causes a sharp increase in the capital stock. Power plants based on renewable energies have a higher share of fixed costs compared to thermal power plants, which are mainly characterized by variable costs. The costs of the capital stock will increase as well. Within the meaning of intergenerational justice, the expansion of hydropower, which has to be built as ecologically as possible, is preferable because of its much longer service lifetime. In addition to the shift in primary energy sources, energy and exergy efficiency as well as energy services play an important role in the future electricity system, which, in the future, should not be analysed separately from the other energy systems (heating, cooling, gas).

Kurzfassung

Die aktuellen Klima- und Energieziele erfordern einen Wechsel der Primärenergieträger hin zu einem Elektrizitätssystem, das auf erneuerbaren Energien basiert. Die Langlebigkeit und Kapitalintensität der Kraftwerke bedingen jedoch eine gewisse Pfadabhängigkeit, weshalb sich die Struktur der Elektrizitätsproduktion nur langsam ändert. Ersatzinvestitionen werden oft erst nach vielen Jahren notwendig; die Klima- und Energieziele erfordern jedoch eine raschere Transformation. Eine Analyse des Kapitalstocks und seiner zukünftigen Entwicklung in der Elektrizitätswirtschaft ist notwendig, um Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen bestmöglich planen zu können. So werden kostenintensive Fehler und weitreichende Folgen vermieden, die sich in dem in langen Zyklen wirtschaftenden Sektor über viele Jahrzehnte auswirken können. Dies wird durch das Aufzeigen von Optionen für die Transformation des Kapitalstocks der Elektrizitätswirtschaft in Europa unterstützt. Die Wertigkeit und Vorteile der Kraftwerkstechnologien werden zusammen mit ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekten als Grundprinzipien einer nachhaltigen Entwicklung berücksichtigt, wenn Optionen für einen sinnvollen zukünftigen Umbau aufgezeigt werden.

Die Kapitalstockberechnungen und -analysen werden unter Zuhilfenahme des techno-ökonomischen Szenariomodell ATLANTIS durchgeführt. ATLANTIS bildet die real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft ab. Das Modell, welches für langfristige Betrachtungen ausgelegt ist, liefert nach erfolgter Szenariodefinition die für die Kapitalstockbetrachtung relevanten Ergebnisse. Die Verknüpfung von technologiespezifischem Kapitalstock und elektrizitätswirtschaftlich relevanten Ergebnissen wie der produzierten Energie einer jeden Technologie oder der Altersstruktur der Kraftwerke unterstützt bei der Darstellung der Wertigkeit und Vorteile der Technologien.

Für den nachhaltigen Umbau des Kraftwerksparks in Europa sind Investitionen bestmöglich zu planen. Dies beinhaltet, dass so effizient wie möglich in das System investiert wird, Stranded Investments vermieden und die Aspekte der Nachhaltigkeit berücksichtigt werden. Die Ergebnisse der Kapitalstockbetrachtung zeigen, dass die Transformation hin zu einer Elektrizitätswirtschaft, welche zum größten Teil auf erneuerbaren Energien basiert, den Kapitalstock stark ansteigen lässt. Kraftwerke zur Nutzung der erneuerbaren Energien haben einen höheren Fixkostenanteil als thermische Kraftwerke, welche hauptsächlich durch variable Kostenbestandteile gekennzeichnet sind. Die Kosten des Kapitalstocks werden ebenso ansteigen. Im Sinne der Intergenerationengerechtigkeit ist der Ausbau der Wasserkraft, welcher so ökologisch vertretbar wie möglich erfolgen muss, aufgrund der enormen Lebensdauer zu bevorzugen. Neben dem Wechsel der Primärenergieträger spielen im zukünftigen Elektrizitätssystem, welches von den anderen Energiesystemen (Wärme, Kälte, Gas) nicht mehr getrennt betrachtet werden soll, Energie- und Exergieeffizienz ebenso wie Energiedienstleistungen eine wichtige Rolle.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	X
1.1	Ausgangssituation und Problemstellung.....	3
1.2	Zielsetzung auf Forschungsfragen.....	5
1.3	Forschungsmethodik.....	6
1.4	Aufbau der Arbeit.....	6
1.5	Ergänzende Anmerkungen zum Inhalt.....	8
Teil I Grundlagen		9
2	Status quo der europäischen Elektrizitätswirtschaft	9
2.1	Nachhaltigkeit in der Elektrizitätswirtschaft.....	11
2.2	Daten und Fakten zur Stromerzeugung.....	14
2.3	Ziele und Schwerpunkte der europäischen Energiepolitik.....	16
2.4	Betriebswirtschaftliche Grundlagen für die Elektrizitätswirtschaft.....	18
2.4.1	Anschaffungswertprinzip.....	18
2.4.2	Nominalkapitalerhaltung und Substanzerhaltung.....	19
2.4.3	Nutzungsdauer.....	21
2.4.4	Stranded Investments.....	23
3	Der Kapitalstock	27
3.1	Ermittlung des Kapitalstocks in Theorie und Praxis.....	27
3.2	Arten des Kapitalstocks.....	31
3.3	Kapitalstockkennzahlen.....	33
3.4	Der Kapitalstock in der Elektrizitätswirtschaft.....	34
3.5	Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft.....	38
3.5.1	Lohmann Ruchti Effekt.....	41
3.5.2	Investitionsbeispiel Wasserkraftwerk.....	43
3.6	Substitutionsprozess der Primärenergieträger.....	46
Teil II Methode		53
4	Das Modell ATLANTIS	53
4.1	Allgemeine Modellbeschreibung.....	54
4.2	Verwendung des Modells im Rahmen dieser Arbeit.....	57
4.3	Überarbeitung der Unternehmensmodelle.....	58
4.3.1	Unternehmensmodelle nach Technologie und Land.....	59
4.3.2	Repowering von Windkraftwerken und PV-Anlagen.....	60
4.3.3	Plant Lifetime Extension bei Kernkraftwerken.....	60
4.3.4	Investitionen in Wasserkraftwerke.....	62
4.3.5	Neue Funktionsweise: Bilanz.....	64
4.3.6	Neue Funktionsweise: Gewinn- und Verlustrechnung.....	65
4.4	Kapitalstockberechnung.....	67
4.5	Rahmendaten zu den verwendeten Szenarien.....	69
4.5.1	Allgemeines.....	69
4.5.2	Basisszenario.....	71
4.5.3	Vergleichsszenarien.....	73

Teil III Ergebnisse und Diskussion.....	75
5 Allgemeine Simulationsergebnisse.....	75
5.1 Technische Auswertungen.....	75
5.1.1 Installierte Leistung und Kraftwerkszubauten.....	75
5.1.2 Produzierte Energie.....	78
5.2 Ökonomische Auswertungen.....	80
5.2.1 Anlagevermögen.....	80
5.2.2 Aufwendungen.....	82
5.3 Ökologische Auswertungen.....	85
5.4 Vergleichsszenarien.....	87
5.4.1 Auswertungen Szenario Wind.....	87
5.4.2 Auswertungen Szenario Photovoltaik.....	88
5.5 Resümee.....	89
6 Der Kapitalstock der europäischen Elektrizitätswirtschaft.....	93
6.1 Bruttokapitalstock.....	94
6.2 Nettokapitalstock.....	97
6.3 Kosten des Kapitalstocks.....	101
6.3.1 Die Kosten des Kapitalstocks im Vergleich mit der produzierten Energie.....	103
6.3.2 Die Bedeutung der Kenntnis der Kosten des Kapitalstocks.....	105
6.4 Technologiestruktur von Kapitalstock und Abschreibungen im Zeitvergleich.....	107
6.5 Kapitalstockkennzahlen.....	109
6.5.1 Modernitätsgrad.....	109
6.5.2 Kapitalproduktivität.....	110
6.5.3 Der Beitrag des technologiespezifischen Kapitalstocks zur Jahreshöchstlast.....	111
6.6 Alter des Kraftwerksparks.....	114
6.7 Cashflow und Investitionen in den Kraftwerkspark.....	118
6.8 Substitutionsprozess der Primärenergieträger.....	123
6.9 Vergleichsszenarien.....	129
6.9.1 Auswertungen Szenario Wind.....	129
6.9.2 Auswertungen Szenario Photovoltaik.....	130
6.10 Resümee.....	131
7 Diskussion.....	133
7.1 Beantwortung der Forschungsfragen.....	133
7.1.1 Kapitalstock.....	133
7.1.2 Investitionen.....	138
7.1.3 Substitutionsprozess der Primärenergieträger.....	143
7.2 Implikationen für die Transformation der europäischen Elektrizitätswirtschaft.....	145
7.2.1 Schlussfolgerungen.....	150
8 Schlussbetrachtung.....	155
8.1 Zusammenfassung der Ergebnisse.....	155
8.2 Limitationen und Ausblick.....	157
Abkürzungsverzeichnis.....	161
Abbildungsverzeichnis.....	163
Tabellenverzeichnis.....	166
Literaturverzeichnis.....	167

„Ein Modell, das die ganze Buntheit der Wirklichkeit berücksichtigte, würde nicht nützlicher sein als eine Landkarte im Maßstab Eins zu Eins.“

Joan Robinson

1 Einleitung

Elektrizität ist ein essentielles Wirtschaftsgut und wird als Input für Produktionsprozesse, Dienstleistungen und das tägliche Leben benötigt. Das aktuelle Elektrizitätssystem basiert europaweit betrachtet noch zu einem großen Teil auf fossilen Primärenergieträgern, die aber erschöpflich sind und negative Umweltwirkungen aufweisen. Neben negativen Einflüssen auf die Umwelt trägt die Nutzung fossiler Energieträger insbesondere zur Intensivierung des Treibhauseffektes bei.

Die Nutzung der Primärenergieträger hat sich in der Vergangenheit immer wieder geändert. Von der Nutzung der Biomasse verlagerte sich das System hin zum Einsatz von Kohle. Nach dem vermehrten Interesse an Energiegewinnung durch Öl und Gas wurde die Energieerzeugung durch Kernenergie immer mehr in den Fokus gerückt und propagiert. In den letzten Jahrzehnten gewannen die erneuerbaren Energien immer mehr an Bedeutung, wodurch ihr Anteil an der Nutzung der Primärenergieträger ausgebaut wurde. Zum Umbau von Energiesystemen – d. h. für den Wechsel von einem Primärenergieträger auf einen anderen Primärenergieträger – muss Kapital für die Investitionen vorhanden sein. Bisher geschah der Wechsel der Primärenergieträger immer von einem teureren System auf ein billigeres System. Der Wechsel hin zu den erneuerbaren Energien ist aber mit höheren Fixkosten verbunden. Deshalb müssen die Investitionen bestmöglich geplant werden, um kostenintensive Fehler und weitreichende Folgen, die sich aufgrund der langen Lebensdauer der Kraftwerke oft über mehrere Jahrzehnte erstrecken können, zu vermeiden. Es ist ein kostenminimaler Umbau des Systems anzustreben. Die Fixkosten aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen werden in einem System basierend auf erneuerbaren Energien ansteigen, womit sich die Kostenstruktur für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) ändert. Zusätzlich soll die Transformation des Systems so ökologisch wie möglich vonstattengehen.

Die aktuellen Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft sind vielfältig. Diese Entwicklungen beinhalten u. a.

- die immer stärkere Integration der erneuerbaren Energien (International Energy Agency, 2017a);
- die Elektromobilität und stationäre Elektromotoren (International Energy Agency, 2017b);
- die mangelnde Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken aufgrund der Verkleinerung des Spreads an den Strombörsen, welche aber für die erfolgreiche Integration der volatilen erneuerbaren Energien unabdingbar sind (Connolly, 2011);
- die zunehmende Bedeutung von neuen Stromspeichertechnologien, welche ein großes Potenzial für Kostensenkungen aufweisen (IRENA, 2017);
- die Transformation der klassischen Geschäftsmodelle der EVU weg vom klassischen Stromverkauf hin zu Energiedienstleistern (Richter, 2012; Gsodam, et al., 2015);

- das Bedürfnis vieler Länder, energieautark zu werden, was in vielen länderspezifischen Energiestrategien zu lesen ist;
- die oft fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung für den Leitungsausbau (Piskernik, 2008);
- die Veränderung der Struktur der Elektrizitätserzeugung (kleine, dezentrale Anlagen ersetzen große, bedarfsnahe Kraftwerksblöcke);
- der Wunsch vieler Haushalte und Unternehmen, Elektrizität selbst zu erzeugen, was aktuell vor allem mit Photovoltaikanlagen möglich ist (Schill, et al., 2017);
- Klimaziele, welche den Ausstieg aus der Verbrennung fossiler Primärenergieträger für die Elektrizitätsproduktion erfordern (Europäische Kommission, 2018e).

Aufgrund der oben genannten Entwicklungen, welche nur einen Teil der zukünftigen Herausforderungen abbilden, stehen die EVU vor einem ständigen Veränderungs- und Anpassungsprozess. Die Zusammensetzung des zukünftigen Kraftwerksparks und die Investitionen in diese werden sich in den kommenden Jahren verändern, um die Herausforderungen erfolgreich zu meistern. Die monetäre Zusammensetzung des Kraftwerksparks wird innerhalb der Kapitalstockbetrachtung abgebildet. Der Kapitalstock zeigt, wie das Kapital verwendet worden ist. Innerhalb der vorliegenden Arbeit werden das Kapitalstockkonzept und der Substitutionsprozess der Primärenergieträger (Marchetti, 1977) verwendet, um sinnvolle Optionen für die Transformation des Elektrizitätssystems aufzuzeigen und das Elektrizitätssystem ein Stück näher in Richtung Nachhaltigkeit zu bringen. Kapitalstockbezogene Auswertungen, welche die Vorteile der einzelnen Technologien hervorheben, unterstützen das Aufzeigen von Optionen für die Transformation.

Die weitreichenden Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft betreffen alle Länder weltweit. Zukünftige Strategien müssen aufgrund der Netzgebundenheit das gesamte Elektrizitätssystem eines zusammenhängenden geographischen Gebietes im Fokus haben. Alleingänge, wie die von Deutschland initiierte Energiewende, sind in einem zusammenhängenden System wenig sinnvoll. Auch der Fokus auf einzelne Elemente der Energie- oder Elektrizitätswirtschaft ist nicht ausreichend. Das Augenmerk darf beispielsweise nicht ausschließlich auf die Dekarbonisierung gelegt werden (Köppl & Schleicher, 2018). Die Maßnahmen für das Erreichen einer nachhaltigen Elektrizitätswirtschaft alleine auf die installierte Leistung der erneuerbaren Energien zu fokussieren, wie es in Deutschland der Fall war, hat zwar dazu geführt, dass Windenergie und Photovoltaik (PV) auch global gesehen ihre Marktanteile stark ausbauen konnten und in vielen Ländern eingeführt wurden, es war jedoch nicht ausreichend, um die CO₂-Emissionen in Deutschland stark zu senken (Clean Energy Wire, 2018; Agora Energiewende, 2017). Vielmehr ist eine umfassende Strategie erwünscht, welche neben den erneuerbaren Energien auch Energie- und Exergieeffizienz, Förderung von Innovationen, Energiedienstleistungen, Verhaltensänderungen und andere Themen adressiert. Dennoch ist die Zusammensetzung des Kraftwerksparks ein erster Startpunkt, von dem aus die Transformation begonnen werden kann.

Die vielfältigen Herausforderungen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft erfordern umfangreiche Modellrechnungen, welche Transformationsprozesse, genauer gesagt den Wechsel der Primärenergieträger in der Elektrizitätswirtschaft, abbilden können und gleichzeitig aber auch die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigen. Durch die Modellrechnungen sollen sinnvolle Optionen für die Transformation des Kapitalstocks aufgezeigt werden. Eine solche Möglichkeit bietet das Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS, welches aus wirtschaftlicher und technischer Sicht Aufgabenstellungen löst. Durch die Darstellung von Unternehmensmodellen wird die real- und nominalwirtschaftliche Seite der Elektrizitätswirtschaft abgebildet. Mithilfe des Simulationsmodells ATLANTIS können Auswirkungen unterschiedlicher wirtschaftlicher Rahmenbedingungen sowie politischer Entscheidungen auf die Akteure innerhalb der Elektrizitätswirtschaft dargestellt werden. Die optimale Struktur der produzierten Energie wird innerhalb des Modells nicht durch die Gewinnmaximierung der einzelnen Akteure bestimmt, sondern vielmehr ist das Optimierungsziel die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Innerhalb des Modells werden alle real- und nominalwirtschaftlichen Zusammenhänge abgebildet, die das Ergebnis entscheidend beeinflussen (Stigler, et al., 2016).

1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Die Problemstellung fußt darauf, dass die aktuelle Elektrizitätswirtschaft hauptsächlich auf fossilen Primärenergieträgern basiert. Um die Klimaziele, wie beispielsweise das Paris-Ziel (UNFCCC, 2015) zu erreichen, welches den Anstieg der durchschnittlichen Temperatur auf 2 °C (vorzugsweise 1,5 °C) begrenzt (Europäische Kommission, 2018b), müssen zahlreiche Änderungen im Elektrizitätssystem vollzogen werden. Dies beinhaltet, dass die konventionellen thermischen Kraftwerke durch Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien ersetzt werden, da die CO₂-Emissionen zur Zielerreichung drastisch sinken müssen (Millar, et al., 2017). Auch Johnson, et al. (2015) heben die Bedeutung des Wandels in der Nutzung der Primärenergieträger von einem fossilen System hin zu einem System, welches auf erneuerbaren Energien, Kernenergie oder Biomasse mit Carbon Capture and Storage (CCS) basiert, zur Zielerreichung hervor. Dies bedingt einen Ausstieg aus der Nutzung der fossilen Primärenergieträger bei Kraftwerken ohne CCS in der Elektrizitätsproduktion. Weiters müssen zukünftige Strategien die langfristigen Ziele nachhaltiger Entwicklung der United Nations (UN) berücksichtigen (United Nations, 2015). Zusätzlich zum Wechsel der Primärenergieträger müssen aus einer Systemperspektive aber auch andere Alternativen, wie die Erhöhung der Energieproduktivität, der Einsatz von Speicherkraftwerken zur Lastverschiebung oder der vermehrte Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur gleichzeitigen Erzeugung von Elektrizität und Wärme, berücksichtigt werden. Energie, die aufgrund von erhöhter Energieeffizienz oder wegen Energieeinsparungen gar nicht erst erzeugt werden muss (Nega Watt¹), ist erstrebenswert (Köppl & Schleicher, 2018). Die Transformation des Elektrizitätssystems erfordert zu einem Zeitpunkt, wie schon Marchetti & Nakicenovic (1979) in den

¹ Zum Begriff Nega Watt siehe Lovins (1990).

Analysen zum Substitutionsprozess der Primärenergieträger im Energiesystem herausgefunden haben, und zum anderen Kapital für das Tätigen der Investitionen.

Vor allem für die Energie- und Elektrizitätswirtschaft ist aufgrund der Kapitalintensität und der Langlebigkeit der Anlagen eine langfristige Strategie zur Zielerreichung notwendig. Das Substitutionsmodell der Primärenergieträger kann gemeinsam mit dem Kapitalstockkonzept sinnvolle Optionen für den Umbau des Energie- und Elektrizitätssystems aufzeigen. Jede Transformation des Elektrizitätssystems benötigt Investitionen, verursacht Fixkosten in Form von Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen und zieht sich über einen längeren Zeitraum hin. Deshalb ist es vor allem im langlebigen Elektrizitätssystem besonders wichtig, die Auswirkung von Investitionsentscheidungen in den Kraftwerkspark zu analysieren und deren Auswirkungen darzustellen.

Transformationsprozesse im Energiesektor fanden immer schon statt (Häfele, 1981). Das Aufkommen neuer Primärenergieträger und das Ausscheiden bestehender Primärenergieträger wird in den sogenannten Marchetti-Kurven (Marchetti, 1977) behandelt. In der Vergangenheit gab es den Wechsel von festen Energieträgern hin zu flüssigen und gasförmigen, sowie aktuell zu erneuerbaren Energien. Während sich die Transformation in der Vergangenheit über große Zeiträume häufig unauffällig und unbeobachtet entwickelte (Fischer & Häckel, 1987), steht die aktuelle Transformation – die Energiewende – unter großer Beobachtung und die Zeit drängt. Der Grund, weshalb sich die Struktur der Elektrizitätswirtschaft nur langsam ändert, liegt in der Kapitalintensität und in der langen Lebensdauer der Anlagen. Einmal getroffene Investitionsentscheidungen für den Kraftwerksbau weisen weitreichende Auswirkungen auf, können nicht mehr rückgängig gemacht werden und die gebaute Anlage steht für einen langen Zeitraum zur Verfügung. Die lange Lebensdauer der Anlagen hat eine gewisse Pfadabhängigkeit zur Folge (Bertram, et al., 2015). Eine Ersatzinvestition basierend auf alternativen Primärenergieträgern ist oft erst nach einigen Jahrzehnten notwendig bzw. ökonomisch begründbar. Um jedoch die Klimaziele zu erreichen, ist ein rascher Umstieg erforderlich (Millar, et al., 2017), weshalb der zukünftige Umbaufad bestmöglich geplant werden soll.

Die vorliegende Arbeit stellt sich diesen Problemstellungen und bietet dazu Lösungsmöglichkeiten an. Mit Hilfe des Kapitalstockkonzeptes werden die Vorteile einer jeden Technologie dargestellt. Durch Szenariorechnungen mittels ATLANTIS werden Implikationen für den zukünftigen Umbau des Elektrizitätssystems gegeben, die auch auf Fragestellungen einer nachhaltigen Entwicklung eingehen. Durch Berücksichtigung ökologischer (CO₂-Emissionen), ökonomischer (Minimierung der Gesamtsystemkosten) und sozialer Aspekte (Intergenerationengerechtigkeit, Langlebigkeit) in der Betrachtung soll einer nachhaltigen Entwicklung gefolgt werden.

1.2 Zielsetzung auf Forschungsfragen

Das Ziel dieser Arbeit ist einerseits die Darstellung des Kapitalstocks und andererseits darauf aufbauend das Aufzeigen sinnvoller Entwicklungen der europäischen Elektrizitätswirtschaft für die kommenden Jahrzehnte. Die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft (siehe Kapitel 2) bedingen, dass eine möglichst langfristige Betrachtung durchgeführt wird, in der die Gesamtsystemzusammenhänge abgebildet werden. Dies geschieht mit Hilfe des für langfristige Betrachtungen ausgelegten Simulationsmodells ATLANTIS (siehe dazu Stigler, et al., 2016).

Die grundlegende Hypothese der Arbeit ist folgende:

Der bestehende Kraftwerkspark in der Elektrizitätswirtschaft hat bedingt durch Alterung und Nutzung der Kraftwerke einen Erneuerungsbedarf. Neben dem Umbau des Elektrizitätssystems ist auch dieser Erneuerungsbedarf ein Grund für Kapitalstockänderungen.

Aufbauend auf dieser Hypothese ergeben sich mehrere Forschungsfragen, welche sich in drei Themengebiete *Kapitalstock*, *Investitionen* und *Substitutionsprozess von Primärenergieträgern*, gliedern. Die Entwicklung des Kapitalstocks ist zentraler Gegenstand dieser Arbeit und im Hinblick auf den Umbau des Elektrizitätssystems sollen unter Verwendung des Simulationsmodells ATLANTIS die folgenden Forschungsfragen beantwortet werden:

Themengebiet **Kapitalstock**

- Wie entwickelt sich der Brutto- und Nettokapitalstock in den nächsten Jahren?
- Welchen Beitrag leistet der technologiespezifische Kapitalstock zur Stromproduktion?
- Wie entwickeln sich die kapitalstockbezogenen Kennzahlen?
- Nach welchen Kriterien kann der Kapitalstock ersetzt werden und wie soll der Erweiterungsbedarf gedeckt werden?

Themengebiet **Investitionen**

- Entsprechen die Investitionen der Energieversorgungsunternehmen dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital?
- Wie entwickeln sich zukünftig die Fixkosten des Elektrizitätssystems?
- Wie sieht ein zukünftig sinnvoller Umbau der europäischen Elektrizitätswirtschaft aus und wie sollen künftige Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen gestaltet sein?

Themengebiet **Substitutionsprozess von Primärenergieträgern**

- Wie gestaltet sich der Substitutionsprozess in der Elektrizitätswirtschaft in der Vergangenheit und Zukunft?
- Stimmt die aktuelle Entwicklung im Elektrizitätssystem mit den Erkenntnissen des Substitutionsmodells der Primärenergieträger überein?

Jedes Themengebiet beinhaltet eine grundlegende Fragestellung zu den Optionen für die zukünftige Transformation der Elektrizitätswirtschaft. Somit kann durch Beantwortung der Forschungsfragen die zentrale Aufgabenstellung der Arbeit, die sich mit dem Aufzeigen von Optionen für die Transformation der Elektrizitätswirtschaft beschäftigt und die Vorteile der unterschiedlichen Technologien hervorheben soll, bearbeitet werden.

1.3 Forschungsmethodik

Abbildung 1 zeigt den Prozess der Forschungsmethodik.



Abbildung 1: Prozess der Forschungsmethodik. Eigene Darstellung.

Für die Beantwortung der Forschungsfragen wird zuerst ein Literaturüberblick gegeben, welcher für das Verstehen und Beantworten der Forschungsfragen notwendig ist. Der Ausgangspunkt für jede Untersuchung ist eine Literaturstudie, um einen Überblick über bereits Vorhandenes zu erhalten und um zu identifizieren, welche Aspekte in die Untersuchung einfließen sollen (Leedy & Ormrod, 2013). Nachdem das Forschungsvorhaben definiert ist und die Forschungsfragen formuliert sind, werden im Simulationsmodell ATLANTIS einzelne Teilbereiche adaptiert bzw. neue Berechnungsschritte eingefügt, um alle zur Beantwortung der Forschungsfragen relevanten Ergebnisse zu erhalten. Dies beinhaltet Änderungen bei den Unternehmensmodellen sowie die Berechnung des Kapitalstocks. Die Ergebnisse der Simulation werden anschließend übersichtlich in Tabellen und Grafiken dargestellt sowie interpretiert.

1.4 Aufbau der Arbeit

Abbildung 2 stellt den Aufbau der Forschungsarbeit übersichtlich dar. Die Arbeit gliedert sich in drei Teile, welche sich aus mehreren Kapiteln zusammensetzen. Die Einleitung und die Schlussbetrachtungen stellen übergeordnete Kapitel dar (in Orange dargestellt). Die drei Teile sind anhand der unterschiedlichen Farbgebung erkennbar und gliedern sich wie folgt:

- Teil I: Grundlagen (grün)
- Teil II: Methode (blau)
- Teil III: Ergebnisse und Diskussion (gelb)

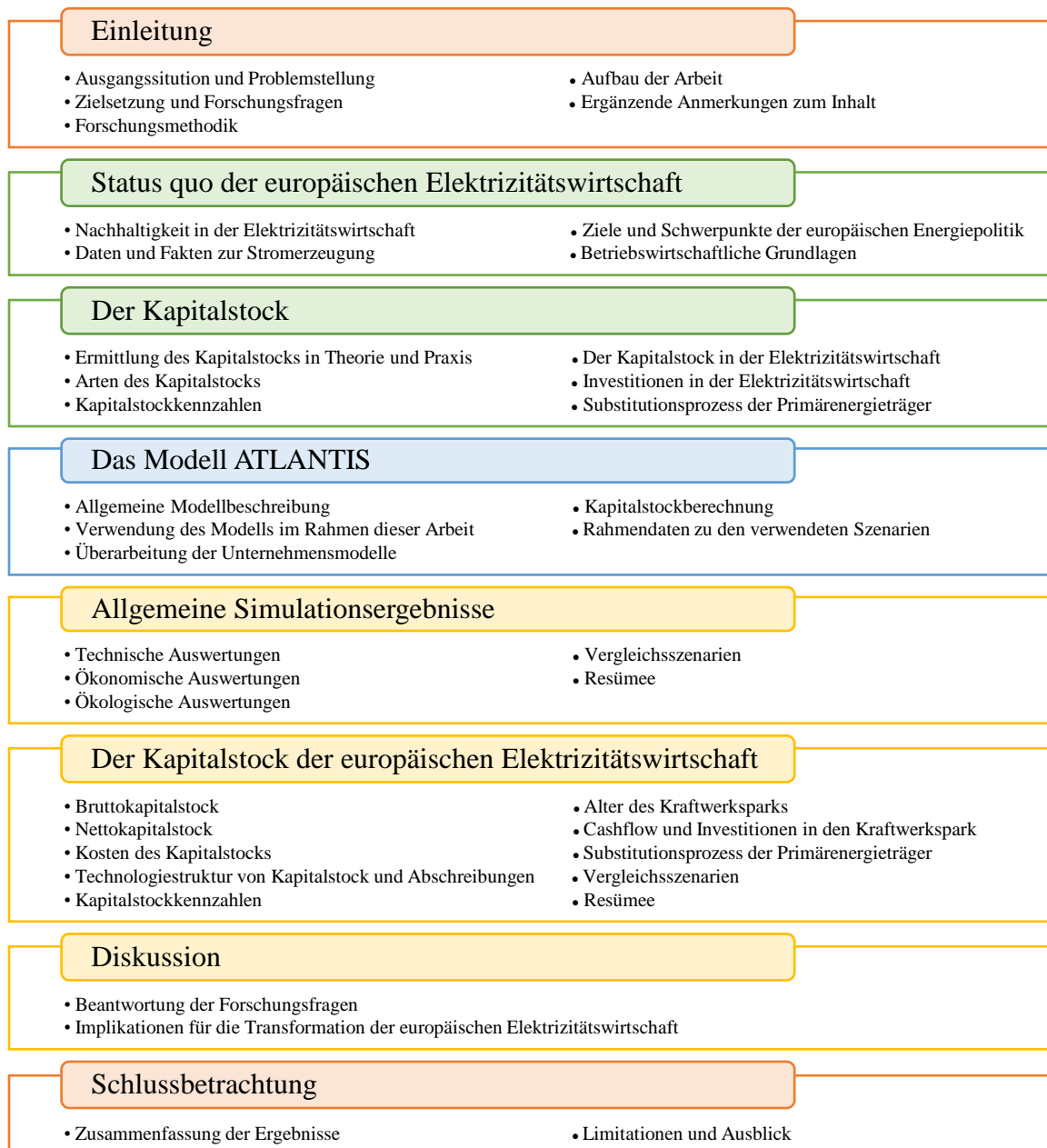


Abbildung 2: Aufbau der Forschungsarbeit. Eigene Darstellung.

Teil I gibt einen Überblick über aktuelle Entwicklungen und beinhaltet theoretische Grundlagen. Kapitel 2 stellt die aktuellen Entwicklungen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft dar. Kapitel 3 behandelt den Kapitalstock und legt einen zusätzlichen Fokus auf Investitionen und den Substitutionsprozess von Primärenergieträgern.

Einen Überblick über die Methode zur Beantwortung der Forschungsfragen liefert Teil II der Arbeit. Innerhalb dieses Teils stellt Kapitel 4 die grundlegende Funktionsweise des Simulationsmodells ATLANTIS dar. Es wird der real- und nominalwirtschaftliche Modellteil erklärt. Weiters werden in diesem Kapitel die notwendigen Überarbeitungen und neu hinzugefügten Berechnungen innerhalb des Modells zur Beantwortung der Forschungsfragen ausgeführt. Abschließend werden Informationen zu

den Rahmendaten der verwendeten Szenarien gegeben, welche als Input für die Simulationen dienen und somit zentral für die Ergebnisse der Berechnungen sind.

Teil III umfasst mit Kapitel 5 bis Kapitel 7 die Ergebnisse sowie deren Diskussion. Die allgemeinen Simulationsergebnisse werden in Kapitel 5 dargestellt. Allgemeine Simulationsergebnisse beinhalten

- technische Auswertungen, wie die installierte Leistung und die produzierte Energie,
- ökonomische Auswertungen, wie das Anlagevermögen der EVU, und
- ökologische Auswertungen, welche die CO₂-Emissionen abbilden.

Kapitel 6 gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Kapitalstockberechnung, sowie der kapitalstockbezogenen Kennzahlen und über weitere wichtige Ergebnisse wie dem Cashflow, den Investitionen und dem Substitutionsprozess der Primärenergieträger. Diese Ergebnisse sind für die Interpretation und Beantwortung der Forschungsfragen von Bedeutung, welche in Kapitel 7 behandelt werden.

Kapitel 8 präsentiert eine Zusammenfassung der Ergebnisse mit Schlussfolgerungen und Limitationen.

1.5 Ergänzende Anmerkungen zum Inhalt

Teile der Arbeit sowie vorläufige Ergebnisse, die im Rahmen der Dissertation entstanden sind, wurden bereits teilweise als Beiträge bei wissenschaftlichen Tagungen veröffentlicht. Dies betrifft im konkreten Fall Beiträge, die an der 10. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien im Februar 2017 (Gsodam & Stigler, 2017a) sowie am 14. und 15. Symposium Energieinnovation an der Technischen Universität Graz im Februar 2016 und 2018 (Gsodam, et al., 2016; Ochensberger & Stigler, 2018) sowie bei zwei weiteren wissenschaftlichen Veranstaltungen (Gsodam & Stigler, 2017b; Gsodam & Stigler, 2017c) präsentiert und veröffentlicht worden sind.

Teil I

Grundlagen

Der erste Teil der Arbeit befasst sich mit Grundlagen und gibt einen Überblick über den theoretischen Hintergrund. Diese Grundlagen beinhalten neben den aktuellen Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft auch theoretisches Wissen zum Kapitalstock.

2 Status quo der europäischen Elektrizitätswirtschaft

Bevor auf Nachhaltigkeit in der Elektrizitätswirtschaft, Daten und Fakten zur Elektrizitätswirtschaft in Europa und die Ziele und Schwerpunkte europäischer Energiepolitik sowie betriebswirtschaftliche Grundlagen eingegangen wird, folgt ein Überblick über die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft. Diese Besonderheiten zu verstehen ist bedeutend, um die Sonderrolle der Elektrizitätswirtschaft innerhalb der Wirtschaftssektoren zu erfassen.

Elektrizität unterscheidet sich von allen anderen Gütern durch die sogenannten Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft (Stigler, 1999; Musil, 1972; Bauer, 1965), welche in wirtschaftliche und technische Besonderheiten eingeteilt werden können. Elektrizität ist ein essentielles Wirtschaftsgut, das nur begrenzt substituierbar ist. Vielen Branchen wird durch Elektrizität überhaupt erst ermöglicht, Güter zu produzieren und Dienstleistungen anzubieten. Musil (1972) zeigt die grundlegenden Probleme der Elektrizitätswirtschaft – die Leitungsgebundenheit der elektrischen Energie, die mangelnde Speicherbarkeit und die Ungleichzeitigkeit – auf. Bauer (1965) geht auf die nicht vorhandene Lagerfähigkeit, Langfristigkeit, Kapitalintensität und Nicht-Substituierbarkeit sowie auf den Wettbewerb von Strom mit anderen Energiearten ein. Stigler (1999) formuliert die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft als

- Leitungsgebundenheit,
- mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie,
- Kapitalintensität,
- Langlebigkeit der Anlagen,
- Stromerzeugung aus Wasserkraft (bedarfsgerecht gegen dargebotsabhängig),
- Herstellbarkeit von Strom aus allen Primärenergieträgern und
- Strom als essentielles Wirtschaftsgut und als Produkt.

Aufgrund der genannten Besonderheiten ist es notwendig, einer eigenen Energie- und Elektrizitätswirtschaftslehre zu folgen, da die klassischen Konzepte und Methoden der Betriebs- und Volkswirtschaftslehre für eine Branche mit diesen Besonderheiten teilweise als ungeeignet erscheinen. Die

Energie- und Elektrizitätswirtschaft ist keine Standard-Branche, da (1) nicht alle Marktteilnehmer über die gleiche Technologie verfügen, (2) Markteintritts- und Marktaustrittsbarrieren vorhanden sind und (3) die Lebensdauer der Anlagen mehrere Jahrzehnte beträgt. Daher wird innerhalb dieses Kapitels auch auf wichtige betriebswirtschaftliche Grundlagen, die für die Elektrizitätswirtschaft von Bedeutung sind, eingegangen. Ein Beispiel dafür ist die klassische Kapitalwertmethode zur Beurteilung von Investitionen. In Branchen mit einer solch langen Lebensdauer der Anlagen wie in der Elektrizitätswirtschaft (Wasserkraftwerke > 70 Jahre) ist die Kapitalwertmethode nicht sinnvoll, da ihr Zeithorizont eher ein kurz- bis mittelfristiger ist und nicht einer, der eine Betrachtung über 70 Jahre und länger erlaubt. Die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft bedingen, dass insbesondere Investitionsentscheidungen eine möglichst langfristige Betrachtung benötigen, in der die Gesamtsystemzusammenhänge abgebildet werden, um eine umfassende Beurteilung der für die EVU relevanten Entscheidungen zu ermöglichen. Deshalb ist es für die Elektrizitätswirtschaft wichtig, dass Entscheidungen oder Eingriffe vorab analysiert werden, um alle möglichen Auswirkungen darzustellen. Für eine Vorab-Analyse (Stigler & Bachhiesl, 2016) ist das Verwenden eines Simulationsmodells unerlässlich. Dadurch können die nominalwirtschaftlichen Auswirkungen realwirtschaftlicher Entscheidungen dargestellt werden.

In den letzten 20 Jahren gab es zwei tiefgreifende Eingriffe in die Elektrizitätswirtschaft (Schabhüttel, 2017). Zunächst wurde in den 2000er Jahren die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes in Angriff genommen, worin der wichtigste Aspekt im Unbundling liegt. Unbundling bezeichnet die Trennung von Erzeugung und Vertrieb vom Transport, wodurch das Monopol der Energieerzeuger aufgehoben wurde und Wettbewerb unter den EVU entstehen sollte (Schwintowski, 2006). Der zweite Eingriff entstand durch das erste Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland. Dieses Gesetz führte zu einem enormen Ausbau der erneuerbaren Energien und zu einem Einbruch der Stromgroßhandelspreise durch Verschiebung der Merit-Order-Kurve nach rechts. Die erneuerbaren Energien weisen Grenzkosten² von null auf, da keine variablen Kosten durch die Produktion von Elektrizität entstehen. Durch den Rückgang der Preise wurden Erzeuger von Strom in konventionellen Kraftwerken vor die Tatsache gestellt, dass ihre Kraftwerke zunehmend unrentabel werden (Bode & Groscurth, 2009). Eine Bilanzanalyse deutscher EVU von Schabhüttel (2017) hat die Auswirkungen des letzten Eingriffs, welcher zum massiven Ausbau der erneuerbaren Energien führte, analysiert und die Auswirkungen für die EVU dargestellt. Flexible Kraftwerke, allen voran die Gaskraftwerke, wurden unrentabel, es kam zu außerplanmäßigen Abschreibungen des Sachanlagevermögens. Der Einfluss auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage war enorm (Schabhüttel, 2017). Vor all diesen Eingriffen wären Vorab-Analysen unter Zuhilfenahme von Simulationsmodellen notwendig gewesen. Auch zukünftige Eingriffe, wie der Ausstieg aus einer bestimmten Kraftwerkstechnologie, müssen mit zweckmäßigen Vorab-Analysen untersucht und die Auswirkungen dargestellt werden, um Stranded Investments³ zu verhindern.

² Details zu den Grenzkosten folgen in Kapitel 6.3.2.

³ Details zu Stranded Investments folgen in Kapitel 2.4.4.

Die Kapitalintensität und die Langlebigkeit der Anlagen erfordern eine umfassende Vorausplanung über einen möglichst langen Zeitraum für das Bauprogramm und den Finanzplan. Ein Bauprogramm ist notwendig, da (1) es für die EVU eine Anschluss- und Versorgungspflicht gibt und die zu erwartenden Prognosen zu erfüllen sind, (2) die hohe Kapitalintensität der Anlagen den bestmöglichen Ausschluss von Risiken erfordert, (3) Kapital für Investitionen aufgrund der hohen Kapitalintensität zeitgerecht zur Verfügung stehen muss, und (4) Anlagen von EVU sehr lange Vorlaufzeiten (Planungs- und Errichtungszeiten) aufweisen. Bei einer möglichen Bauzeit von drei bis fünf Jahren ist es logisch, dass eine Vorschau unter zehn Jahren zu kurzfristig ist (Musil, 1972). Insbesondere, da zwischen Ursache und Wirkung in der Elektrizitätsversorgung sechs bis zehn Jahre liegen. Eine genaue Vorausplanung ist insbesondere in der Elektrizitätswirtschaft wegen der mangelnden Speicher- und Lagerfähigkeit von besonderer Bedeutung (Märzendorfer, 1965). Die Anlagen müssen auf die Deckung der höchsten, nur kurz auftretenden Last ausgelegt sein und zu jeder Zeit den Bedarf decken können. Speziell bei kapitalintensiven Branchen ist die Fremdkapitalverzinsung wichtig, da dieser Posten viel stärker ausgeprägt ist und sich im Preis widerspiegeln muss. Bei gleichzeitig sehr hoher Nutzungsdauer kommt das Problem der Tilgung ins Spiel. Zur Rückzahlung von Fremdkapital soll der Cashflow verwendet werden. Bei einer niedrigeren Nutzungsdauer entspricht die Rückzahlungsdauer des Fremdkapitals der Nutzungsdauer und sogar eine voll fremdfinanzierte Investition erlaubt, dass die Investition aus der Abschreibung gedeckt wird. In der Elektrizitätswirtschaft tritt aber eine sehr hohe Nutzungsdauer auf, wodurch die Abschreibungszeit in der Regel länger als die Rückzahlungszeit des Fremdkapitals ist. Die Abschreibungen alleine reichen für die Aufbringung der Rückzahlungsbeträge nicht aus (Musil, 1972).

2.1 Nachhaltigkeit in der Elektrizitätswirtschaft

In den letzten Jahren hat das Konzept der Nachhaltigkeit auch in der Elektrizitätswirtschaft an Bedeutung gewonnen. Viele Studien (Verbong & Geels, 2010; Rovere, et al., 2010; Köppl & Schleicher, 2018; Kopfmüller, et al., 2000; Servatius, 2012) beschäftigen sich mit der Frage nach einem nachhaltigen Energie- und Elektrizitätssystem oder wie Indikatoren zur Messung der Nachhaltigkeit in diesen Systemen aussehen könnten.

Das Verständnis von Nachhaltigkeit hat seinen Ursprung nicht wie vielfach angenommen in den Schriften von Hannß Carl von Carlowitz von 1713, worin das Wort „nachhalten“ vorkommt, in der Forstwirtschaft Verwendung findet und sinngemäß so zu verstehen ist, dass *„nur so viel Holz zu schlagen ist, wie auch nachwachsen kann“*. Der Ursprung des Prinzips der Nachhaltigkeit liegt weiter zurück und geht auf die Naturvölker zurück (Mumm, 2016). Innerhalb dieses Ur-Prinzips der Nachhaltigkeit ist das oberste Ziel dauerhaftes Leben und ist wie folgt definiert (Mumm, 2016, S. 25): *„Der Mensch hat grundsätzlich einen Bedarf an Ressourcen. Um diesen generationenübergreifend zu decken, sind Abschöpfungen effizient einzusetzen und regenerierbare Grundstücke zu erhalten. Die Erhaltung des Grundstocks ist so zu organisieren, dass auch der Natur ein Nutzungsrecht eingeräumt wird.“*

Die aktuell vorherrschende Diskussion rund um das Thema Nachhaltigkeit wird von der sogenannten Brundtland-Definition beherrscht. Demnach ist nachhaltige Entwicklung definiert als „...eine Entwicklung, die den Bedürfnissen der heutigen Generation entspricht, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen.“ (World Commission on Environment and Development, 1987).

Je ganzheitlicher die Betrachtung einer nachhaltigen Elektrizitätswirtschaft verstanden wird – von der Erzeugung (Umwandlung) bis hin zum Transport der elektrischen Energie zum Kunden mittels Übertragungs- und Verteilnetzen unter Berücksichtigung aller involvierten Akteure und betroffenen Anspruchsgruppen wie Kraftwerksbetreiber oder Anrainer – umso umfassender kann die nachhaltige Entwicklung sein (Kopfmüller, et al., 2000; Köppl & Schleicher, 2018). Der Fokus muss auf dem gesamten Energiesystem liegen und nicht nur einzelne Bereiche des Systems betrachten. Das zukünftige Energiesystem muss zumindest drei Aspekte berücksichtigen, um die Entwicklung eines nachhaltigen, energie- und kohlenstoffarmen Energiesystem zu ermöglichen (Köppl & Schleicher, 2018):

- Es soll darauf geachtet werden, dass die geringste mögliche Energie genutzt wird, um den erwarteten Nutzen zu erfüllen. Dies zielt beispielsweise auf die thermische Sanierung von Gebäuden ab.
- Die Qualität und nicht die Quantität der Energie ist entscheidend. Es soll die Fähigkeit einer Energiequelle, mechanische Arbeit zu verrichten, berücksichtigt werden. Der Exergiegehalt der Energiequelle ist ausschlaggebend. Beispielsweise ist die Verwendung von Erdgas zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme (als Heizung in Gebäuden) Exergievernichtung.
- Ein CO₂-freies Energiesystem erfordert, dass die Verwendung fossiler Brennstoffe zur Bereitstellung von Energie beendet wird und somit ihr Anteil am Primärenergieträgermix abnimmt.

Laut Kopfmüller, et al. (2000) sind im Bereich einer nachhaltigen Energieversorgung vor allem folgende vier Aspekte zu bedenken:

1. **Ressourcenaspekt:** Verwendung erneuerbarer oder nicht erneuerbarer Ressourcen;
2. **Emissionsaspekt:** Fossile Brennstoffe verursachen Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen mit weitreichenden und langfristigen, zeitlich verzögerten Folgen (Klimawandel);
3. **Risikoaspekt:** Kurz-, mittel- und langfristige Risiken für Mensch und Umwelt kennen, vor allem bei der Kernenergie soll Bewusstsein für langfristige Folgen vorhanden sein;
4. **Verteilungsaspekt:** Energie soll sicher und leistbar sein sowie gerecht zwischen den Nationen verteilt sein (Intragenerationengerechtigkeit).

Die genannten Aspekte beschäftigen sich vorwiegend mit den ökologischen und sozialen Auswirkungen. Der ökonomische Faktor muss aber auch in die Betrachtung integriert werden. Soll eine Veränderung des aktuellen Systems vorangetrieben werden, müssen Investitionsanreize, die der

nachhaltigen und gewünschten Technologie zugutekommen, geschaffen werden. So kann sichergestellt werden, dass das zukünftige System dem gewünschten System entspricht (Lang, 2017).

Ein nachhaltiges Energiesystem wird zukünftig durch dezentrale Elektrizitätsproduktion, erneuerbare Energien, Smart Grids, neue Speichertechnologien, Energieeffizienzmaßnahmen und geänderte Kundenwünsche gekennzeichnet sein (Servatius, 2012). Eine umfassende innovative Strategie zum Erreichen eines nachhaltigen Elektrizitäts- und gesamten Energiesystems stimuliert wirtschaftliche Aktivitäten und garantiert Leistbarkeit durch Investitionen in Sanierung und Neubau, erhöht die Versorgungssicherheit durch intelligente Netze und sichert Wettbewerbsfähigkeit durch Innovationen (Schleicher, et al., 2018). Geschäftsmodellinnovation wird für die EVU zukünftig in dem sich verändernden System eine bedeutende Rolle spielen. Je aktiver die EVU ihre Geschäftsmodelle vom klassischen Stromverkauf weg verändern werden, desto erfolgreicher werden sie langfristig in der Elektrizitätswirtschaft sein (Gsodam, et al., 2015; Richter, 2012). Der Wandel hin zur dezentralen Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien als Teil des nachhaltigen Energiesystems wird innerhalb der Kapitalstockbetrachtung abgebildet.

Eine nachhaltige Betrachtung in der Elektrizitätswirtschaft erfordert, dass die klassischen betriebswirtschaftlichen Konzepte und Methoden zur Beurteilung von Investitionen, wie den dynamischen Investitionsrechenverfahren (Kapitalwertmethode, Annuitätenmethode, Methode des internen Zinsfußes; siehe hierzu Wöhe & Döring, 2013), überdacht werden. Mit diesen aktuell angewandten Rechenverfahren zur Entscheidungsfindung, ob eine Investition vorteilhaft ist oder nicht, wären die sogenannten Perlen in Österreich, wie die Donau-Laufwasserkraftwerke Ybbs-Persenbeug und Aschach oder das Pumpspeicherkraftwerk Kaprun, aller Wahrscheinlichkeit nach nie gebaut worden. Aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen sind diese Methoden ungeeignet. Bei einer angenommenen Verzinsung von 6 % über die für Wasserkraftwerke vergleichsweise kurze Lebensdauer von nur 30 Jahren treffen die aktuelle Generation die Ausgaben der nächsten Generation mit nicht einmal 20 %⁴. Dies entspricht nicht einer nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Intergenerationengerechtigkeit. Zur Beurteilung einer Investition in einer in langen Zyklen wirtschaftenden Branche wie der Elektrizitätswirtschaft ist das Verwenden eines Simulationsmodells unerlässlich. Durch umfassende Szenariorechnungen mittels ATLANTIS werden ökologische (z. B. CO₂-Emissionen), ökonomische (z. B. Minimierung der Gesamtsystemkosten) und soziale Aspekte (z. B. Intergenerationengerechtigkeit, Langlebigkeit) bei der Beurteilung von Investitionen berücksichtigt. Zusätzlich zu den nötigen Investitionen in diverse Kraftwerke werden Netzengpässe aufgezeigt. Mit der Methode der Schattenpreise wird der optimale Netzausbau bestimmt⁵. Somit wird eine umfassende Entscheidungshilfe angeboten, welche das Erreichen einer nachhaltigen Entwicklung unterstützen soll. Weitere Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung in der Elektrizitätswirtschaft, für welche Investitionen eine bedeutende Rolle spielen, folgen in Kapitel 3.5.

⁴ $(1 + i)^n = 17 \%$; $i = 6 \%$, $n = 30$

⁵ Zur Verwendung der Schattenpreise innerhalb des Modells ATLANTIS siehe Nischler (2014).

2.2 Daten und Fakten zur Stromerzeugung

Nachfolgend wird ein Überblick über die europäische Elektrizitätswirtschaft gegeben. Die Stromerzeugung innerhalb der Europäischen Union mit besonderem Fokus auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird übersichtlich dargestellt.

Die Bruttostromerzeugung in sämtlichen Kraftwerkstypen für die größten Stromerzeuger nach Ländern ist in Abbildung 3 dargestellt. Länder mit einer Stromerzeugung kleiner 68,5 TWh wurden zu einem Aggregat „Rest“ zusammengefasst.

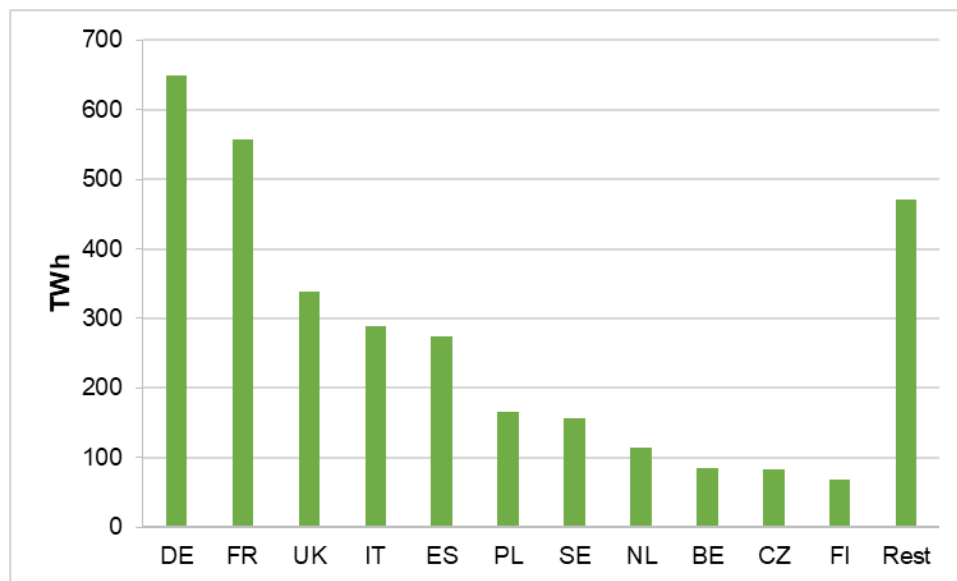


Abbildung 3: Bruttostromerzeugung der EU (28 Länder) im Jahr 2016. Eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2018a).

Innerhalb der Europäischen Union (EU) ist Deutschland zumindest seit 2005 der Spitzenreiter der Bruttostromproduktion mit 649,1 TWh im Jahr 2016, gefolgt von Frankreich mit 556,2 TWh. Danach folgt an dritter Stelle mit schon etwas größerem Abstand das Vereinigte Königreich mit 339,4 TWh. Österreich liegt mit 68,4 TWh im Jahr 2016 an elfter Stelle von 28 Mitgliedsstaaten. Insgesamt betrug die Stromerzeugung in der EU-28 3.255 TWh.

Von der gesamten Bruttostromerzeugung stammt nur ein kleiner Teil aus erneuerbaren Energiequellen, der weitaus größere Teil stammt aus fossilen Energieträgern. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energiequelle für die EU-28 von 2005 bis 2015 ist in Abbildung 4 dargestellt.

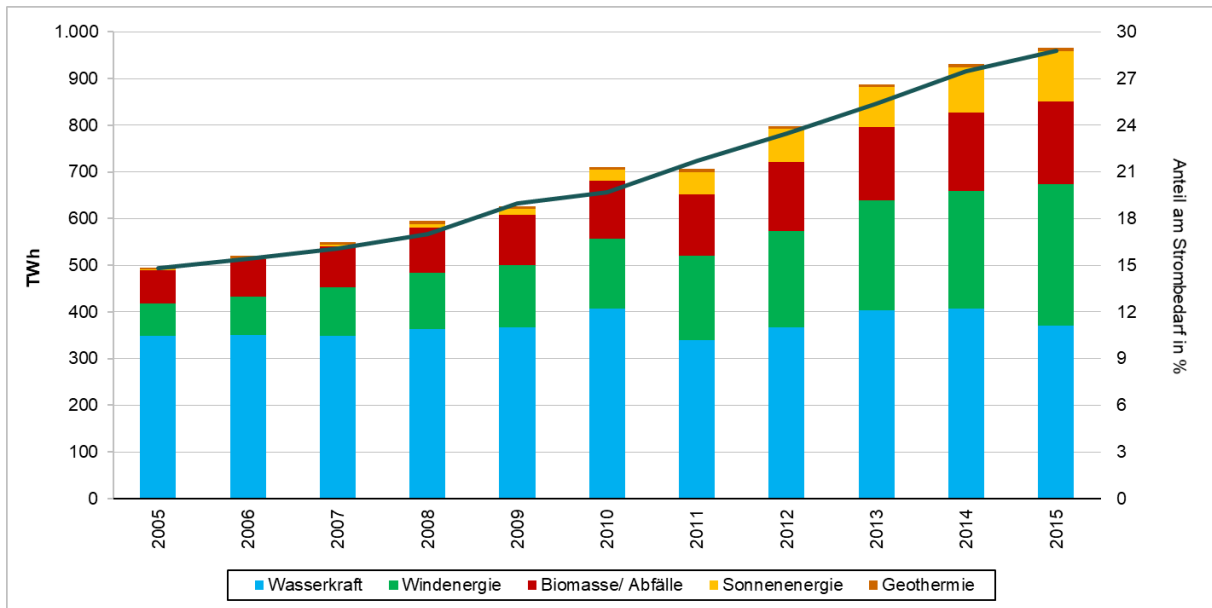


Abbildung 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen der EU (28 Länder) von 2005 bis 2015. Eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2018c).

Abbildung 4 zeigt, dass der Anteil der sogenannten „neuen“ erneuerbaren Energien (exklusive Wasserkraft, die meist als konventionelle Form der Energieerzeugung angesehen wird) in den letzten Jahren einen starken Anstieg zu verzeichnen hat. Zusätzlich zur Stromerzeugung nach Energiequelle ist der prozentuelle Anteil am Strombedarf im jeweiligen Jahr auf der sekundären vertikalen Achse abgebildet, welcher im Jahr 2015 bei 28,8 % lag. Die bedeutendste erneuerbare Energiequelle ist nach wie vor die Wasserkraft mit 371,2 TWh im Vergleich zu 965,4 TWh Gesamterzeugung (Eurostat, 2018c). Zu den grundlegenden Energie- und Klimazielen gehört, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf weiterhin gesteigert wird, weshalb auch in Zukunft mit einem Anstieg gerechnet werden kann (Europäische Kommission, 2018c). Die neuen Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien ersetzen ältere thermische Kraftwerkskapazitäten auf Basis von fossilen Energieträgern.

Der Bruttostromerzeugung gegenüber steht der Strombedarf der Industrie, des Verkehrswesens und der privaten Haushalte/Dienstleistungen. Auch hier führt im Jahr 2016 Deutschland mit einem Bedarf von 226.598 GWh, gefolgt von Frankreich mit 116.971 GWh. Mit nur sehr knappem Abstand folgt Italien mit dem dritthöchsten Strombedarf innerhalb der EU (113.257 GWh). Österreich liegt wiederum an elfter Stelle (25.693 GWh) von 28 Ländern. Der Strombedarf der EU-28 ist in Abbildung 5 dargestellt.

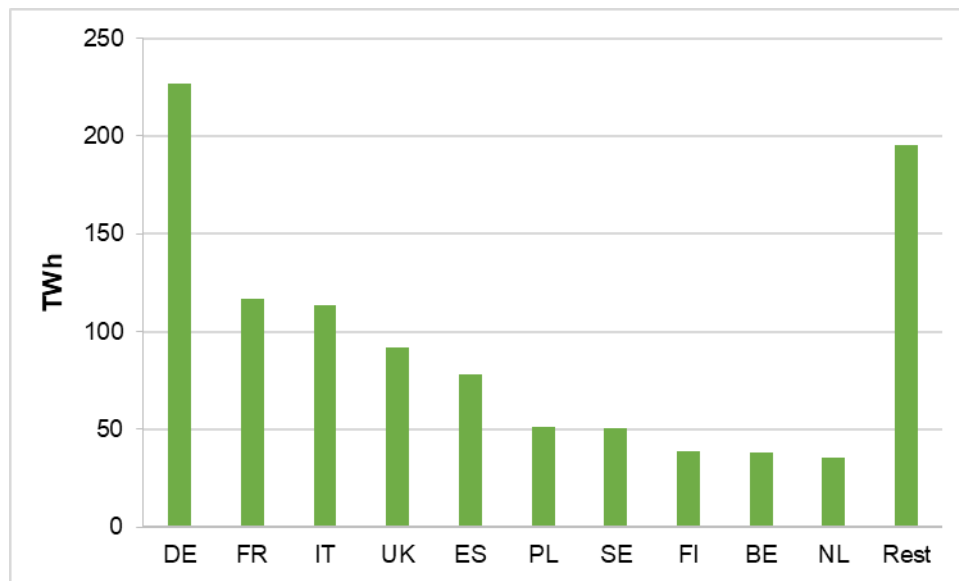


Abbildung 5: Strombedarf der EU (28 Länder) im Jahr 2016. Eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2018b).

Anhand der gezeigten Abbildungen lässt sich erkennen, dass die EU-28 trotz des in den letzten Jahren forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Elektrizitätsproduktion noch zu einem großen Teil von fossilen Energien und damit von Primärenergieträgerimporten aus dem Ausland abhängig ist. Ein Wechsel der Primärenergieträger hin zu einem Elektrizitätssystem, welches zu einem noch viel größeren Teil auf erneuerbaren Energien basiert, ist unumgänglich, um die Klimaziele zu erreichen.

2.3 Ziele und Schwerpunkte der europäischen Energiepolitik

Die europäische Energiepolitik baut auf dem energiepolitischen Zieldreieck auf, wonach die drei übergeordneten Ziele der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit einzuhalten sind. Versorgungssicherheit umfasst das Sicherstellen einer Energieversorgung, welche zu jeder Zeit die entstehende Nachfrage decken kann. Wirtschaftlichkeit meint, dass die finanziellen Belastungen für die betrachtete Volkswirtschaft minimiert werden sollen. Umweltverträglichkeit bezieht sich auf Ressourcenschonung, Einhaltung der Umweltstandards, Minimierung von negativen Umweltwirkungen, etc. Nach Definition des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2001) ist Energiepolitik dann nachhaltig, wenn allen drei Zielen gleichrangige Beachtung geschenkt wird. Die Ziele sollen alle gleichwertig beachtet werden, stehen jedoch auch miteinander in Konkurrenz (Beispiel: Wirtschaftlichkeit gegen Umweltverträglichkeit – niedrige Investitionskosten aber hohe Schadstoffemissionen) (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2001). Aufgrund der Konkurrenzsituation der Ziele ist ein Maßnahmenmix aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen, da sich keine Alternative nur positiv oder negativ auf die Ziele auswirkt (Pittel, 2012). Das energiepolitische Zieldreieck ist in Abbildung 6 dargestellt.

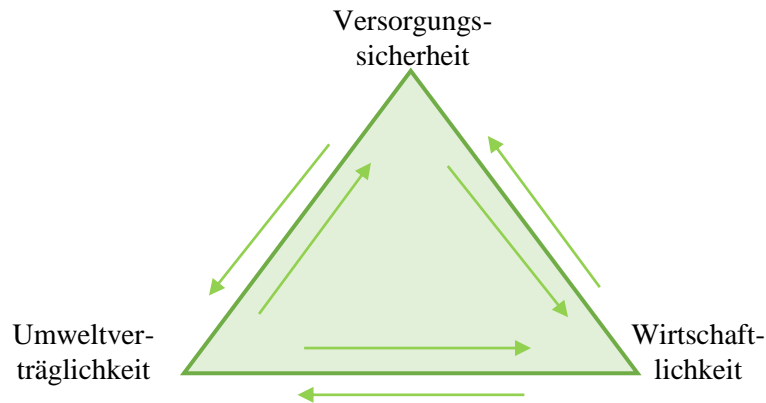


Abbildung 6: Energiepolitisches Zieldreieck. Eigene Darstellung, basierend auf Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2001).

Der erste Schritt zur Schaffung einer gemeinsamen Energiestrategie der EU war der 2007 veröffentlichte Aktionsplan „Eine Energiepolitik für Europa“, welcher umfassende Maßnahmen im Bereich Energiebinnenmarkt, Versorgungssicherheit, Reduktion der Treibhausgase, Energieeffizienz, erneuerbare Energien, innovative Energietechnologien, Kernenergie und internationale Energiepolitik beinhaltet (Europäischer Rat, 2007). Später folgten die bekannten 20-20-20 Ziele, auf welche sich die Mitgliedsstaaten der EU geeinigt haben. Innerhalb dieser Ziele, welche offiziell innerhalb des Klima- und Energiepaktes 2020 definiert sind, gibt es drei übergeordnete Ziele. Es soll ein Rückgang der CO₂-Emissionen um 20 % gegenüber 1990 erreicht werden, der Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 % ansteigen und die Energieeffizienz um 20 % erhöht werden (Europäische Kommission, 2018d). Dies ergibt einen Anteil von 34 % an erneuerbaren Energien am Strommix. Seit Inkrafttreten der 20-20-20 Ziele hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch zwischen 2004 und 2015 beinahe verdoppelt (VGB PowerTech e.V., 2018). Aufbauend auf diesen Zielen wurden weitere Ziele definiert, die bis zum Jahr 2030 erreicht werden sollen. Diese Ziele sind nochmals ambitionierter und umfassen einen Rückgang der CO₂-Emissionen um 40 % gegenüber 1990, einen Anstieg der erneuerbaren Energien auf mindestens 27 % und die Erhöhung der Energieeffizienz um 27 % (Europäische Kommission, 2018c). Das Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien wurde vom Europäischen Rat und vom Europäischen Parlament nochmals aufgegriffen und im Juni 2018 auf 32 % erhöht (The Guardian, 2018). Langfristig soll laut EU eine Klima- und Energiepolitik verfolgt werden, welche eine CO₂-arme Wirtschaft bis 2050 ermöglicht. Hierzu sollen die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 % gegenüber 1990 sinken. Um dies zu erreichen, müssen alle Wirtschaftszweige (Energiesektor, Verkehr, Gebäude, Industrie, Landwirtschaft) einen Beitrag leisten (Europäische Kommission, 2018e). Somit muss die Energie- und Klimapolitik der einzelnen Länder auf europäischer Ebene miteinander übereinstimmen. Nationale Alleingänge erscheinen wenig sinnvoll, wie auch schon Pittel (2012) und Köppl & Schleicher (2018) anmerkten.

2.4 Betriebswirtschaftliche Grundlagen für die Elektrizitätswirtschaft

Vor allem durch die Kapitalintensität und die Langlebigkeit der Anlagen wirken sich die klassischen betriebswirtschaftlichen Grundlagen, wie das historische Anschaffungswertprinzip, in der Elektrizitätswirtschaft stark aus. Nachfolgend wird auf einige wichtige betriebswirtschaftliche Besonderheiten eingegangen. Zu diesen gehören

- das Anschaffungswertprinzip, weil durch die Abschreibungen vom Anschaffungswert in der Elektrizitätswirtschaft die Anlagen oft unterbewertet sind und es zur Bildung stiller Reserven kommt,
- die Nominalkapital- und Substanzerhaltung, weil EVU ihr Handeln eher am Substanzerhalt ausrichten sollen,
- die Nutzungsdauer, da diese in der Elektrizitätswirtschaft so hoch wie in fast keiner anderen Branche ist,
- der Umgang mit Stranded Investments, da das Handeln von EVU möglichst langfristig ausgerichtet sein soll und Investitionen bestmöglich geplant werden sollen.

2.4.1 Anschaffungswertprinzip

Der Anschaffungswert entspricht grundlegend der Summe der „...Aufwendungen, die geleistet werden, um einen Vermögensgegenstand zu erwerben und ihn in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen, soweit sie dem Vermögensgegenstand einzeln zugeordnet werden können“ (§ 203 Abs. 2 UGB Wertansätze für Gegenstände des Anlagevermögens; Anschaffungs- und Herstellungskosten). Der Anschaffungswert ist dabei definiert als der Anschaffungswert des Vermögensgegenstandes, der um Anschaffungswertminderungen reduziert und um Anschaffungsnebenkosten sowie nachträgliche Anschaffungskosten erhöht wird (§ 203 Abs. 2 UGB Wertansätze für Gegenstände des Anlagevermögens; Anschaffungs- und Herstellungskosten).

Im Rahmen der Bilanzierung ist das Anschaffungswertprinzip von besonderer Bedeutung. Demnach dürfen Wertsteigerungen, die über den Anschaffungswert hinausgehen, dem Vermögen nicht zugeschrieben werden. Der historische Anschaffungswert als Höchstgrenze für die Bewertung führt bei den langlebigen Anlagegütern in der Elektrizitätswirtschaft dazu, dass durch eine Unterbewertung von Aktiva stille Reserven im Unternehmen entstehen können. Stille Reserven stellen Eigenkapital dar, welches nicht in der Bilanz aufscheint. Dadurch erscheint das Eigenkapital eines Unternehmens geringer, als es der Wirklichkeit entspricht. Weiters wird der Gewinn des Unternehmens als zu gering ausgewiesen, wodurch hohe Gewinnausschüttungsansprüche oder Steuerzahlungen vermieden werden. Die Lage des Unternehmens und hier insbesondere die Vermögenslage wird durch die Bildung stiller Reserven nicht der Realität entsprechend abgebildet. Für Gläubiger oder für Außenstehende sind stille Reserven nicht sichtbar und können vom Unternehmen willkürlich aufgelöst werden. Durch das

historische Anschaffungswertprinzip sind langlebige und kapitalintensive Wirtschaftsgüter unterbewertet und stille Reserven werden gebildet. Eine Veräußerung der unterbewerteten Wirtschaftsgüter führt zur Aufdeckung stiller Reserven. Stille Reserven entstehen durch Bilanzierungs- bzw. Bewertungsvorschriften. Trotz gegebener Wertsteigerungen dürfen Wirtschaftsgüter nicht über die abgeschriebenen Anschaffungswerte hinaus aufgewertet werden. Diese Art der stillen Reserven wird Zwangsreserven genannt und ist gesetzlich erzwungen (Heno, 2011). Die Bilanz stellt lediglich ein vereinfachtes Bild der Realität dar und bildet diese keinesfalls tatsächlich ab. Unternehmen haben teilweise die Wahl, optimistisch oder pessimistisch zu bilanzieren. Dementsprechend fällt auch die Bilanz des Unternehmens aus: Die ausgewiesenen Werte liegen immer über oder unter dem tatsächlichen Wert; auch deshalb, weil niemand diese Werte wirklich kennt bzw. bestimmen kann. Die tatsächlichen Werte werden also nicht wiedergegeben (Wöhe & Döring, 2013). Laut Wöhe & Döring (2013) steht dies aber stark im Widerspruch zum geltenden Gesetz, das fordert, dass der Jahresabschluss Aufschluss über die tatsächliche Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens geben soll. Das Anschaffungswertprinzip nimmt in Kauf, dass es aufgrund der Obergrenze für die Bewertung im Jahresabschluss durch die Bildung von stillen Reserven zu einem teilweisen Informationsverlust kommt. Die internationale Rechnungslegung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS) und International Accounting Standards (IAS) hebt das Anschaffungswertprinzip teilweise auf, indem immer aktuelle Marktpreise für die Bewertung verwendet werden. Problematisch wird dies in Zeiten von Krisen, in denen es dann zu einem noch viel größeren Abschreibungsbedarf kommt (z. B. Finanzmarktkrise 2008) (Heno, 2011).

2.4.2 Nominalkapitalerhaltung und Substanzerhaltung

Klassische betriebswirtschaftliche Bewertungskonzepte sind durch das historische Anschaffungswertprinzip eher auf nominelle Kapitalerhaltung ausgerichtet. Eine Branche mit langlebigen Anlagen sollte jedoch eher an der Substanzerhaltung ausgerichtet sein.

Das Anschaffungswertprinzip folgt dem Prinzip der nominellen Kapitalerhaltung, wonach der (Nominal-)Gewinn als Differenz zwischen dem Eigenkapital in t_1 und jenem in t_0 definiert ist, d. h. Vermehrung des Reinvermögens ist Gewinn. Ziel ist, dass das investierte Geldkapital erhalten bleibt. Durch Erhalt des investierten Geldkapitals gilt die Leistungsfähigkeit des Betriebes als sichergestellt (Heno, 2011). Dies ist nur unter Annahme konstanter Wiederbeschaffungswerte passend. In Zeiten mit Geldentwertung (steigende Wiederbeschaffungswerte) führt diese Betrachtung aber dazu, dass ein zusätzlicher Scheingewinn ausgewiesen wird (Wöhe & Döring, 2013) und es kommt zu einer Substanzverringering, sofern nicht Teile des Gewinns einbehalten werden oder Fremdfinanzierung verstärkt wird (Heno, 2011). Die langfristige Sicherung des Unternehmens als übergeordnetes Unternehmensziel für kapitalintensive Unternehmen mit langlebigen Anlagen, wie es auf EVU zutrifft, ist mit nomineller Kapitalerhaltung nicht sichergestellt. Solche Unternehmen müssen sich an der Substanzerhaltung orientieren. Die Substanzerhaltung ist auf eine gütermäßige Kapitalerhaltung und

nicht auf einen Erhalt des investierten Geldkapitals ausgerichtet. Gewinn wird erwirtschaftet, wenn der Bestand der Vermögensgegenstände innerhalb der betrachteten Periode gewachsen ist. Heno (2011) definiert, dass hierzu in einer Periode die Umsatzerlöse größer als die Wiederbeschaffungswerte aller eingesetzten und verbrauchten Produktionsfaktoren sein müssen. Um den Substanzerhalt sicherzustellen, muss die Gewinnermittlung im Rahmen des Jahresabschlusses nicht zu Anschaffungswerten, sondern zu Wiederbeschaffungswerten erfolgen, um den tatsächlichen Gewinn ohne Scheingewinn auszuweisen (Heno, 2011).

Bei steigenden Wiederbeschaffungspreisen aufgrund von schleichender Geldentwertung (nominelle Preissteigerungen) für Ersatzinvestitionen reichen die Abschreibungen vom historischen Anschaffungswert alleine nicht aus, um adäquate Ersatzinvestitionen zu gewährleisten, wie schon Musil (1972) aufgezeigt hat. Demnach ist der Erhalt der Unternehmenssubstanz, die besonders in kapitalintensiven Unternehmen mit langlebigen Anlagen von großer Bedeutung ist, nicht sichergestellt (Schmidt, 1921). Abschreibungen sind Teil des Cashflows und sollen u.a. für Ersatzinvestitionen verwendet werden (Wöhe & Döring, 2013). Abschreibungen vom historischen Anschaffungswert sind bei langlebigen Anlagegütern zu niedrig für eine adäquate Ersatzinvestition am Ende der Nutzungsdauer. Aufgrund der nominellen Preissteigerungen übersteigen die Wiederbeschaffungswerte die historischen Anschaffungswerte und der Substanzerhalt ist nicht gewährleistet, wie nachfolgend in Kapitel 6.7 gezeigt wird.

Schmidt (1921) hat die Diskussion um die Substanzerhaltung beeinflusst, indem er die Bewertung auf Basis der Wiederbeschaffungswerte aufgegriffen hat. Schmidt (1921) geht bei seiner Theorie der organischen Bilanz von Preissteigerungen aufgrund von Geldentwertung aus und verwendet demzufolge Wiederbeschaffungswerte anstatt historischer Anschaffungswerte, womit die organische Bilanz an der Substanzerhaltung ausgerichtet ist. Dieser Ansatz entstand zu Zeiten mit hohen jährlichen nominellen Preissteigerungen (Hyperinflation in Deutschland). Eine Möglichkeit, den Substanzerhalt zu gewährleisten und dennoch mit historischen Anschaffungswerten zu bilanzieren, wäre nur, den Umsatzgewinn zu besteuern und auch nur von diesem Teil die Dividendenzahlungen vorzunehmen (Wöhe & Döring, 2013). Eine Bewertung in der Bilanz mit Wiederbeschaffungswerten würde dazu führen, dass die Aktiva steigen und dafür in den Passiva eine Rückstellung gebildet werden muss, die zum Eigenkapital gehört. Hierbei muss es aber eine Ausschüttungssperre geben. Die Ausschüttungssperre ist deshalb wichtig, da eine Überbewertung bzw. Aufwertung der Aktiva zu einem höheren Jahresüberschuss und in Folge zu einer höheren Ausschüttung führt. Ein Hindernis, das Anschaffungswertprinzip zugunsten der Substanzerhaltung abzuschaffen, ist, dass die Ermittlung der Wiederbeschaffungswerte mit großen Schwierigkeiten verbunden ist (Heno, 2011).

Auch die internationale Rechnungslegung (IFRS und IAS) hat das Problem der Unterbewertung (oder Überbewertung) des Anlagevermögens bereits berücksichtigt. Somit gibt es für den Konzernabschluss ein Bewertungswahlrecht zwischen dem Anschaffungswert und dem Zeitwert (Anschaffungskosten-

modell oder Neubewertungsmodell). Es erfolgt eine Durchbrechung des historischen Anschaffungswertprinzips, indem eine Neubewertung des Anlagegutes zum beizulegenden Zeitwert ermöglicht wird (Heno, 2011).

2.4.3 Nutzungsdauer

Besonders die Elektrizitätswirtschaft ist durch eine lange Nutzungsdauer der Anlagen gekennzeichnet. Dies wird bei einem Vergleich der branchenüblichen Nutzungsdauer des Sektors Energieversorgung mit anderen Sektoren klar. Für die Nutzungsdauer gibt es verschiedene Ansätze. Begrifflich unterscheiden Wöhe & Döring (2013) die technische Nutzungsdauer, die optimale Nutzungsdauer und die ökonomische Nutzungsdauer. Wöhe & Döring (2013) sind der Meinung, dass das Verwenden der technischen Nutzungsdauer insofern problematisch ist, als dass diese durch Wartung extrem ausgedehnt werden kann und somit unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht zweckmäßig ist. Die optimale Nutzungsdauer geht in der Periode zu Ende, in der der Kapitalwert sein Maximum erreicht. Die optimale Nutzungsdauer ist nur schwer im Voraus zu berechnen und hat daher für die Praxis nur eine geringe Bedeutung. Die ökonomische Nutzungsdauer ist diejenige, die im Rahmen des Steuerrechts zur Ermittlung der Abschreibungen zu verwenden ist. Abgesehen von ein paar Sonderregelungen gibt es (außer der Berücksichtigung des Vorsichtsprinzips und der Willkürfreiheit) keine Verpflichtungen, welche Nutzungsdauer für die verschiedenen Wirtschaftsgüter zu wählen ist (Bundesministerium für Finanzen, 2018).

Aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht ist für die Nutzungsdauer von Anlagen zur Elektrizitätsproduktion und -übertragung auch die Analyse von Markewitz, et al. (2017) relevant. Die Autoren unterscheiden zwischen der technischen Lebensdauer, der Betriebsdauer von technischen Systemen, der Nutzungsdauer gemäß Absetzung für Abnutzung (AfA), der betriebswirtschaftlichen Amortisationsdauer, der ökonomischen Lebensdauer und einer eigenen Begriffsdefinition der Lebensdauer. Laut Markewitz, et al. (2017) werden in den elektrizitätswirtschaftlichen Studien (Netzausbaupläne und andere) die verschiedenen Begriffe synonym verwendet, obwohl sie aber nicht dasselbe bedeuten. Den Definitionen von Markewitz, et al. (2017) wird im weiteren Verlauf der Arbeit gefolgt und der Begriff der Nutzungsdauer gemäß AfA als ökonomische Nutzungsdauer und die tatsächliche Lebensdauer als Nutzungslebensdauer verwendet. Nachfolgend wird eine kurze Definition dieser zwei Begriffe gegeben (Markewitz, et al., 2017):

- **Nutzungsdauer gemäß AfA:** Durch den Gebrauch eines Anlagegutes wird dieses im Wert gemindert. Diese Abnutzung bzw. Minderung des Wertes stellt im betriebswirtschaftlichen Sinn eine Betriebsausgabe dar und wird über die Nutzungsdauer steuerlich abgesetzt. Die Nutzungsdauer gemäß AfA und darauf basierende Abschreibungen haben nur eine steuerrechtliche Bedeutung, da diese den Gewinn und demnach die davon berechneten Steuern

und Dividenden mindern. Wichtig ist, dass die steuerrechtliche Nutzungsdauer nicht mit der tatsächlichen Nutzungsdauer, die um einiges höher ist, verwechselt wird.

- **Nutzungslebensdauer:** Die Nutzungslebensdauer beinhaltet alle Phasen eines Anlagegutes. Am Beispiel eines Kraftwerks ist dies der Zeitraum von der Netzsynchroisation bis zur Stilllegung des Kraftwerks.

In der Praxis haben sich in den Unternehmen bestimmte Richtwerte für die Nutzungsdauer entwickelt, die auf Erfahrungswerten beruhen. Nachfolgend gibt Tabelle 1 einen Überblick über die unternehmensinterne ökonomische Nutzungsdauer verschiedener Anlagegüter von drei österreichischen EVU.

Tabelle 1: Übersicht über die verwendete ökonomische Nutzungsdauer der abnutzbaren Sachanlagen in Jahren, Quelle: VERBUND AG, 2014; ESTAG, 2014; EVN AG, 2014.

VERBUND AG	Nutzungsdauer in Jahren
Wohn-, Geschäfts-, Betriebsgebäude, restl. Betr. Baulichkeiten	1-75
Wasserbauten	75-100
Maschinelle Anlagen	6-75
Elektrische Anlagen	5-50
Leitungen	50
Betriebs- und Geschäftsausstattung	4-10
ESTAG	
Immaterielles Vermögen	1-75
Wohngebäude	50
Betriebsgebäude und andere Baulichkeiten	20-50
Kalorische Kraftwerksanlagen	5-25
Hydraulische Kraftwerksanlagen	10-75
Elektrische Anlagen	5-25
Leitungen	19-25
Betriebs- und Geschäftsausstattung	2-15
EVN AG	
Gebäude	10-50
Leitungen	15-50
Maschinen	10-33
Zähler	5-40
Betriebs- und Geschäftsausstattung	3-25

Aus Tabelle 1 ist ersichtlich, dass bereits innerhalb dieser drei Unternehmen desselben Sektors große Unterschiede bzgl. der getroffenen Annahmen herrschen. Hydraulische Kraftwerksanlagen bzw. Wasserbauten werden in zwei Unternehmen (VERBUND AG und ESTAG) ausgewiesen. Die verwendete ökonomische Nutzungsdauer unterscheidet sich enorm. Während das erstgenannte Unternehmen von 75-100 Jahren ausgeht, schätzt das zweite Unternehmen die wirtschaftliche Nutzungsdauer auf 10-75 Jahre. Bei einem solchen Vergleich muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass nicht bekannt ist, welche Posten diese Gruppe genau beinhaltet.

Die in Tabelle 1 aufgelisteten Beispiele für die ökonomische Nutzungsdauer sind nach dem Vorsichtsprinzip geschätzt und entsprechen nicht der tatsächlichen Lebensdauer der Anlagegüter, sondern der

Dauer, in der der Vermögensgegenstand steuerlich als Aufwand abgesetzt werden kann. Das führt dazu, dass manche Kraftwerke aus Sicht der betriebswirtschaftlichen Buchhaltung im Unternehmen nur mehr mit dem „Erinnerungswert“⁶ aufscheinen; volkswirtschaftlich und vor allem Elektrizitätswirtschaftlich kommt diesen Kraftwerken jedoch ein immenser Wert zu (Gsodam, et al., 2016; Gsodam & Stigler, 2017c).

Die Schätzung der Nutzungsdauer beruht auf Erfahrungswerten. Je länger die Nutzungsdauer eines Anlagegutes ist, desto schwieriger wird die Schätzung. Dies trifft insbesondere auf die Anlagen der Elektrizitätswirtschaft zu, deren hohe Nutzungsdauer in anderen Sektoren kaum zu finden ist. Hier gehören im Speziellen die Wasserkraftwerke erwähnt, bei denen die baulichen Anlagen eine Nutzungsdauer von bis zu 150 Jahren aufweisen können (Engel, et al., 1985). Details, warum gerade Wasserkraftwerke in diesem Hinblick besonders sind, folgen in Kapitel 3.5.2. Laut Engel, et al. (1985) gibt es am Ende der Nutzungslebensdauer keineswegs nur die Option, den Betrieb des Kraftwerks einzustellen, was oft mit einem hohen Aufwand für die Stilllegung, Wiederherstellung des Urzustandes, etc. einhergeht, ohne Erträge zu generieren. Weitere Alternativen beinhalten (1) Weiterführung des Betriebs ohne technische Veränderung auf unbestimmte Zeit, (2) Modernisierung und Erweiterung sowie (3) Neubau und Erweiterung unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und ökologischer Gesichtspunkte. Je nach Situation gilt abhängig von den zu erwartenden Kosten und den zukünftigen Energieerträgen die beste Alternative zu wählen (Engel, et al., 1985).

2.4.4 Stranded Investments

Als Stranded Investments oder Stranded Assets werden Vermögenswerte bezeichnet, die aufgrund von geänderten Marktbedingungen oder gesetzlichen Änderungen nicht mehr genutzt werden können. In Stranded Assets wurde in Unkenntnis späterer Maßnahmen der Politik investiert (Doane & Williams, 1995)

Vor allem in der Elektrizitätswirtschaft wird in diesem Zusammenhang häufig von Stranded Costs gesprochen. Stranded Costs sind den EVU vielfach durch die Deregulierung des Stromverkaufs entstanden, wodurch Investitionen, die im regulierten Markt getätigt wurden, nach der Marktöffnung im Wettbewerbsmarkt nicht mehr wirtschaftlich sind (Doane & Williams, 1995). EVU haben kapitalintensive und langlebige Kraftwerke in der berechtigten Annahme gebaut, dass es immer genügend Kunden geben wird, welche ihnen die dort produzierte Elektrizität abnehmen und somit die Anlagen amortisieren. Kann das Kraftwerk, in das investiert wurde, jedoch nicht wie geplant betrieben werden, da beispielsweise die prognostizierte Verbrauchsentwicklung nicht eintritt, handelt es sich um eine

⁶ Nach Ende der ökonomischen Nutzungsdauer wird der Vermögensgegenstand auf einen symbolischen Erinnerungswert von meist 1 EUR abgeschrieben. Diesen Wert behält der Vermögensgegenstand so lange, wie er im Unternehmen genutzt wird. Erst wenn der Vermögensgegenstand vollständig aus dem Produktionsprozess bzw. dem Unternehmen ausscheidet, wird der symbolische Erinnerungswert entfernt.

Investition, welche sich nicht amortisieren wird. In einem Wettbewerbsmarkt werden nur jene EVU erfolgreich sein, welche günstiger produzieren als ihre Wettbewerber, die Ressourcen effizienter einsetzen und die Kundenbedürfnisse besser befriedigen. Alle anderen werden verlieren, Vermögen abbauen und von Stranded Investments betroffen sein (Michaels, 1994).

Anlagen, die vor dem Ende ihrer Nutzungslebensdauer stillgelegt werden müssen, führen zu Stranded Investments. Aufgrund der hohen Investitionssummen und der langen Lebensdauer der Kraftwerke sind Stranded Investments innerhalb der Energie- und Elektrizitätswirtschaft besonders wahrscheinlich (Johnson, et al., 2015). Johnson, et al. (2015) haben berechnet, dass zur Erreichung des Paris-Ziels je nach gewähltem Szenario global gesehen die Höhe der Stranded Investments bei Kohlekraftwerken zwischen 2011 und 2100 mehrere 100 Mrd. USD beträgt (ca. 150–550 Mrd. USD). Ein weiteres Beispiel für das Entstehen von Stranded Investments wäre der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. In diesem Beispiel können zukünftig Kernkraftwerke, welche das Ende der Nutzungslebensdauer noch nicht erreicht haben, nicht mehr genutzt werden. Hierbei erfolgt eine außerplanmäßige Abschreibung des gesamten zum Zeitpunkt der Stilllegung noch vorhandenen Restbuchwertes. Auch Stranded Investments verursachen Fixkosten in Form von Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen, welche in jedem Fall zu bezahlen sind. Wenn davon ausgegangen wird, dass das Paris-Ziel zur Beschränkung der Erwärmung in jedem Fall zu erreichen ist, sind Investitionen in den Bau neuer fossiler Kraftwerke ohne CCS Stranded Investments, da der Kohleausstieg unumgänglich sein wird. Die aktuelle Klima- und Energiepolitik führt sehr wahrscheinlich zu Stranded Investments im Bereich der fossilen Kraftwerke.

Johnson, et al. (2015) analysierten vier Strategien zur Minimierung von Stranded Investments im Bereich der Kohlekraftwerke. Diese Strategien beinhalten (Johnson, et al., 2015):

1. Verringerung des Energiebedarfs durch Erhöhung der Energieeffizienz, um die Notwendigkeit für den Bau neuer Kraftwerkskapazität zu vermeiden und auch das Ausscheiden bestehender Kapazität ersatzlos zu ermöglichen;
2. Verlängerung der Nutzungslebensdauer bestehender Anlagen, um den Bau neuer Kraftwerkskapazität kurzfristig zu verzögern;
3. Erlassen von Ausnahmeregelungen für Kohlekraftwerke, welche vor Inkrafttreten von Klima- und Energiezielen gebaut wurden, sodass diese Kraftwerke ihren Betrieb fortsetzen können und nur neue Kraftwerke betroffen wären;
4. Nachrüsten bestehender Kraftwerke mit CCS.

Strategie 1 scheint, in Kombination mit anderen Maßnahmen wie dem Ausbau der erneuerbaren Energien, die sinnvollste Strategie zu sein, da alle anderen Strategien erhebliche Nachteile aufweisen. Strategie 2 führt zwar dazu, dass die Höhe der Stranded Investments geringer ist, jedoch wird das grundsätzliche Problem des Wechsels der Energieträger nur zeitlich verschoben, da am Ende der Nutzungslebensdauer der Kohlekraftwerke die Kapazität der erneuerbaren Energien fehlt. Strategie 3

erlaubt zusätzliche CO₂-Emissionen, welche dem Erreichen des Paris-Ziels entgegenwirkt. Der Erfolg von Strategie 4 hängt sehr stark von zukünftigen technologischen Entwicklungen von CCS (F&E von Bedeutung) ab, weshalb starke technologische und regulatorische Barrieren existieren. Die zukünftige Nutzung von CCS ist daher noch fraglich. Weiters werden bestehende Kraftwerke nachgerüstet, weshalb auch die Investition in CCS nur eine zeitlich beschränkte Nutzungsdauer haben.

Je vager, kurzfristiger und weniger strikt aktuelle politische Maßnahmen und Ziele sind, desto länger verzögert sich der Ausstieg aus der Kohle. Dies führt längerfristig gesehen zu einer größeren zukünftigen Verpflichtung und zu höheren Kapazitäten bei der Kraftwerksstilllegung vor Ende der Nutzungsdauer. Es ist daher dringend erforderlich, dass kurz- und mittelfristige Strategien auch klar definierte und strikte Ziele aufweisen. Aufgrund der global gesehen weniger strikten Klimapolitik in den kommenden zwei Jahrzehnten wird zukünftig mit einem Anstieg der Kraftwerkskapazität von Kohlekraftwerken gerechnet, weshalb die Wahrscheinlichkeit für Stranded Investments erhöht ist. Höhere aktuelle Aufbauraten der Kohlekraftwerkskapazität führen langfristig dazu, dass die langfristigen Abbauraten zwischen 2031 und 2050 nur noch höher sein werden und die Höhe der Stranded Investments ansteigt (Johnson, et al., 2015).

Die aktuelle Marktsituation mit der Preisbildung basierend auf den Grenzkosten der Stromproduktion hat dazu geführt, dass fossile Kraftwerke – wie Gaskraftwerke – nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, da der Marktpreis für die Deckung der variablen Kosten dieser Kraftwerke zu gering ist. Dass diese fossilen Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, führt dazu, dass auch diese Kraftwerke zu Stranded Investments werden. Nach Michaels (1994) sollten EVU immer in der Lage sein, mit politischen oder finanziellen Risiken umzugehen, welche den Einsatz ihrer Kraftwerke beeinflussen können und zu Stranded Investments führen. Eine Alternative, wie mit Stranded Investments umgegangen werden kann, sind Kompensationszahlungen für betroffene EVU, welche nicht unumstritten sind, da sie weder theoretisch begründbar noch ökonomisch sinnvoll sind. Kompensationszahlungen für Stranded Investments bevorteilen diejenigen EVU, welche schlechten Vorhersagen und Projektionen vertrauten. Diejenigen, die ihr Handeln langfristig ausrichten, würden durch Kompensationszahlungen benachteiligt werden. EVU, welche Kompensationszahlungen einfordern, sind langfristig wahrscheinlich auch die ersten, welche im Wettbewerbsmarkt nicht überleben werden. Zumindest beim Übergang von einem regulierten Markt in einen Wettbewerbsmarkt gab es keinen Grund, dass jemand anderes als das investierende EVU die außerplanmäßigen Abschreibungen bezahlt. Ein weiteres Problem, welches durch Kompensationszahlungen für Stranded Investments entsteht, betrifft EVU, die eine Kompensationszahlung erhalten haben und aufgrund von wiederum erneut geänderten Bedingungen eine unerwartete neue Verwendung für ihre Anlage finden müssen (Michaels, 1994).

„Der oberste Zweck des Kapitals ist nicht, mehr Geld zu schaffen, sondern zu bewirken, dass das Geld sich in den Dienst der Verbesserung des Lebens stellt.“

Henry Ford

3 Der Kapitalstock

Der Kapitalstock zeigt die Verwendung des eingesetzten Kapitals und ist kurzfristig nicht veränderbar (Huber, 2015). Die Bestimmung des investierten Kapitals hat aufgrund der Kapitalintensität in der Elektrizitätswirtschaft eine besondere Bedeutung (Stender, 2008). Die Nutzungsdauer der Kraftwerke übersteigt die ökonomische Nutzungsdauer um viele Jahre, weshalb die in den Bilanzen der EVU ausgewiesenen Werte keine ausreichende Information über den Restwert der Anlagen geben. Aus diesem Grund wird für Sektoren mit einer hohen Kapitalintensität und einer langen Lebensdauer der Anlagen, wie es in der Elektrizitätswirtschaft der Fall ist, der Kapitalstock als geeignete Methode betrachtet, um das investierte Vermögen des Sektors zu ermitteln. Die Aufteilung des Kapitalstocks nach Technologien, wie es in dieser Arbeit getan wird, kann für den Umbau des Elektrizitätssystems äußerst sinnvoll sein, wenn die technologiespezifischen Investitionen mit dem Nutzen (z. B. produzierte Energie) verbunden werden. Nachfolgend wird das Kapitalstockkonzept näher erläutert.

Exkurs: Begriffsdefinition Kapitalstock

Die korrekte Bedeutung des Kapitalstocks bezieht sich auf *„für einen bestimmten Zweck angesammeltes, angespartes Kapital“* (Bibliographisches Institut GmbH, 2018b). Wird der Begriff auf die zwei Wörter Kapital und Stock aufgeteilt, kann die Bedeutung noch genauer erklärt werden. Kapital, vom Lateinischen capitalis (Grundsumme, Kapital), trägt verschiedene Bedeutungen. Fokussiert auf wirtschaftliche Aspekte für Unternehmen und den Produktionsprozess ist das Kapital die Summe aller *„Geld- und Sachwerte, die zu einer Produktion verwendet werden, die Gewinn abwirft“* oder *„das Vermögen eines Unternehmens“* (Bibliographisches Institut GmbH, 2018a). Stock, aus dem Mittel- und Althochdeutschen stoc (Baumstumpf, Klotz), bezog sich ursprünglich wahrscheinlich auf einen abgeschlagenen Stamm oder Ast und erhielt im Laufe der Zeit mehrere und unterschiedliche Bedeutungsaspekte. Im Hinblick auf das Kapital ist jedoch der *„Bestand an Waren; Vorrat, Warenlager“* die einzig sinnvolle. Die Wortherkunft *„Bestand an Waren“* bezieht sich ursprünglich auf den Wurzelstock, welcher einen abgeholzten Baumstumpf mit Wurzeln meint (Bibliographisches Institut GmbH, 2018c).

3.1 Ermittlung des Kapitalstocks in Theorie und Praxis

Die Ermittlung des Kapitalstocks ist ein wichtiger Bestandteil der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR). Innerhalb der VGR ist die Kapitalstockermittlung Teil der Vermögensrechnung. Der Kapitalstock beinhaltet alle nicht finanziellen und reproduzierbaren Anlagegüter. Nichtproduzierte Vermögensgüter sind nicht inkludiert. Der Begriff des Kapitals bezieht sich innerhalb dieser Forschungsarbeit auf die Summe der nicht finanziellen und reproduzierbaren Vermögensgegenstände. Ausgeschlossen sind finanzielle Vermögensgegenstände, natürliche Ressourcen sowie Grund und Boden. Diese Definition ähnelt dem betriebswirtschaftlichen Begriff des Sachanlagevermögens (Huber,

2015). Der Kapitalstock zeigt auf, wie das Kapital verwendet worden ist, und entspricht im eigentlichen Sinne nicht dem Wert des Sachanlagevermögens. Während der Wert eines Anlagegutes sich durch wirtschaftliche Gegebenheiten am Markt rasch ändern kann, bleibt die Verwendung des Kapitals dieselbe. Auch der Bericht der Stiglitz-Sen-Fitoussi-Kommission hebt die Bedeutung von Vermögensbestandsdaten zur Abbildung des ökonomischen Wohlstands hervor (Stiglitz, et al., 2009). Stiglitz, et al. (2009) weisen darauf hin, dass das Bruttoinlandsprodukt (BIP) als Maß für den Wohlstand einer Volkswirtschaft falsche Signale senden kann. Häufige Kritik am BIP ist, dass in dieser Betrachtung ökologische Katastrophen als gut für die Wirtschaft angesehen werden, weil durch Wiederaufbau, Aufräumarbeiten, etc. zusätzliche ökonomische Aktivitäten entstehen, welche der Wirtschaft und somit dem Wohlstand der Volkswirtschaft zugutekommen. Bei Betrachtung des Kapitalstocks anstelle des BIP wird diese Doppeldeutigkeit vermieden. Katastrophen werden als Abschreibung von natürlichem oder physischem Kapitalbestand angesehen. Jede zusätzliche ökonomische Aktivität hätte nur insofern einen positiven Effekt, als dass die Aktivität dabei hilft, den ursprünglichen Wert des Kapitalstocks wiederherzustellen. Insofern ist der Kapitalstock als Maß für den ökonomischen Wohlstand besser geeignet als das BIP (Stiglitz, et al., 2009).

Die Ermittlung des Kapitalstocks ist äußerst umfassend. Eine jährliche physische Bestandsaufnahme aller in der Volkswirtschaft vorhandenen Anlagegüter ist praktisch nicht möglich. Das heißt, dass Elemente der direkten Methode der Kapitalstockermittlung basierend auf jährlichen Angaben von Unternehmen, welche mit einem hohen Ermittlungsaufwand verbunden sind, innerhalb der VGR nicht bzw. nur teilweise (z. B. für Angaben zu Nutztieren) verwendet werden können (Schmalwasser & Schidlowski, 2006). Daher wird zur Ermittlung des Kapitalstocks auf die Kumulationsmethode (PIM, Perpetual Inventory Method) zurückgegriffen. Diese Methode geht von Zeitreihen der Bruttoanlageinvestitionen aus Vorperioden aus. Unter Verwendung von Preisinformationen für die Anlagegüter, Informationen zur Lebensdauer der Anlagen und einer Schätzung eines sogenannten „Anfangskapitalstock“ wird der aktuelle Kapitalstock berechnet. Dabei gilt die Annahme, dass ein möglicher Schätzfehler im geschätzten Anfangskapitalstock immer geringer wird, je weiter die Berechnung in die Gegenwart bzw. Zukunft kommt. Dies ist dadurch begründet, dass mit der Zeit die alten Anlagen das Ende der Lebensdauer erreichen und somit aus der Betrachtung ausscheiden. Die Kumulationsmethode baut darauf auf, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt die Summe der in der Vergangenheit getätigten Investitionen (unter Berücksichtigung von Abschreibungen und Ausscheiden der Anlagen) gleich hoch wie das zu diesem Zeitpunkt vorhandene Sachvermögen sein muss (Brümmerhoff & Grömling, 2011). Zusammenfassend erfordert das Verwenden der Kumulationsmethode

- weit zurückreichende Zeitreihen der Investitionen,
- Schätzung eines Anfangskapitalstocks,
- die Wahl einer Abschreibungsvariante und
- eine angenommene Anlagenabgangsfunktion (Huber, 2015).

Innerhalb der VGR sind die lineare und die geometrische Abschreibungsvariante geläufig. Die lineare Abschreibung geht von einer konstanten jährlichen Wertminderung aus, die geometrische Abschreibung verwendet eine fixe Abschreibungsrate in Prozent des Anschaffungswertes und führt so zu über die Zeit sinkenden Abschreibungsbeträgen, die zu Beginn höher sind und im Lauf der Zeit sinken (Huber, 2015).

Der Kapitalstock wird üblicherweise mit den Wiederbeschaffungswerten der Anlagegüter berechnet (Huber, 2015). Eine alternative Schätzung auf Basis der in den Bilanzen der Unternehmen ausgewiesenen Vermögenswerte ist für die Verwendung nicht geeignet, da diese Vermögenswerte mit den historischen Anschaffungswerten bewertet werden. Zusätzlich sind von den Anlagen in den Bilanzen der Unternehmen auch schon die Abschreibungen abgezogen. Deshalb wäre es nicht möglich, den gesamten Bruttokapitalstock, der den Neuwert der Anlagegüter aufzeigt, darzustellen, da zur genauen Altersstruktur keine Angaben vorhanden sind. Zusätzlich werden die Restbuchwerte der Anlagen in den Bilanzen der Unternehmen auf Basis der ökonomischen Nutzungsdauer und nicht der tatsächlichen Lebensdauer berechnet. Laut Hahn & Schmoranz (1983) erfasst sowohl der Nettokapitalstock, der – wie später noch detaillierter erklärt wird – den Zeitwert der Anlagegüter ausweist, als auch der buchhalterische Restbuchwert potenzielle Reserven. Der Unterschied zwischen dem Nettokapitalstock und dem buchhalterischen Buchwert besteht jedoch – auch aufgrund des unterschiedlichen Wertansatzes (historischer Anschaffungswert und Wiederbeschaffungswert) – darin, dass der Nettokapitalstock an der zukünftig verfügbaren Leistungsreserve orientiert ist, weshalb der Wiederbeschaffungswert geeigneter ist. Der Restbuchwert zielt auf vergangenheitsbezogenen Kostenersatz ab, weshalb der historische Anschaffungswert als Wertansatz besser geeignet ist.

Allgemein gibt es drei Preiskonzepte, die für die Berechnung des Kapitalstocks herangezogen werden können (Schmalwasser & Schidlowski, 2006):

- Wiederbeschaffungswerte,
- konstante (Wiederbeschaffungs-)Werte und
- historische Anschaffungswerte.

Eine Berechnung des Kapitalstocks zu historischen Anschaffungswerten entspricht am ehesten der Bewertung, die in der Buchhaltung angewandt wird und mit welcher die buchhalterischen Restbuchwerte der Anlagen berechnet werden. Eine Bewertung mit laufenden historischen Anschaffungswerten hätte zur Folge, dass gleiche Anlagegüter mit unterschiedlichen Preisen bewertet werden, obwohl sie sich nur durch das Jahr der Anschaffung voneinander unterscheiden. Weiters zeichnen sich die buchhalterischen Restbuchwerte, sofern sie aus den Jahresabschlüssen der Unternehmen entnommen werden, durch unterschiedliche Abschreibungsvarianten aus. Diese Bewertung würde zwar den Grundsätzen der Bewertung der betrieblichen Buchhaltung entsprechen, doch die Werte sind nicht zuletzt aufgrund der verschiedenen Abschreibungsvarianten nicht miteinander vergleichbar (Schmalwasser & Schidlowski, 2006). Häufig wird im Rahmen der Kapitalstockermittlung auf eine Bewertung mit

konstanten Wiederbeschaffungspreisen zurückgegriffen. Der so berechnete Kapitalstock wird in einer abschließenden Betrachtung aber wieder auf laufende Wiederbeschaffungspreise eines bestimmten Jahres umgerechnet (Huber, 2015). Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt auch im Rahmen der hier vorgestellten Arbeit hauptsächlich unter Berücksichtigung der laufenden Wiederbeschaffungspreise.

Organisationen wie die Weltbank oder die OECD (OECD, 2009; The World Bank, 2006) verwenden in ihren Arbeiten zum Kapitalstock auch die Kumulationsmethode. OECD (2009) weist darauf hin, dass es grundlegend zwei Arten gibt, um den Kapitalstock zu ermitteln:

- Der Kapitalstock als Summe aller Zugänge minus Abgänge über die Zeit bezogen auf einen gewissen Anfangskapitalstock. Bruttoinvestitionen werden summiert und von dieser Summe werden die Abschreibungen auf reproduzierbares Kapital (Anlagevermögen) vorgenommen (Kumulationsmethode).
- Der Kapitalstock als der Kapitalwert der Erträge, die im Lauf der Zeit erwirtschaftet werden können. Dies entspricht dem, was ein Investor bereit wäre, für ein Anlagegut zu zahlen.

Für die Ermittlung des Kapitalstocks der reproduzierbaren Anlagegüter greift OECD (2009) auf die Kumulationsmethode zurück, während die Methode des Kapitalwerts für die Bestimmung des Kapitalstocks der natürlichen Ressourcen verwendet wird.

Das Problem bei der Verwendung der Kumulationsmethode liegt darin, dass (1) keine tatsächlichen Informationen zu den aktuell vorhandenen Beständen erhoben werden, (2) der Anfangskapitalstock mit Hilfe von Investitionsreihen geschätzt werden muss und (3) Anlagenabgangsfunktionen verwendet werden. Statistische Angaben über tatsächliche Anlagenabgänge gibt es nur für wenige Sachanlagen und solche Informationen liegen in den seltensten Fällen vor. Laut Schmalwasser & Schidlowski (2006) müssen die Investitionsreihen aufgrund der Schwankungen der Nutzungsdauer durch die hinterlegte Anlagenabgangsfunktion, die eine Schwankung um mehr als das Doppelte der angenommenen Nutzungsdauer ermöglicht, sehr weit in die Vergangenheit zurückreichen. Hinzu kommt, dass Investitionsreihen nach Hahn & Schmoranz (1983) in Österreich in ausreichendem Maße nur bis 1976 vorhanden sind. In einer solch langlebigen und anlagenintensiven Branche wie der Elektrizitätswirtschaft reicht diese Spanne von ca. 40 Jahren nicht aus, um ein vollständiges Bild darzustellen und den Kapitalstock in seiner Gesamtheit abzubilden. Österreich hat durch seine geographischen Gegebenheiten ein großes Wasserkraftpotenzial. Die durchschnittliche Lebensdauer eines Wasserkraftwerks liegt aber bei weit über 40 Jahren. Einige Wasserkraftwerke, vor allem Kleinwasserkraftwerke, wurden zu Beginn des 20. bzw. am Ende des 19. Jahrhunderts gebaut. Diese Kraftwerke sind immer noch in Betrieb und tragen einen wichtigen Teil zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Österreich bei. Mit Investitionsreihen zurück bis 1976 sind die langlebigen Kraftwerke der Elektrizitätswirtschaft nicht ausreichend abgebildet.

3.2 Arten des Kapitalstocks

Im Rahmen der Kapitalstockermittlung gibt es eine Reihe von unterschiedlichen Ansätzen. Am verbreitetsten sind das Bruttokonzept und das Nettokonzept. Die Ergebnisse der Kapitalstockberechnung mittels ATLANTIS sind ebenfalls nach diesen zwei Konzepten aufgegliedert.

Der Bruttokapitalstock beinhaltet den Neuwert des Anlagegutes ohne Berücksichtigung von Wertminderungen durch Gebrauch und Alterung und unter Einbeziehung von Anlagenabgängen, wenn das Anlagegut das Ende der Lebensdauer erreicht hat. Wertminderungen werden deshalb nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass jedes Anlagegut über eine konstante Produktionskapazität über die gesamte Lebensdauer verfügt und grundsätzlich Jahr für Jahr die gleiche Produktion von Output ermöglicht (Huber, 2015). Schmalwasser & Schidlowski (2006) führen in ihren Ausführungen zum Bruttokapitalstock explizit das Beispiel eines Kraftwerksblocks mit einer installierten Leistung von 500 MW an, der auch nach 20 Jahren, wenn ein sehr großer Teil des Kraftwerksblocks aus buchhalterischer Sicht schon vollständig abgeschrieben ist, mit derselben Leistung zur Verfügung steht. Demnach ist der Bruttokapitalstock zur Analyse von Produktionsprozessen zu verwenden (Schmalwasser & Schidlowski, 2006). Der Bruttokapitalstock gibt Auskunft über die maximale Leistungsbereitschaft des Anlagegutes zu einem bestimmten Zeitpunkt. Deshalb wird das Bruttokonzept auch als Kapazitätskonzept bezeichnet (Hahn & Schmoranz, 1983).

Die Berechnung des Bruttokapitalstocks innerhalb der VGR ist nachfolgend dargestellt (Huber, 2015):

$$\begin{array}{r}
 \text{Bruttobestand am Anfang des Jahres} \\
 + \text{ Bruttoanlageinvestitionen} \\
 - \text{ Abgänge} \\
 \hline
 = \text{ Bruttobestand am Ende des Jahres}
 \end{array}$$

Der Nettokapitalstock berücksichtigt eine Wertminderung durch Gebrauch und Alterung in Form von Abschreibungen. Somit wird der Zeitwert des Anlagegutes ausgewiesen (Huber, 2015). Im Unterschied zum Bruttokapitalstock liegt diesem Ansatz zugrunde, dass Leistungsbereitschaft bzw. Leistungsreserve durch Gebrauch und Alterung über die Zeit abnehmen (Hahn & Schmoranz, 1983). Die betrieblichen bzw. buchhalterischen Abschreibungen unterscheiden sich deutlich von jenen, die bei der Berechnung des Nettokapitalstocks berücksichtigt werden. Große Unterschiede entstehen durch das verwendete Preiskonzept (Wiederbeschaffungswerte bei der Kapitalstockberechnung, historische Anschaffungswerte bei der Berechnung des buchhalterischen Restbuchwertes) und durch die angenommene Nutzungsdauer, die bei der Kapitalstockberechnung um einiges höher ist, da von den steuerrechtlichen Vorgaben abgewichen wird (Schmalwasser & Weber, 2012).

Die Berechnung des Nettokapitalstocks innerhalb der VGR ist nachfolgend dargestellt. Sonstige reale Vermögensänderungen umfassen beispielsweise Vermögensänderungen aufgrund von unvorhersehbaren Ereignissen wie Katastrophenschäden (Huber, 2015):

$$\begin{array}{l}
 \text{Nettobestand am Anfang des Jahres} \\
 + \text{ Bruttoanlageinvestitionen} \\
 - \text{ Abschreibungen} \\
 \hline
 \text{+/- Sonstige reale Vermögensänderungen} \\
 \hline
 = \text{Nettobestand am Ende des Jahres}
 \end{array}$$

Für die Berechnung des Nettokapitalstocks wird gemäß ESVG 95 (Europäisches System Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnung) die lineare Abschreibungsmethode verwendet. Der Fokus der Analyse ist Kontinentaleuropa. Deshalb wird – obwohl nach OECD (2009) die Verwendung der geometrischen Abschreibungsmethode empfohlen wird – gemäß der europäischen Empfehlung für die Kapitalstockberechnung die lineare Methode gewählt. Außerplanmäßige Abschreibungen werden bei der Ermittlung des Nettokapitalstocks nur insofern berücksichtigt, als dass das Anlagegut tatsächlich aus dem Produktionsprozess ausscheidet (z. B. Abschreibung des gesamten Restwertes der Kernkraftwerke im Zuge des Kernkraftwerksausstiegs in Deutschland). Der gesamte Restwert des Anlagegutes wird in so einem Fall im letzten Benutzungsjahr des Anlagegutes abgeschrieben. Andere Ereignisse werden nicht berücksichtigt. Dies entspricht der Sichtweise von OECD (2009), die in ihrem Handbuch zum Kapitalstock explizit darauf hinweisen, dass reale Verluste aus der Umbewertung von Anlagegütern nicht in die Berechnung aufgenommen werden.

Der Nettokapitalstock ist eher zukunftsorientiert, während der Bruttokapitalstock aufgrund des Kapazitätskonzepts als vergangenheitsorientiert bezeichnet wird (Hahn & Schmoranz, 1983). Abbildung 7 zeigt eine Übersicht über die zwei erklärten Kapitalstockkonzepte.

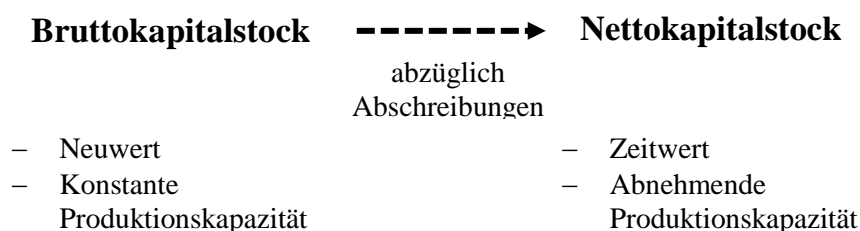


Abbildung 7: Schematische Darstellung des Brutto- und Nettokapitalstocks. Eigene Darstellung.

Im Rahmen einer volkswirtschaftlichen Betrachtung wird der Bruttokapitalstock vorwiegend für Produktivitätsanalysen wie der Berechnung der Kapitalproduktivität oder der Kapitalintensität verwendet. Diese Kennzahlen beziehen sich auf das Bruttoanlagevermögen. Der Nettokapitalstock ist zentrales Input für die Erstellung von Vermögensbilanzen und zusätzlich für die Berechnung der Abschreibungen von Bedeutung, da diese als Differenz zwischen Brutto- und Nettokapitalstock definiert sind (Huber, 2015). Hahn & Schmoranz (1983) weisen auch auf die Bedeutung von Kapitalstockberechnungen für das Verstehen von Strukturproblemen innerhalb einer Volkswirtschaft hin. Am hilfreichsten dabei sind die Daten dabei, je disaggregierter sie vorliegen. Auch in der Elektrizitätswirtschaft ist ein Wandel in der Struktur der Stromerzeugung innerhalb der Energiewende zu

beobachten. Deshalb sind auch in diesem Kontext Kapitalstockberechnungen hilfreich. Kapitalstockbezogene Kennzahlen, wie die Kapitalproduktivität, sind von entscheidender Bedeutung bei der Untersuchung eines Strukturwandels. Innerhalb der vorliegenden Arbeit wird die Kapitalproduktivität für jede Kraftwerkstechnologie in der Elektrizitätswirtschaft dargestellt, um so der Anforderung nach möglichst großer Disaggregation gerecht zu werden.

3.3 Kapitalstockkennzahlen

Der Kapitalstock gilt als zentraler Bestandteil für die Ermittlung der Bedeutung des Produktionsfaktors Kapital. Das eingesetzte Kapital im Produktionsprozess liefert in Verbindung mit anderen Komponenten, wie z. B. der Produktionsmenge, wichtige Aussagen zur Kapitaleistung. Durch die Kombination des Kapitalstocks mit anderen relevanten elektrizitätswirtschaftlichen Ergebnissen, wie der produzierten Energie, können verschiedene Kennzahlen berechnet werden. Die im Rahmen dieser Arbeit berechneten allgemeinen kapitalstockbezogenen Kennzahlen beinhalten

- den Modernitätsgrad und
- die Kapitalproduktivität (Brümmerhoff & Grömling, 2011).

Für die Elektrizitätswirtschaft sind im Besonderen noch weitere Kapitalstockbetrachtungen von Bedeutung. Diese Betrachtungen umfassen u.a.

- die Kosten des Kapitalstocks,
- die Technologiestruktur von Kapitalstock und Abschreibungen im Zeitvergleich und
- den Beitrag des technologiespezifischen Kapitalstocks zur Deckung der Jahreshöchstlast (JHL).

Die kapitalstockbezogenen Kennzahlen, werden, wie der Brutto- und der Nettokapitalstock, für jede definierte Technologie dargestellt. Nachfolgend wird auf die einzelnen Kennzahlen näher eingegangen.

Der Modernitätsgrad

Bei dieser Kennzahl wird das Verhältnis von Bruttokapitalstock zu Nettokapitalstock ermittelt und sie informiert über den Alterungsprozess der Anlagegüter. Der Modernitätsgrad gibt an, wie viel Prozent der Anlagegüter noch nicht durch Nutzung und Alterung im Wert gemindert sind (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2008). Gleichung (1) zeigt die Berechnung des Modernitätsgrades;

$$\text{Modernitätsgrad} = \frac{\sum \text{Nettokapitalstock}}{\sum \text{Bruttokapitalstock}} \quad (1)$$

Die Kapitalproduktivität

Im Rahmen der VGR bezieht sich die Kapitalproduktivität auf das Verhältnis von Output zum Kapitalstock, wie in Gleichung (2) dargestellt. Das Output meint dabei das BIP oder die Bruttowertschöpfung. (Brümmerhoff & Grömling, 2011). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird das Output der

Elektrizitätswirtschaft – die produzierte Energie – verwendet, um die Kapitalproduktivität zu ermitteln. Die Kapitalproduktivität wird jährlich berechnet. Die produzierte Energie eines Jahres wird dabei als Stromgröße durch den annualisierten Kapitalstock als Bestandsgröße, welcher die unterschiedlich hohe Nutzungsdauer berücksichtigt, dividiert;

$$\text{Kapitalproduktivität} = \frac{\sum \text{Produzierte Energie}}{\sum \frac{\text{Kapitalstock}}{ND}}. \quad (2)$$

Der Kehrwert der Kapitalproduktivität ist der Kapitalkoeffizient, welcher das Kapital-Output Verhältnis zeigt und ausdrückt, wie viel Kapital für die Produktion der erzeugten Menge an Strom notwendig ist.

Die Kosten des Kapitalstocks

Jede Investition verursacht kapitalbezogenen fixe Kosten in Form von Abschreibungen und in einem so kapitalintensiven Sektor wie der Elektrizitätswirtschaft entstehen aufgrund des hohen Anteils der Fremdfinanzierung auch Fremdkapitalzinsen. Diese Kennzahl bietet eine Übersicht über die Entwicklung der fixen Kosten des Kapitalstocks jeder Technologie.

Die Technologiestruktur von Kapitalstock und Abschreibungen im Zeitvergleich

Die gütermäßige Zusammensetzung des Kapitalstocks und der Abschreibungen zeigt, welche Technologien zukünftig für die Unternehmen relevant sein werden und welche an Bedeutung verlieren. Da Abschreibungen zu den Fixkosten der Unternehmen gehören, wird diesem Posten besondere Aufmerksamkeit gewidmet.

Der Beitrag des technologiespezifischen Kapitalstocks zur Jahreshöchstlast

Diese Kennzahl zeigt, welchen jährlichen Beitrag jede Technologie zur Deckung der Jahreshöchstlast (JHL), einer kritischen elektrizitätswirtschaftlichen Situation, beiträgt. Somit kann Auskunft über die Wertigkeit der Technologien gegeben werden. Auch Dyllong & Maaßen (2014) verwenden den Beitrag jeder Technologie zur Deckung der JHL, um die Wertigkeit der erneuerbaren Energien für das Elektrizitätssystem zu analysieren. Der Wert der Technologie (annualisierter Nettokapitalstock) wird zusätzlich mit dem Nutzen zum Zeitpunkt der JHL zueinander ins Verhältnis gesetzt und somit die Produktivität des eingesetzten Kapitals zu dieser kritischen Situation gezeigt.

3.4 Der Kapitalstock in der Elektrizitätswirtschaft

Schon in der frühen Arbeit von Hahn & Schmoranz (1983) wird die Bedeutung des Kapitalstocks im Sektor Energie- und Wasserversorgung aufgezeigt, welcher die höchste reale Kapitalausstattung je Arbeitsplatz aus 19 betrachteten Sektoren aufweist. In einem solch langlebigen und kapitalintensiven Sektor wie dem der Elektrizitätswirtschaft wird die Bedeutung des Kapitalstocks bzw. des vorhandenen Vermögens häufig unterschätzt. Die meisten Anlagen in der Energiewirtschaft, und hier insbesondere

die Kraftwerke zur Elektrizitätsproduktion, weisen im Vergleich zu anderen Wirtschaftssektoren eine sehr hohe Lebens- und Nutzungsdauer auf. Dem investierten Kapital der Elektrizitätswirtschaft kommt wegen der Langlebigkeit der Anlagen eine besondere Bedeutung zu. Aufgrund der Kapitalintensität und der Langlebigkeit der Anlagen wirken sich politische Entscheidungen (Ausbau der erneuerbaren Energien, Elektromobilität, Ausstieg aus der Kernenergie, etc.) so stark aus, wie sonst nur in wenigen anderen Sektoren. Dies kann zu Stranded Investments führen. Schließlich müsste zur Änderung der Struktur der Stromerzeugung der gesamte bestehende Kraftwerkspark „ausgetauscht“ werden. Daher ist es speziell in diesem in langen Zyklen wirtschaftenden Sektor notwendig, den Kapitalstock und dessen Entwicklung bestmöglich zu ermitteln und zu analysieren.

Eine hohe Kapitalintensität sowie die Langlebigkeit der Anlagen sind nur einige der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft (Stigler, 1999). Um diesen Besonderheiten gerecht zu werden, müssen EVU ihr Handeln möglichst langfristig ausrichten, damit ihr finanzielles Gleichgewicht gesichert ist und kostspielige Fehler in der Planung vermieden werden. Dem Vermögen der Elektrizitätswirtschaft kommt aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen eine besondere Bedeutung zu. Dessen Ermittlung gestaltet sich aber als schwierig (Gsodam, et al., 2016). Der tatsächliche Kapitalstock, der das nichtfinanzielle reproduzierbare Vermögen darstellt (Rais & Sollberger, 2009), kann nicht aus den Jahresabschlüssen bzw. den Bilanzen der EVU abgelesen werden, wie es in anderen Sektoren mit einer hohen Kapitalumschlagshäufigkeit⁷ und einer niedrigeren ökonomischen Nutzungsdauer durchaus der Fall ist. Das Problem liegt in der Anlagenlanglebigkeit. Das tatsächliche nichtfinanzielle Vermögen ist aufgrund der langen Lebensdauer, der bisher getätigten Abschreibungen und des vorherrschenden historischen Anschaffungswertprinzips nicht aus den Bilanzen ermittelbar. Nominelle Preissteigerungen bewirken über viele Jahre hinweg, dass der Restbuchwert (historischer Anschaffungswert abzüglich planmäßiger Abschreibungen) nicht mit dem tatsächlichen (Wiederbeschaffungs-)Wert des Vermögensgegenstandes übereinstimmt. Daher ist speziell in diesem in langen Zyklen wirtschaftenden Sektor eine alternative Ermittlung des nichtfinanziellen Vermögens im Zuge des Kapitalstockkonzepts von größter Wichtigkeit (Gsodam, et al., 2016).

Ein zentrales Element eines jeden Wirtschaftssektors ist sein Vermögen bzw. das investierte Kapital. Da die vorhandenen Investitionsreihen nach Hahn & Schmoranz (1983) für die Elektrizitätswirtschaft nicht in ausreichendem Maße verfügbar sind, kann der Kapitalstock in diesem langlebigen und kapitalintensiven Sektor durch Verwendung der Kumulationsmethode nicht entsprechend abgebildet werden. Die Elektrizitätswirtschaft ist aber speziell in Österreich sehr vermögend. Nach dem Zweiten Weltkrieg wurde verstärkt mit dem Ausbau der kapitalintensiven, aber äußerst langlebiger Wasserkraftwerke begonnen, die heute teilweise aus buchhalterischer Sicht schon vollständig abgeschrieben sind und somit

⁷ Die Kapitalumschlagshäufigkeit (Jahresumsatz zum Gesamtanlagenkapital) liegt bei Energieversorgungsunternehmen zwischen 0,15 und 0,5. Andere Wirtschaftszweige weisen eine Kapitalumschlagshäufigkeit größer 1,2 auf; d. h. das Anlagenkapital wird im Jahr 1,2 mal umgesetzt (Musil, 1972).

keine bzw. nur sehr geringe laufende Kosten verursachen, da keine Abschreibungen anfallen, keine Fremdkapitalzinsen und keine Brennstoffe mehr bezahlt werden müssen.

Da die zukünftige Höhe des Kapitalstocks natürlich stark von der gewählten Strategie in einem Land bzw. der geplanten politischen Entwicklung abhängig ist, liefert jede Entwicklung einen unterschiedlich hohen Kapitalstock, der sich aus einem unterschiedlichen Kraftwerkspark zusammensetzt. Bei der Berechnung des Kapitalstocks der Kraftwerke zur Elektrizitätsproduktion wurden bisher Anlagegüter verschiedener Jahrgänge und Technologien in die Berechnung miteingeschlossen, ohne nähere Auskunft über die Kraftwerkstechnologie oder das Alter der Kraftwerke zu geben. Es ist nicht möglich, die Kraftwerke nach Technologie, Alter oder Leistungsfähigkeit zu unterteilen. Gerade das Alter spielt aber bei der Betrachtung des Kraftwerksparks eine wichtige Rolle. Entsprechend des Alterungsverlaufs ist jedes Kraftwerk in einer unterschiedlichen Zustandsklasse, was Einsatzzweck, Instandhaltungsmanagement und Reinvestitionsstrategie beeinflusst (Stender, 2008). Der Einsatzzweck ändert sich im Laufe des Alterungsverlaufs eines thermischen Kraftwerks, wodurch es immer eine unterschiedliche Aufgabe im System erfüllt. Neue, moderne und sehr effiziente Kraftwerke werden zu Beginn als Grundlastkraftwerke eingesetzt. Während die Jahre vergehen, wird das Kraftwerk älter und es gibt inzwischen neuere, effizientere Kraftwerke, die kostengünstiger produzieren können. Das einst moderne Kraftwerk altert, produziert nicht mehr so günstig und wird von einem Grundlast- zu einem Mittellastkraftwerk. Im weiteren Verlauf wird aus dem Mittellastkraftwerk ein Spitzenlastkraftwerk, welches nur mehr zur Abdeckung von Lastspitzen zu Zeiten mit hohen Strombörsenpreisen eingesetzt wird. Die variablen Produktionskosten sind im Vergleich zu den neueren Kraftwerken für einen Grund- oder Mittellastbetrieb des bestehenden Kraftwerks zu hoch. Weiters ist der Beitrag eines jeden Kraftwerkstyps zur Deckung der JHL unterschiedlich, was wiederum eine Aufteilung nach Technologie sinnvoll macht, welche ebenso wie die Darstellung der Altersstruktur durch das Simulationsmodell ATLANTIS ermöglicht wird. Auf diese Weise kann gezeigt werden, welcher Teil des Kapitalstocks eine besonders wichtige Aufgabe erfüllt und beispielsweise einen großen Teil zur Stromproduktion zur Zeit der JHL beiträgt. Daher ist es von Interesse, die Zusammensetzung des Kapitalstocks nach Kraftwerkstyp und Alter genau aufzuzeigen.

Eine Studie des französischen Rechnungshofs hat sich mit den Investitionen in Kernkraftwerke in Frankreich beschäftigt. Die Studie bezieht sich auf das Jahr 2010 als Stichjahr und listet für alle Kraftwerke der *Électricité de France (EDF)*⁸ die historischen Anschaffungswerte und die Wiederbeschaffungswerte (Historische Anschaffungswerte wurden auf das Basisjahr 2010 umgerechnet) auf. Die historischen Anschaffungswerte wurden entweder von EDF bekannt gegeben oder aufgrund des hohen Alters des Kraftwerkes geschätzt. Ende 2010 waren 58 Reaktorblöcke in Betrieb

⁸ EDF ist das größte französische EVU. Das Unternehmen betreibt die französischen Kernkraftwerke und ist gleichzeitig jenes Unternehmen mit der höchsten installierten Leistung erneuerbarer Energien in Europa. Details zum Unternehmen sind unter <https://www.edf.fr/en/meta-home> zu finden.

(durchschnittliches Inbetriebnahmejahr 1985). Die in Betrieb stehenden Kraftwerke verfügen über eine Nettoleistung von 62,51 GW (Cour des comptes, 2012).

Ohne Einbeziehung der Inflation beläuft sich der Bruttokapitalstock der 58 in Betrieb stehenden Kernkraftwerke auf 36,9 Mrd. EUR (nominal, historische Anschaffungswerte). Mit Einbeziehung der Inflation beläuft sich der Bruttokapitalstock zu Wiederbeschaffungswerten auf 72,9 Mrd. EUR₂₀₁₀ (Cour des comptes, 2012). Der zeitliche Verlauf der Investitionen ist in Abbildung 8 dargestellt. Es ist der Bruttokapitalstock mit Wiederbeschaffungswerten (WBW) und historischen Anschaffungswerten (HAW) dargestellt. Auf der Sekundärachse ist die kumulierte installierte Leistung aufgetragen. Mögliche Instandhaltungsinvestitionen in bestehende Kraftwerke sind nicht berücksichtigt.

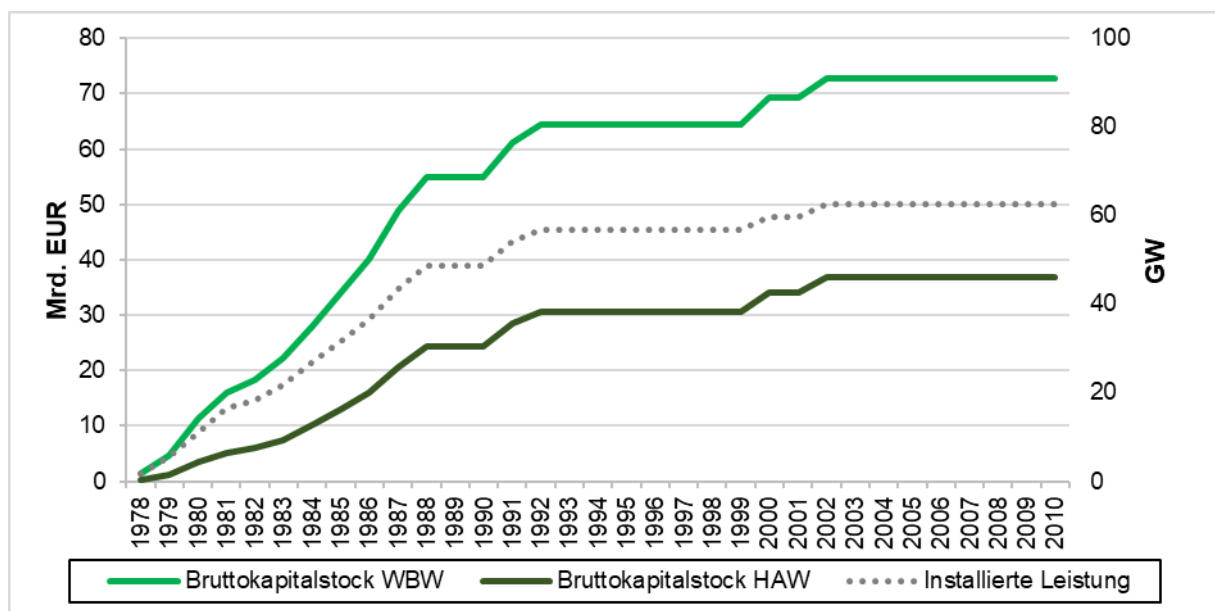


Abbildung 8: Investitionen in den französischen Kernkraftwerkspark. WBW = Wiederbeschaffungswert, HAW = Historischer Anschaffungswert. Auf der Sekundärachse ist die kumulierte installierte Leistung aufgetragen. Eigene Darstellung basierend auf Cour des comptes (2012).

Unter Einbeziehung der Inflation sind die Investitionen in etwa um einen Faktor 2 höher als ohne Berücksichtigung (Cour des comptes, 2012). Aufgrund dessen ist klar ersichtlich, dass die auf den historischen Anschaffungswerten basierenden Abschreibungen alleine als Teil des Cashflows nicht ausreichend sind, um adäquate Ersatzinvestitionen am Ende der Nutzungsdauer der sehr langlebigen und kapitalintensiven Anlagen zu gewährleisten.

Da der Großteil der betrachteten Kernkraftwerke schon abgeschrieben ist (Nur ca. 25 % der historischen Anschaffungswerte scheint noch in den Büchern von EDF auf), tragen die Abschreibungen aktuell keinen großen Teil mehr zu den Aufwendungen des Unternehmens EDF bei. Bei einer ökonomischen Nutzungsdauer von 40 Jahren, wie sie von EDF aktuell angenommen wird, ist ein großer Teil der Kraftwerke im Jahr 2025 aus buchhalterischer Sicht vollständig abgeschrieben. Hinzu kommt, dass die Kraftwerke bis zu Beginn der 2000er Jahre degressiv abgeschrieben wurden, was zu geringeren Abschreibungen am Ende der Nutzungsdauer führt. Es kann aufgrund von aktuellen Entwicklungen

bzgl. der Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken jedoch davon ausgegangen werden, dass die Kraftwerke auch nach 2025 noch Elektrizität produzieren werden. Dies wird durch das Investitionsprogramm von EDF zur Laufzeitverlängerung von 40 auf 50 oder 60 Jahre bestätigt (Cour des comptes, 2012).

Aus den Büchern der EVU sind die Bruttoinvestitionen in den Kraftwerkspark nicht Jahr für Jahr ablesbar, da die einzelnen Investitionsprojekte in den Bilanzen der EVU nur mehr aggregiert mit den Restbuchwerten aufscheinen. Deshalb ist es sinnvoll, im Rahmen einer Vermögensbetrachtung zusätzlich den Brutto- und Nettokapitalstock des Unternehmens zu ermitteln.

3.5 Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft

Nettoinvestitionen (Bruttoinvestitionen abzüglich Abschreibungen) stellen die Kapitalstockänderung dar. Um Investitionen zu tätigen, muss Kapital vorhanden sein, welches idealerweise aus dem Cashflow stammt. Grundlage für die Berechnung des Cashflows ist die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV), die die notwendigen Daten liefert. Der Cashflow ist die Differenz zwischen Ein- und Auszahlungen aus laufender Geschäftstätigkeit. Genauer gesagt stellt der Cashflow die Summe aus Gewinn und unbaren Aufwendungen und unbaren Erträgen (Abschreibungen/Zuschreibungen, Erhöhung/Minderung langfristiger Rückstellungen) dar. Der Cashflow liefert Informationen zur Innenfinanzierung und Liquidität eines Unternehmens und wird idealerweise zur Finanzierung von Anlageinvestitionen oder zur Schuldentilgung verwendet (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 9, 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). Der Konsum des privaten Sektors hängt aber nicht nur vom Einkommen ab, sondern auch von der Entwicklung des Vermögens. Steigt das Vermögen an, verstärkt sich das Gefühl, wohlhabend zu sein. Eine Konsumsteigerung ist eine mögliche Folge. Dieser Effekt wird „Wohlstandseffekt“ genannt (Rais & Sollberger, 2009).

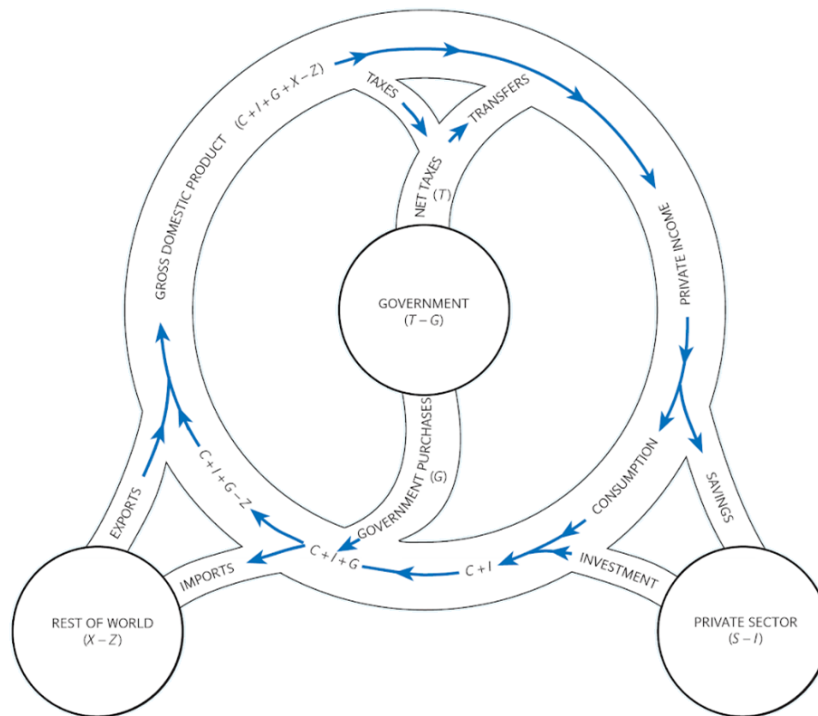


Abbildung 9: Volkswirtschaftlicher Kreislauf (Quelle: Burda & Wyplosz, 2013).

Sparen ist ein zentraler Aspekt von wirtschaftlicher Entwicklung. Ohne Sparen für Investitionen gibt es für eine Volkswirtschaft keine Möglichkeit, einem niedrigen Entwicklungsstand zu entkommen. Laut The World Bank (2006) gibt es global gesehen einen empirischen Zusammenhang zwischen aktuellem Sparen und zukünftigem Wohlstand. Dieser Zusammenhang ist in Entwicklungsländern stärker als in Industrieländern. Dies ist insofern sinnvoll und begründbar, als dass in den reichen Ländern technologischer Wandel, institutionelle Innovation, Learning by Doing und effiziente Institutionen eher Wachstumstreiber sind. Sparen als Indikator für die zukünftige Entwicklung eines Landes ist vor allem in Entwicklungsländern nützlich, um zukünftige politische Entscheidungen zu leiten (The World Bank, 2006).

Auch der Übergang vom Sparen zur Investition ist von zentraler Bedeutung. Wenn Investitionen nicht profitabel sind, d. h. die Investitionsentscheidungen schlecht getroffen werden, ist der Effekt der Investition gleich wie bei der Alternative Konsum, aber ohne die gesteigerte Wohlfahrt, die den Konsum begleiten würde (The World Bank, 2006). Auf die Elektrizitätswirtschaft angewandt bedeutet das, dass im Zuge der Energiewende die Elektrizitätswirtschaft sinngemäß wie ein Entwicklungsland angesehen werden kann. Innerhalb des Prozesses der Energiewende wird ein neues System mit neuen Primärenergieträgern aufgebaut, ähnlich wie in einem Entwicklungsland die Wirtschaft, Infrastruktur, etc. des Landes aufgebaut wird. Aktuelle Investitionen sind demnach maßgeblich für den zukünftigen Wohlstand der Elektrizitätswirtschaft. Laufende Investitionen in das System stellen sicher, dass auch zukünftige Generationen dieselben Bedingungen wie die aktuell lebende Generation vorfinden (Intergenerationengerechtigkeit). Investitionen verursachen Fixkosten in Form von Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen. Wenn Investitionsentscheidungen falsch getroffen werden, sind die Fixkosten, welche durch die Investition entstehen, in jedem Fall trotzdem zu bezahlen. Solche Entscheidungen

wirken sich über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks auf die aktuelle und zukünftige Generation aus. Wie nachhaltig das System zukünftig ist, hängt natürlich auch von den Technologien und ihren Besonderheiten (Einsatz der Energieträger, Effizienz, Lebensdauer, Fixkosten, etc.) ab.

Der Indikator Adjusted Net Savings (ANS), ein Ansatz der Weltbank zur Messung der nachhaltigen Entwicklung eines Landes (Hamilton, et al., 1997; The World Bank, 2006), baut auf der Idee einer ökologischen VGR auf. Das Konzept einer nachhaltigen Entwicklung benötigt einen Kapitalstock, der über die Zeit nicht abnimmt (The World Bank, 2006). ANS beinhaltet zusätzlich zum Netto-Sparen (Brutto-Sparen bzw. Bruttoinvestitionen minus Abschreibungen) (1) die Addition von Ausgaben für Bildung, um Investitionen in Humankapital in die Betrachtung aufzunehmen, und (2) die Subtraktion von verbrauchten Ressourcen (Entwaldung, Energie, etc.) und von Schäden durch Schadstoffemissionen (CO₂-Emissionen und Feinstaub). Allgemein bewirkt Sparen eine Veränderung des Vermögens. Wenn diese Veränderung negativ ist, d. h. wenn das vorhandene Vermögen sinkt, steigt der Konsum an. Diese negative Veränderung sendet ein Signal, dass der aktuelle Konsum möglicherweise zukünftig nicht aufrechterhalten werden kann. Der Indikator ANS kann nach Arrow, et al. (2004) auch als „genuine investment“ (in etwa „tatsächliche Investitionen“) bezeichnet werden. Eine Veränderung des Vermögens bewirkt eine Veränderung des Kapitalstocks. Das heißt, dass die Finanzierung des Konsums mit der Alternative Nicht-Investieren verbunden ist. Ist die Veränderung des Vermögens negativ, nimmt der Kapitalstock ab und am Ende eines Jahres ist das betrachtete System bzw. eine ausgewählte Volkswirtschaft ärmer geworden. Im darauffolgenden Jahr kann möglicherweise wieder Kapitalstock abgebaut werden, um das hohe Niveau des Konsums zu halten, aber dieses Verhalten kann nicht auf unbestimmte Zeit fortgesetzt werden. Früher oder später muss der Konsum wieder sinken. Solche Indikatoren sind wichtige wirtschaftliche Ergänzungen zum Konzept der Nachhaltigkeit, da in dieser Betrachtung auch zukünftige Entwicklungen enthalten sind, die zukünftige Generationen betreffen (Stiglitz, et al., 2009). Negative ANS-Raten des reproduzierbaren Kapitals bedingen einen Rückgang des Kapitalstocks und sind nicht nachhaltig (The World Bank, 2006). Die zukünftige Generation soll zumindest die gleichen Chancen haben wie die gerade lebende Generation. Insofern kann die Entwicklung des Kapitalstocks und dessen Auf- und Abbauraten als wesentlicher Indikator für eine nachhaltige Entwicklung angesehen werden. Innerhalb dieser Arbeit werden die Brutto- und Nettoinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft im Rahmen der Kapitalstocksberechnung ermittelt. Andere Teile des Indikators ANS, die die nachhaltige Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft positiv bzw. negativ beeinflussen, wie Investitionen in Humankapital, können aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Daten nicht in die Berechnung aufgenommen werden.

Eine nachhaltige Entwicklung zu erreichen umfasst den Prozess, das aktuelle Niveau des Wohlstands für zukünftige Generationen zumindest zu erhalten. Häufig verwendete volkswirtschaftliche Indikatoren zur Messung des Wohlstands eines Landes konzentrieren sich auf die Bruttosparquoten, welche die Gesamtheit des produzierten Outputs darstellt, welches nicht konsumiert wurde. Mit anderen Worten:

Bruttoinvestitionen werden als Maß des Wohlstandes einer Volkswirtschaft herangezogen (The World Bank, 2006). Innerhalb der vorliegenden Arbeit werden sowohl Brutto- als auch Nettokonzepte berücksichtigt, um vergangenheits- und zukunftsorientierte Auswertungen zu ermöglichen.

3.5.1 Lohmann Ruchti Effekt

Vor dem Hintergrund der Investitionen ist auch der sogenannte Lohmann Ruchti Effekt oder Kapazitätserweiterungseffekt von Bedeutung. Der Kapazitätserweiterungseffekt beschreibt die Erweiterung der Produktionskapazität durch Verwendung der Rückflüsse liquider Mittel aus den Abschreibungen als Reinvestitionsquelle. Die Abschreibungsdauer erstreckt sich über die gesamte Nutzungslebensdauer einer Anlage. Die Summe der Abschreibungen wird am Ende der Nutzungslebensdauer für die Ersatzinvestition verwendet, wodurch der Bedarf an Fremdfinanzierung kleiner gehalten werden kann. Tabelle 2 zeigt beispielhaft die Funktionsweise des Effekts anhand einer Investition in zehn Kraftwerke.

Tabelle 2: Beispiel des Kapazitätserweiterungseffekts. BW = Buchwert, JA = Jahresabschreibung, GA = Gesamtaberschreibung, RE = Reinvestition, FA = freigesetzte Abschreibungsbeträge. Beträge in Mio. EUR. Eigene Darstellung.

Ende des Jahres	BW der Anlagen																	BW aller Anlagen	JA	GA	RE	FA	
	1-10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26						27
1	85,5																		85,5	4,5	4,5	-	4,5
2	81,0																		81,0	4,5	9,0	9,0	-
3	76,5	8,6																	85,1	5,0	5,0	-	5,0
4	72,0	8,1																	80,1	5,0	9,9	9,0	0,9
5	67,5	7,7	8,6																83,7	5,4	6,3	-	6,3
6	63,0	7,2	8,1																78,3	5,4	11,7	9,0	2,7
7	58,5	6,8	7,7	8,6															81,5	5,9	8,6	-	8,6
8	54,0	6,3	7,2	8,1															75,6	5,9	14,4	9,0	5,4
9	49,5	5,9	6,8	7,7	8,6														78,3	6,3	11,7	9,0	2,7
10	45,0	5,4	6,3	7,2	8,1	8,6													80,6	6,8	9,5	9,0	0,5
11	40,5	5,0	5,9	6,8	7,7	8,1	8,6												82,4	7,2	7,7	-	7,7
12	36,0	4,5	5,4	6,3	7,2	7,7	8,1												75,2	7,2	14,9	9,0	5,9
13	31,5	4,1	5,0	5,9	6,8	7,2	7,7	8,6											76,5	7,7	13,5	9,0	4,5
14	27,0	3,6	4,5	5,4	6,3	6,8	7,2	8,1	8,6										77,4	8,1	12,6	9,0	3,6
15	22,5	3,2	4,1	5,0	5,9	6,3	6,8	7,7	8,1	8,6									77,9	8,6	12,2	9,0	3,2
16	18,0	2,7	3,6	4,5	5,4	5,9	6,3	7,2	7,7	8,1	8,6								77,9	9,0	12,2	9,0	3,2
17	13,5	2,3	3,2	4,1	5,0	5,4	5,9	6,8	7,2	7,7	8,1	8,6							77,4	9,5	12,6	9,0	3,6
18	9,0	1,8	2,7	3,6	4,5	5,0	5,4	6,3	6,8	7,2	7,7	8,1	8,6						76,5	9,9	13,5	9,0	4,5
19	4,5	1,4	2,3	3,2	4,1	4,5	5,0	5,9	6,3	6,8	7,2	7,7	8,1	8,6					75,2	10,4	14,9	9,0	5,9
20		0,9	1,8	2,7	3,6	4,1	4,5	5,4	5,9	6,3	6,8	7,2	7,7	8,1	8,6				73,4	6,3	12,2	9,0	3,2
21		0,5	1,4	2,3	3,2	3,6	4,1	5,0	5,4	5,9	6,3	6,8	7,2	7,7	8,1	8,6			75,6	6,8	9,9	9,0	0,9
22			0,9	1,8	2,7	3,2	3,6	4,5	5,0	5,4	5,9	6,3	6,8	7,2	7,7	8,1	8,6		77,4	7,2	8,1	-	8,1
23			0,5	1,4	2,3	2,7	3,2	4,1	4,5	5,0	5,4	5,9	6,3	6,8	7,2	7,7	8,1		70,7	7,7	15,8	9,0	6,8
24				0,9	1,8	2,3	2,7	3,6	4,1	4,5	5,0	5,4	5,9	6,3	6,8	7,2	7,7	8,6	72,5	7,2	14,0	9,0	5,0

Es werden 10 Windenergieanlagen zu je 3 MW mit spezifischen Investitionskosten von 3.000 EUR/kW angeschafft. Die Gesamtinvestitionskosten für eine Anlage belaufen sich somit auf 9 Mio. EUR. Die ökonomische Nutzungsdauer beträgt 20 Jahre. Innerhalb der Betrachtung gilt die Annahme, dass es zu keinen Preissteigerungen kommt (konstante spezifischen Investitionskosten).

Aus Tabelle 2 ist ersichtlich, dass bereits im dritten Jahre eine neue Anlage aus den zur Verfügung stehenden liquiden Mitteln der Abschreibung der ersten Investition angeschafft werden kann. Im Jahr 24 sind 15 Anlagen in Betrieb. Durch Reinvestition der Abschreibungsbeträge konnte die Anlagenzahl von ursprünglich 10 auf 15 erhöht werden. Die höchste Anlagenanzahl weist das Jahr 19 auf. In diesem Jahr sind 23 Anlagen in Betrieb. 10 Anlagen davon gehören zur ursprünglichen Erstinvestition, 13 Anlagen wurden durch Reinvestition der Abschreibungsbeträge errichtet. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Gesamtabschreibung.

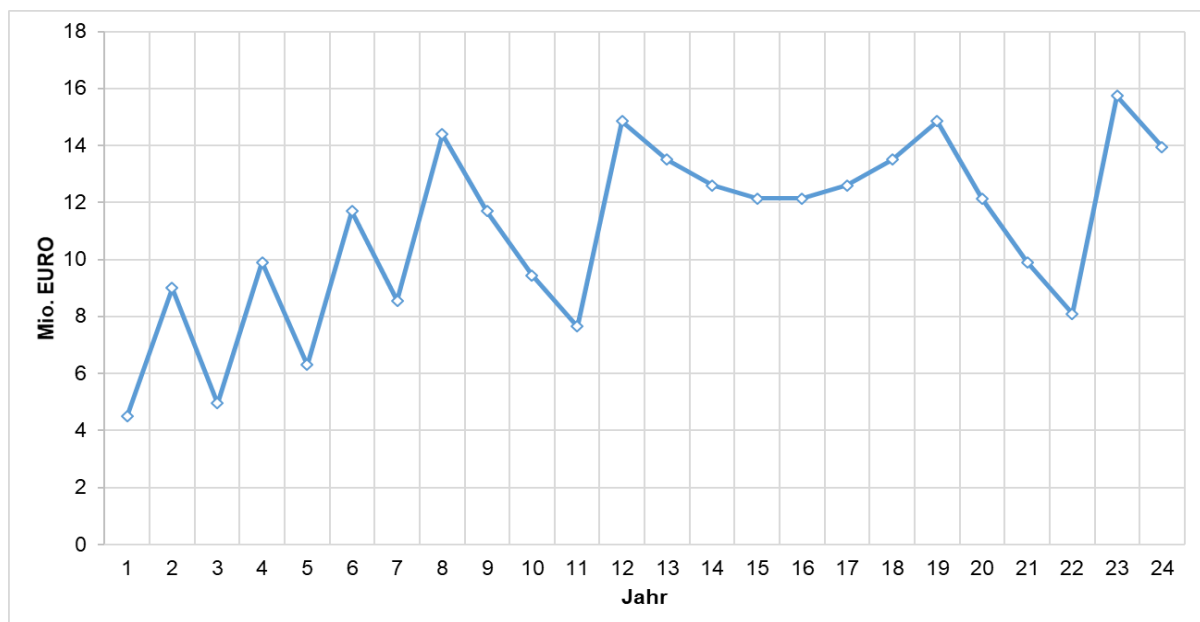


Abbildung 10: Entwicklung der Gesamtabschreibungen. Eigene Darstellung basierend auf Daten von Tabelle 2.

Immer dann, wenn die Gesamtabschreibungen die Investitionssumme von 9 Mio. EUR erreichen oder diesen Wert übersteigen, kann wieder in eine neue Anlage investiert werden.

Der Kapazitätserweiterungseffekt lässt sich nach Gleichung (3) berechnen, wobei m der Kapazitätsmultiplikator ist und n die Nutzungsdauer der Anlagen, welche für alle Anlagen innerhalb der Betrachtung gleich lang ist (Lechner, et al., 2003);

$$m = \frac{2}{1 + \frac{1}{n}}. \quad (3)$$

Der Kapazitätserweiterungseffekt im gezeigten Beispiel liegt bei 1,9. Das heißt, dass aus einer neuen Einheit im Laufe der Kapazitätserweiterung durch Finanzierung aus Abschreibungen 1,9 Einheiten werden.

Als Bedingung für den Kapazitätserweiterungseffekt wird vorausgesetzt, dass

- es sich um homogene Anlagegüter handelt,
- konstante Wiederbeschaffungspreise vorliegen,
- die Abschreibungsdauer und die Nutzungsdauer einander entsprechen,
- keine Zinseffekte auftreten und
- die Abschreibungen am Markt vergütet werden (Lechner, et al., 2003).

Weiters wird in der Theorie des Lohmann Ruchti Effektes vernachlässigt, dass eine mögliche Kapazitätserweiterung nicht immer rentabel ist. Beispielsweise kann eine neue Produktionshalle nur dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn gleichzeitig auch genügend zusätzliches Personal vorhanden ist, keine Lieferengpässe von Seiten der Lieferanten durch die zusätzlich nachgefragte Menge auftreten, etc. (Lechner, et al., 2003). Aufgrund verschiedenster Ursachen kann der Lohmann Ruchti Effekt in der Realität meist nicht vollständig eintreten. Gründe hierfür sind u.a. die Erhöhung der Wiederbeschaffungswerte, Anlagen erreichen das Ende der Lebensdauer nicht oder unvorhersehbare Ereignisse, die das Verwenden des Cashflows aus Abschreibungen für andere, dringende Aufwendungen oder Investitionen notwendig machen (Stopka & Urban, 2017). Insbesondere bei langlebigen Anlagen, wie sie in der Elektrizitätswirtschaft vorzufinden sind, gibt es zwischen der Erstinvestition und einer Reinvestition nominelle Preissteigerungen. Deshalb soll für die Reinvestition nicht die Abschreibung alleine, sondern auch ein Teil des Cashflows, der sich aus den Gewinnen zusammensetzt, in erforderlichem Umfang für die Reinvestition verwendet werden. Durch eine gute Durchmischung der Anlagen hinsichtlich ihres Alters (Kombination von alten, mittelalten und neuen Kraftwerken) sind auch immer neuere Anlagen mit höheren Anschaffungswerten in der Betrachtung enthalten. Durch die höheren Preise der neueren Anlagen kann eine nominelle Preissteigerung (abhängig von der Höhe der Preissteigerung) teilweise abgedeckt werden.

3.5.2 Investitionsbeispiel Wasserkraftwerk

Anhand des ausgewählten Beispiels des Laufwasserkraftwerks Ybbs-Persenbeug an der Donau wird eine durch Investition verursachte Kapitalstockänderung anschaulich dargestellt.

Das Kraftwerk Ybbs-Persenbeug ging 1959 in Betrieb. Ursprünglich waren sechs Maschinensätze vorhanden, welche im Lauf der Zeit auf sieben erweitert wurden. Somit besitzt das Kraftwerk aktuell sieben Kaplan-turbinen. Die installierte Leistung des Kraftwerks beträgt 236,5 MW und das Regelarbeitsvermögen (RAV) liegt bei 1.370,5 TWh. Aktuell gibt es das Projekt „Ybbs2020“, welches sich mit einer umfassenden Modernisierung und Effizienzsteigerung des Kraftwerks befasst. Für dieses Projekt werden rund 144 Mio. EUR investiert. Durch die Modernisierung wird die Nutzungsdauer des Kraftwerks erhöht und die Energieproduktion um etwa 6 % gesteigert. Ybbs-Persenbeug ist das älteste österreichische Donaukraftwerk (Verbund AG, 2018b). Die historischen Anschaffungskosten

sind der Sonderausgabe zum Kraftwerksbau der Österreichischen Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft (1948-1993) entnommen und in EUR umgerechnet. Die Kosten für das Refurbishment finden sich auf der Homepage der Verbund AG (Verbund AG, 2018b), dem Kraftwerksbetreiber.

Eine Investition wird idealerweise aus dem Cashflow finanziert. Im Falle der ersten Investition eines Unternehmens ist jedoch noch kein Kapital aus dem Cashflow vorhanden, welches zur Finanzierung verwendet werden kann, womit die Erstinvestition sehr ungünstig ist, da das gesamte Kapital beschafft werden muss. Wird einmal investiert, können nachfolgend die Abschreibungen für die Reinvestition verwendet werden. Ist die Summe der Abschreibungen niedriger als die Reinvestitionssumme, kann die während der ökonomischen Nutzungsdauer freigesetzte Abschreibung zinsbringend angelegt werden. Somit erhöht sich das zur Verfügung stehende Kapital für zukünftige Investitionen. Weiters soll zusätzlich zu den Abschreibungen ein Teil des Gewinnes des Unternehmens reinvestiert werden, um sicherzustellen, dass die Unternehmenssubstanz langfristig erhalten bleibt. Stetige Reinvestitionen sind notwendig, um die Höhe des Kapitalstocks zumindest konstant zu halten, damit auch zukünftige Generationen dieselben Bedingungen vorfinden wie die aktuelle Generation.

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung des Restbuchwertes sowie den historischen Anschaffungswert des Kraftwerks Ybbs-Persenbeug und die Investition in das Refurbishment.

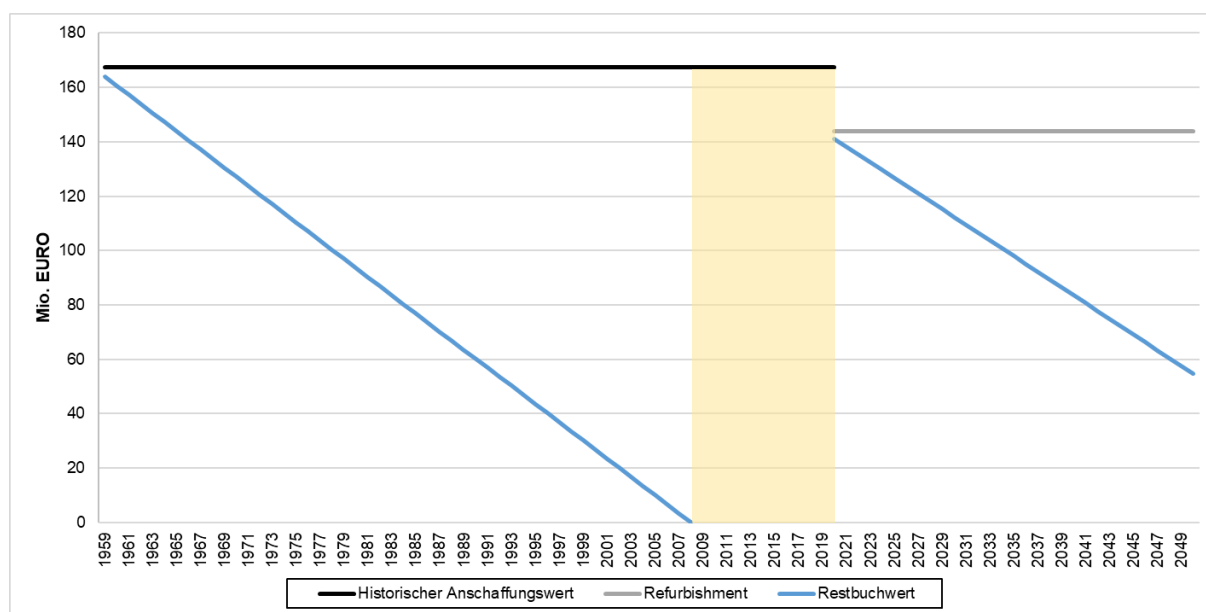


Abbildung 11: Darstellung des historischen Anschaffungswertes, der Investition in das Refurbishment und des Restbuchwertes für das Laufwasserkraftwerk Ybbs-Persenbeug. Eigene Darstellung.

Die ökonomische Nutzungsdauer wurde mit 50 Jahren angenommen. Die Nutzungsdauer bis zur Reinvestition beträgt 61 Jahre. Zur Berechnung der Abschreibungen wurde die lineare Abschreibungsmethode angewandt. Die gelbe Fläche innerhalb der Abbildung zeigt eine Zeitspanne von 11 Jahren, in der das Kraftwerk keine Aufwendungen in Form von Fremdkapitalzinsen und Abschreibungen verursacht, da es aus buchhalterischer Sicht schon das Ende der ökonomischen Nutzungsdauer erreicht

hat und auch das Fremdkapital schon mit großer Wahrscheinlichkeit zurück bezahlt ist (Die Laufzeit für den Fremdkapitalkredit müsste ansonsten > 50 Jahre sein und über der ökonomischen Nutzungsdauer liegen, was eher unwahrscheinlich ist). In dieser Zeitspanne erwirtschaftet das Kraftwerk, aufgrund der Tatsache, dass Laufwasserkraftwerke so gut wie keine variablen Kostenbestandteile aufweisen, nur Erträge, ohne dass Aufwendungen dafür anfallen. Diese Erträge können wieder genutzt werden, um in das Refurbishment zu investieren. Die alten, abgeschriebenen Wasserkraftwerke sind in dieser Zeit Cashcows, die wesentlich zum Gewinn des Unternehmens beitragen. Durch eine gute Durchmischung des Kraftwerksparks mit neuen und älteren Kraftwerken können die alten Kraftwerke genutzt werden, um die neuen Kraftwerke zu finanzieren.

Würde bei dem gezeigten Beispiel kein Refurbishment durchgeführt werden oder das Refurbishment erst viele Jahre später realisiert werden, wäre zwar der Wirkungsgrad und somit die produzierte Energie geringer, allerdings wäre die Zeitspanne, in der keine Aufwendungen in Form von Fremdkapitalzinsen und Abschreibungen zu bezahlen sind, viel länger. Ob und wann ein Refurbishment durchzuführen ist, hängt von vielen Faktoren ab (Böttcher, 2014).

Aufgrund der langen Lebensdauer der Kraftwerke weisen Wasserkraftwerke die Besonderheit auf, dass ein großer Teil der Aufwendungen jene Generation trifft, die das Kraftwerk baut. Abbildung 12 zeigt, wie die fixen Aufwendungen über die lange Lebensdauer des Kraftwerks aufgeteilt werden.

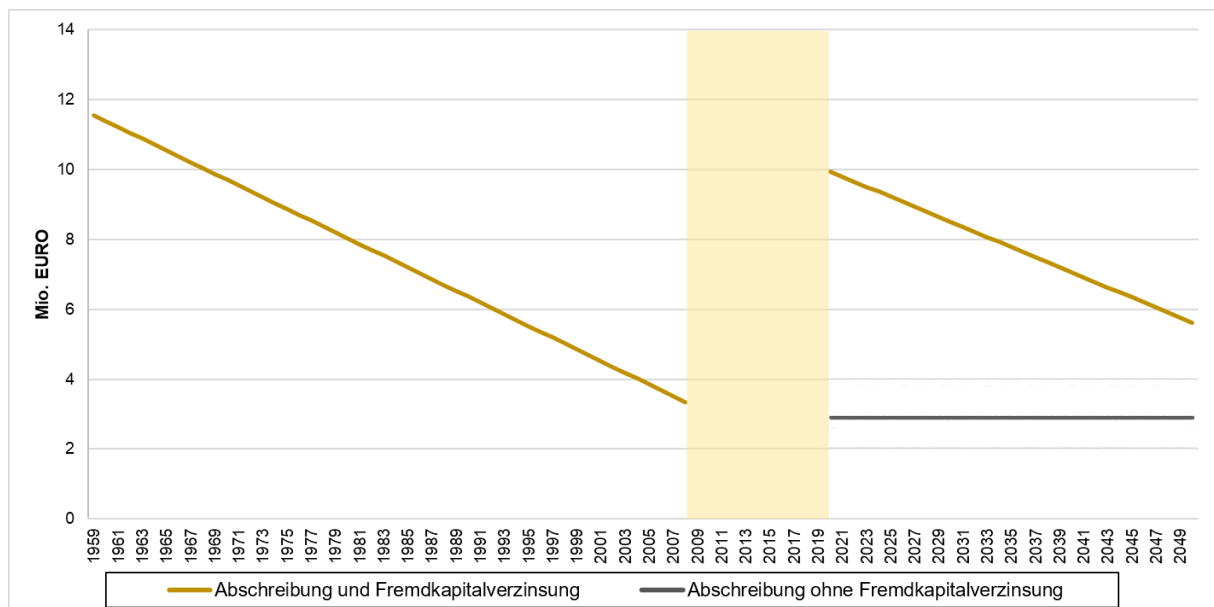


Abbildung 12: Darstellung der laufenden fixen Aufwendungen aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen für das Laufwasserkraftwerk Ybbs-Persenbeug. Eigene Darstellung.

Die Abbildung wurde unter Berücksichtigung von zwei Fällen für die Finanzierung des Refurbishments erstellt. Angenommen wurde bei Fall 1, dass die Erst- und Reinvestition in das Kraftwerk vollständig fremdkapitalfinanziert sind und bei Fall 2, dass nur die Erstinvestition vollständig fremdkapitalfinanziert und die Reinvestition vollständig durch die Abschreibungsbeträge der Erstinvestition eigenfinanziert ist.

Der Fremdkapitalzinssatz beträgt 5 %. Für das Refurbishment sind die Aufwendungen bei Fremdfinanzierung in Braun dargestellt, die Aufwendungen bei Eigenfinanzierung (ohne Fremdkapitalzinsen) sind in Grau dargestellt. Ebenso ist die Zeitpanne hervorgehoben, in der diese Aufwendungen nicht anfallen (gelbe Fläche). Aufgrund des historischen Anschaffungswertprinzips als höchst möglicher Betrag, von welchem die Abschreibungen berechnet werden, fallen nach einer Nutzung von 30 bis 40 Jahren die Abschreibungen aufgrund der inzwischen aufgetretenen Inflation nicht mehr stark ins Gewicht. Dieser Effekt wird umso mehr verstärkt, je länger die Differenz zwischen ökonomischer Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer ist. Weiters ist eine große Differenz zwischen ökonomischer Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer in der Intergenerationenbetrachtung vorteilhaft. Diese Differenz ist bei Wasserkraftwerken sehr hoch, bei Wind und Solar/PV eher gering. Die Zeitspanne, in der keine Aufwendungen in Form von Fremdkapitalzinsen und Abschreibungen zu bezahlen sind, ist sehr kurz. Somit wird nicht ermöglicht, dass die Erträge des bereits abgeschriebenen Kraftwerks für den Aufbau des neuen Kraftwerks verwendet werden, da diese Zeitspanne nicht existiert. Es ist nicht möglich, entsprechend den Erkenntnissen von Marchetti (1979) und Marchetti & Nakicenovic (1977), den Aufbau des neuen, teureren Systems mit dem bestehenden zu finanzieren.

Die folgende Generation soll die Gewinne, die durch die Investition der vorhergehenden Generation entstanden sind, nehmen und wieder investieren. Ohne Reinvestition lebt die folgende Generation sehr gut, es steht viel Kapital für Konsum zur Verfügung – allerdings auf Kosten der Vergangenheit, da nur die vorhergehende Generation investiert hat. Es wird aber nichts unternommen, um das bestehende Niveau des Kapitalstocks zu halten und somit auch wieder für die nächste Generation Wohlstand zu sichern. Ohne Reinvestition wird langfristig der Kapitalstock abgebaut, was keiner nachhaltigen Entwicklung entspricht.

3.6 Substitutionsprozess der Primärenergieträger

Investitionen 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 angewandt bedeutet das, dass der Aufbau des Kraftwerksparks bzw. das „Austauschen“ der bestehenden Produktionstechnologien ausreichend Zeit benötigt, wie schon Marchetti (1977, 1979) und Marchetti & Nakicenovic (1979) im Modell zum Substitutionsprozess von Primärenergieträgern aufzeigen. Um die Entwicklung des weltweiten Primärenergieträgereinsatzes abzubilden, verwendete Marchetti (1977) 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. Das Modell stellt einen Zusammenhang der Interaktionen zwischen den verwendeten Primärenergieträgern und den von ihnen unterstützten sozialen Systemen her. Weiters wird eine Verbindung zwischen der Struktur des Energiesystems bzw. der Nutzung der Primärenergieträger und den alle 50 bis 60 Jahre

auf tretenden Basisinnovationswellen⁹ hergestellt. 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 angewandt wird. Der neue Primärenergieträger, der in das Energiesystem eintritt und dessen wachsender Marktanteil seine Bedeutung im Energiemarkt erhöht, substituiert den ältesten vorhandenen Primärenergieträger (Marchetti, 1977). Für disruptive Technologien¹⁰, denen die erneuerbaren Energien durchaus angehören – wie auch schon Christensen & Bower (1996) oder Richter (2012) in ihrer Arbeit herausgefunden haben – wird die Wachstumsphase in drei Teilbereiche gegliedert. Im ersten Teil der Wachstumsphase muss Kapital beschafft und die Akzeptanz der Kunden und Kundinnen gewonnen werden. Der zweite Teil wird als Phase des wirtschaftlichen Wettbewerbs für einen Markt mit bestimmter Größe betrachtet. Der letzte Teil der Wachstumsphase beginnt nach der Marktsättigung, wobei ein Marktanteil von 100 % der disruptiven Technologie wahrscheinlich niemals erreicht werden wird. Auf die Energiewirtschaft angewandt muss noch hinzugefügt werden, dass bei einem Wechsel der Primärenergieträger von fossilen auf erneuerbare Energien die Wachstumsphase aufgrund der Notwendigkeit von gemeinsamen zwischenstaatlichen Aktionen verlängert wird, aber durch nicht vom Markt kontrollierte Durchsetzungsverfahren (Förderungen, etc.) verkürzt wird. Im Zwischenstadium – der mittlere Teil der Wachstumsphase – wird das maximal mögliche Wachstum der erneuerbaren Energieträger durch Kapital- und Ressourcenbeschränkungen für einen vorgeschriebenen Wechsel der Energieträger oder durch wirtschaftlichen Wettbewerb bestimmt. Im letzten Teil der Wachstumsphase, welcher der bedeutendste Teil ist, liegen die Einschränkungen in den Größenvorteilen (economies of scale). Berücksichtigt werden soll dabei, dass je größer die betrachtete Region ist oder je größer die beteiligten Wirtschaftseinheiten, umso länger dauert der Substitutionsprozess (Laurmann, 1985). 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 13 zeigt das Substitutionsmodell der Primärenergieträger (die sogenannten Marchetti-Kurven). Auf der linken vertikalen Achse ist das Verhältnis von Marktanteil und noch verfügbarer Marktanteil (Marktanteil, der noch nicht vom betrachteten Primärenergieträger eingenommen wird) logarithmisch dargestellt ($\frac{F}{1-F}$). Zusätzlich zeigt die rechte vertikale Achse den relativen Marktanteil des

⁹ Details zu den Innovationswellen sind in Graham & Senge (1980) zu finden.

¹⁰ Disruptive Technologien sind innovative Technologien am unteren Ende eines Marktes oder in neuen Märkten, die von etablierten Anbietern aufgrund des zu Beginn eher kleinen Kundensegments häufig unterschätzt werden (Christensen, et al., 2015).

jeweiligen Primärenergieträgers. Da immer mehrere Primärenergieträger gleichzeitig miteinander konkurrieren, kann kein Energieträger einen Marktanteil von 100 % erreichen (Marchetti, 1977).

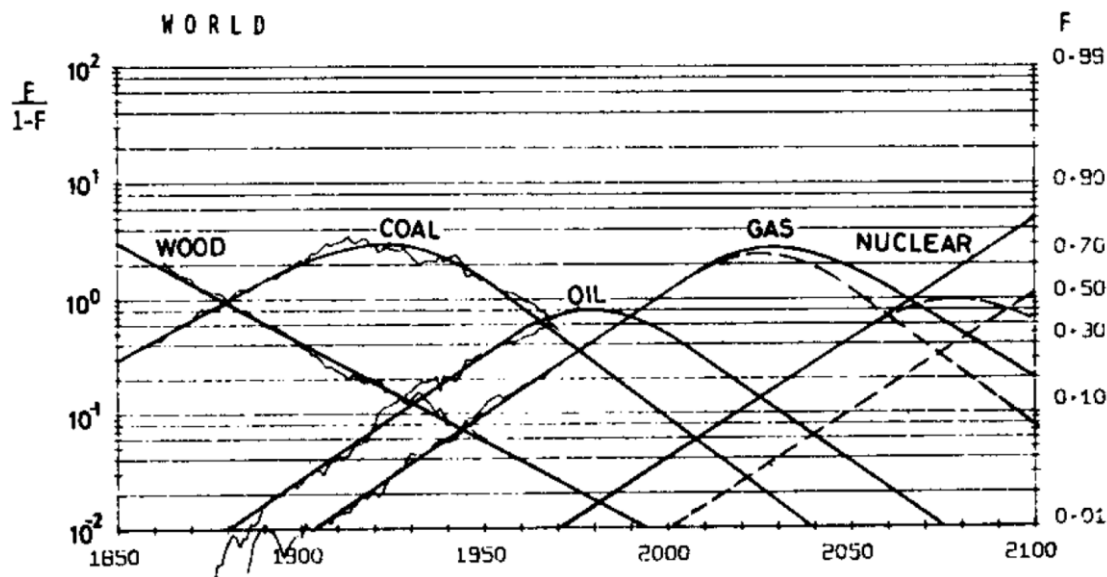


Abbildung 13: Historische und zukünftige Entwicklung der Primärenergieträger weltweit (Quelle: Marchetti, 1977).

Die Geschichte der Substitution von Primärenergieträgern zeigt, dass eine neue Technologie global gesehen in etwa 100 Jahre benötigt, um von einem Marktanteil von 1 % auf 50 % zu wachsen (Durchdringungszeit). Für einige Regionen ergeben sich auch kürzere Durchdringungszeiten, wobei gilt, je kleiner die Region ist, umso kürzer sind die Durchdringungszeiten. Für Westeuropa liegen – auf Basis der analysierten historischen Daten – die Durchdringungszeiten bei etwa 30 Jahren. Für die USA hingegen zeigt sich ein anderes Bild. In dieser Region sind die Durchdringungszeiten um einige Jahre länger und liegen bei 70 bis 80 Jahren (Häfele, 1981). Häfele (1981) führt auch aus, dass der Elektrizitätssektor durch kürzer werdende Durchdringungszeiten gekennzeichnet ist, während im Sektor Haushalt und Gewerbe der gegenteilige Trend mit länger werdenden Durchdringungszeiten zu beobachten ist. Zusätzlich zur Durchdringungszeit gibt es noch die Aufbaurrate eines Primärenergieträgers. Da es einige Zeit dauert, bis ein neuer Primärenergieträger den Einsatz eines schon im System bestehenden Energieträgers nennenswert beeinflusst, muss auch die Aufbaurrate betrachtet werden. Die Aufbaurrate ist definiert als die absolute exponentielle Wachstumsrate der neuen Technologie während die Technologie ihren Marktanteil von ein auf zehn Prozent erhöht. Auch für die Aufbauraten der Nutzung von neuen Primärenergieträgern gilt, dass der Aufbau in kleineren geographischen Gebieten oder kleineren Märkten schneller vonstattengeht und die Aufbauraten entsprechend höher sind (Häfele, 1981).

Hohe Wachstumsraten des Energieverbrauchs in Zusammenhang mit einem hohen Wirtschaftswachstum unterstützen dabei, den langen Zeitraum bis zur Wiederbeschaffung bzw. zum Ersatz eines bestehenden Kraftwerks zu verkürzen, da mehr Kraftwerksleistung zugebaut werden muss. Dieser genannte Zustand mit hohen Energieverbrauchswachstumsraten gemeinsam mit schnellem Wirtschaftswachstum ist vorrangig in Schwellenländern zu finden. In diesen Ländern kann das gezielte Steuern des

Substitutionsprozesses der Primärenergieträger dabei helfen, potenzielle Barrieren zu überwinden und den Wechsel der Primärenergieträger zu beschleunigen (Laurmann, 1985). Deshalb ist es insbesondere in Schwellenländern aufgrund der rascheren Substitutionsmöglichkeit der Kraftwerke von Bedeutung, dass zukünftige Investitionen bestmöglich geplant werden und in sinnvolle, nachhaltige Energietechnologien investiert wird.

In der Vergangenheit war der Wechsel der Primärenergieträger ökonomisch oder technologisch vorteilhaft. In Zukunft wird der Wechsel der Primärenergieträger zumindest aus heutiger Sicht ein Wechsel zu einem wünschenswerteren Energieträger aufgrund von begrenzter Ressourcenverfügbarkeit und Klimazielen sein (Laurmann, 1985). Humphrey & Stainslaw (1979) analysierten den Energiebedarf und das Wirtschaftswachstum des Vereinigten Königreichs zwischen 1700 und 1975 und verweisen auf eine längere Zeit chronischer Holzknappheit zwischen 1550 und 1700. Während dieser Zeit der Holzknappheit konnte die Kohle als Primärenergieträger ihren Marktanteil neben der Biomasse erstmals signifikant erhöhen. Die Knappheit von Holz war zu dieser Zeit in Europa weit verbreitet und bietet eine Erklärung für den Markteintritt von Kohle in den Energiemarkt. Öl weist einen höheren spezifischen Energiegehalt als Kohle auf, die Ölförderung ist einfacher und der Transport mittels eines Pipelinenetzwerks leichter als die Gewinnung von Kohle und der Transport mittels Schiffen oder auf dem Landweg. Es stand somit ein leichter verfügbarer und transportierbarer Energieträger zur Verfügung. Erdgas trat kurz nach Öl in den Energiemarkt ein. Dies ist aufgrund der geologischen Nähe der Energieträger der Fall. Weiters wurde der rasche Eintritt von Gas in den Markt der Primärenergieträger durch die größere physikalische Zugänglichkeit des Energieträgers unterstützt. Wenn ein Energieträger zur Verfügung steht, der einfacher zu fördern ist oder besser genutzt werden kann, liegt der Fokus der Basisinnovationen auf dem neuen Energieträger, während Maßnahmen und Innovationen, die die Nutzung und Effizienz des alten Energieträgers erhöhen, zurückgefahren werden (Baines & Bodger, 1984). Gründe für lange Verzögerungen beim Wechsel von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energieträgern im gesamten Energiesystem sind hohe Infrastrukturaufwendungen für den Aufbau des Systems sowie die Notwendigkeit von länderübergreifenden und langfristigen Kooperationen (Laurmann, 1985). Der Wechsel hin zu erneuerbaren Energieträgern ist laut Laurmann (1985) weder ökonomisch noch technologisch vorteilhaft, sondern erwünscht aufgrund von anderen Entwicklungen wie dem Treibhausgasproblem oder der begrenzten Ressourcenverfügbarkeit fossiler Energieträger, weshalb es umso wichtiger ist, dass die zukünftigen Investitionen bestmöglich getätigt werden. 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 Fremdkapitalzinsen 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. Die Notwendigkeit von Förderungen wurde auch schon von Bode & Groscurth (2009)

aufgezeigt. Da die Stromgestehungskosten zu Vollkosten der erneuerbaren Energien höher sind als jene der konventionellen thermischen Kraftwerke, muss die Differenz mittels Förderungen bezahlt werden. Der finanzielle Aufwand der Förderung wird auf die Kunden umgewälzt, welche die Differenz zwischen Marktpreis und Fördertarif zu bezahlen haben (Bode & Groscurth, 2009).

Als das Modell zum Substitutionsprozess von Primärenergieträgern entwickelt wurde, gab es zur Nutzung der Kernenergie nur begrenzt verfügbare Daten über einen sehr kurzen Zeitraum, da die Kernenergie erst am Beginn ihrer Nutzung stand. Laurmann (1985) zeigt im Zusammenhang mit der Kernenergienutzung auf, dass die Projektion von Marchetti (1977) vom damaligen Trend der Kernenergienutzung abweicht. Hierfür gibt es laut Laurmann (1985) zwei Gründe. Erstens spiegelt die damals aktuelle Inbetriebnahme von Kernkraftwerken Pläne wider, die zehn bis zwanzig Jahre zuvor gemacht wurden. Das war lange bevor Themen wie Reduzierung des Energiebedarfs, Energieeffizienz oder die öffentliche Thematisierung der Kernenergienutzung inklusive Proteste dagegen aktuell wurden. Zweitens können Technologien, die durch die öffentliche Hand und nationale Programme gefördert werden, zu Beginn ihrer Nutzung extrem hohe Wachstumsraten aufweisen. Daraus lässt sich schließen, dass die zukünftige Nutzung (ab 1985) unter der Erwartung liegt.

Einige Autoren wie Smil (2000) und Devezas, et al. (2008) haben die Idee des Substitutionsmodells einige Jahre später wieder aufgegriffen und das Modell mit neuen Daten befüllt. Während Smil (2000) der Meinung ist, dass das Modell aufgrund des Wechsels von Substitution zu stabilen Anteilen an Primärenergieträgern in den 1980er Jahren nicht mehr aktuell ist, vertreten Devezas, et al. (2008) die gegenteilige Meinung. Mit wenigen Änderungen, die der aktuellen Entwicklung des Energiesystems entsprechen, sei das originale 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 (Devezas, et al., 2008). Die Bedeutung von Energieeffizienz wird schon von Laurmann (1985) und Lovins (1976) hervorgehoben, die sinnvollerweise anmerken, dass Energie, die nicht gebraucht oder eingespart wird, erst gar nicht erzeugt werden muss und eine Änderung des prognostizierten Energiebedarfsanstieg die Marktpenetrationsraten der Primärenergieträger beeinflusst. Zuletzt werden von Devezas, et al. (2008) noch die Primärenergieträger Kernenergie und erneuerbare Energien vereint, da die Kernenergie wie auch die erneuerbaren Energien in der Stromproduktion keine direkten CO₂-Emissionen produzieren (Devezas, et al., 2008). Das überarbeitete Modell ist in Abbildung 14 dargestellt.

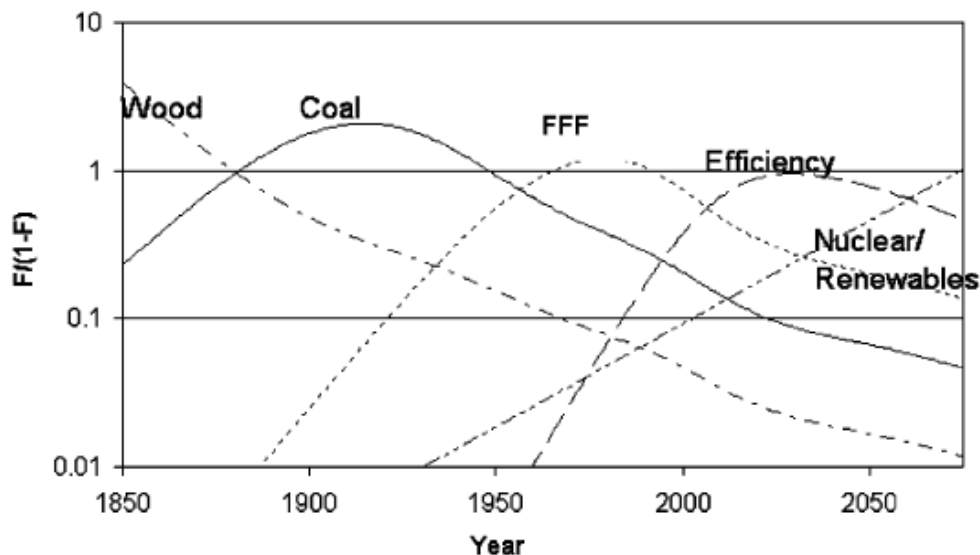


Abbildung 14: Entwicklung der Primärenergieträger historisch und zukünftig (Quelle: Devezas, et al., 2008).

Laurmann (1985) hebt hervor, dass die Langlebigkeit der Anlagen in der Elektrizitätswirtschaft und die lange Durchdringungszeit für das Wachstum der Primärenergieträger problematisch für das Klima sind. Ein Technologiewechsel vollzieht sich nicht innerhalb weniger Jahre, sondern benötigt mehrere Jahrzehnte. Somit muss für den Wechsel von Primärenergieträgern mit einem hohen CO_2 -Ausstoß auf erneuerbare Energieträger eine lange Zeitspanne eingeplant werden. Darauf hat Laurmann (1985) schon vor vielen Jahren hingewiesen und die Problematik erkannt. Aufbauend auf den Erkenntnissen von Marchetti (1977) verlangt Laurmann (1985) sofortige Schritte, um fossile Energieträger durch erneuerbare Energien zu ersetzen, um so den CO_2 -Ausstoß der Elektrizitätsproduktion zu senken. Um das CO_2 -Problem zu lösen oder überhaupt erst anzugehen, schlägt Laurmann (1985) vor, das Energiesystem für energiewirtschaftliche Analysen in ein System mit nur zwei Komponenten einzuteilen (fossile Energieträger und nicht fossile Energieträger). Dieser Vorschlag wird auch im Zuge der Arbeit wieder aufgegriffen, wenn die Ergebnisse dargestellt werden. Ein Teil der Ergebnisse wird für ein Zweikomponenten-System dargestellt: (1) das „alte“ thermische System, welches die thermischen Kraftwerke mit den fossilen Energieträgern und den Kernkraftwerken beinhaltet und (2) das „neue“ erneuerbare System, welches die erneuerbaren Energien beinhaltet.

Gheorghe, et al. (1984) verwendeten das Substitutionsmodell, um die Marktdurchdringung und Substitution der Technologien im rumänischen Übertragungsnetz zu analysieren. Die Autoren kamen zum Schluss, dass das existierende System nur langsam abgebaut wird, aber die Schnelligkeit des Abbaus stark von der aktuellen Investitionspolitik abhängt. Es wurde gezeigt, welchen Effekt eine verzögerte Investitionsstrategie auf die Technologien im Übertragungsnetz hat. Investitionen für den Ersatz von Technologien sollen nicht aufgeschoben werden, denn sonst verzögert sich nur die Abbauschwindigkeit des bestehenden Systems. Motivation für die Analyse des rumänischen Übertragungsnetzes war eine Veränderung in der Struktur des Elektrizitätssystems. Kraftwerke verfügten über eine immer höher werdende installierte Leistung. Es wurde der Trend beobachtet,

Elektrizität in großen und zentralen Kraftwerken zu produzieren. Die installierte Leistung der Kraftwerke stieg von 20 MW im Jahr 1928 auf 75 MW im Jahr 1964 und 330 MW im Jahr 1976 an. Zusätzlich war ein Kernkraftwerk mit einer installierten Leistung von 600 MW pro Reaktor in Bau. Zweitens ergab sich das Problem, die Elektrizität nahe am Verbraucher zu produzieren. Gemeinsam mit der installierten Leistung der Kraftwerke stieg auch die produzierte Energie und die Länge des Übertragungsnetzes. Diese Entwicklungen machten es notwendig, die Entwicklung der eingesetzten Technologien im rumänischen Übertragungsnetz zu analysieren. Das Substitutionsmodell bietet hierfür eine gute Basis (Gheorghe, et al., 1984). Auch aktuell gibt es im Elektrizitätssystem eine Veränderung in der Struktur der Erzeugung. Kraftwerke zur Nutzung der erneuerbaren Energien sind kleiner als konventionelle thermische Kraftwerke. Windkraftwerke oder PV-Anlagen weisen bei weitem nicht die Größe eines thermischen Kraftwerks auf. Die Produktionskapazitäten werden also wieder kleiner. Zusätzlich können erneuerbare Energien nur dort genutzt werden, wo sie verfügbar sind – wo Wasser für Laufwasserkraftwerke vorhanden oder genügend Sonnenstunden für die Nutzung der PV zur Verfügung stehen. Es gibt einen Wandel von einem bedarfsgerechten¹¹ und verbrauchsnahe hin zu einem dargebotsabhängigen¹² und verbrauchsfernen Elektrizitätssystem. Diese Veränderung der Erzeugungsstruktur wird wieder mit einer Veränderung und Investitionen in das Übertragungsnetz einhergehen. Abermals wird das Substitutionsmodell der Primärenergieträger, diesmal innerhalb der vorliegenden Arbeit, für die Analyse des Strukturwandels unterstützend eingesetzt.

Innerhalb der vorliegenden Arbeit soll das Substitutionsmodell der Primärenergieträger (Marchetti, 1977; Marchetti & Nakicenovic, 1979) nicht verwendet werden, um die weitere Entwicklung der Primärenergieträger vorauszusagen. Weiters zielt die Arbeit auch nicht darauf ab, zu beurteilen, ob das Substitutionsmodell geeignet ist oder nicht, um die langfristige Entwicklung der Primärenergieträger zu prognostizieren. Auch Häfele (1981) weist darauf hin, dass das Ziel innerhalb des Substitutionsmodell die Analyse der Entwicklungen in der Vergangenheit ist und die Anwendung des Modells für zukünftige Entwicklungen als Leitfaden für Systemanalytiker anzusehen ist. Innerhalb dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Aussage des Modells,

- dass der Anteil eines Primärenergieträgers zurückgehen muss, um das Ansteigen bzw. den Ausbau der Nutzung eines anderen Energieträgers zu ermöglichen,
- dass die Substitution der Primärenergieträger ein äußerst langer Prozess ist,
- dass eine rasche Energiewende durch natürliches Ausscheiden aufgrund von Alterung und Nutzung der Anlagen nicht möglich ist und
- dass es nicht sinnvoll ist, zwei Systeme gleichzeitig aufzubauen.

¹¹ Näheres zum Begriff bedarfsgerecht ist in Stigler (1999) zu finden.

¹² Näheres zum Begriff dargebotsabhängig in Stigler (1999) zu finden.

Teil II

Methode

Dieser Teil der Arbeit beschreibt das verwendete Modell ATLANTIS, welches zur Beantwortung der Forschungsfragen eingesetzt wurde. Neben einer ausführlichen Modellbeschreibung werden zentrale Überarbeitungen des Modells erwähnt, welche sich im Zuge des Forschungsvorhabens als notwendig herausgestellt haben. Abschließend wird über die Rahmendaten der verwendeten Szenarien informiert.

4 Das Modell ATLANTIS

Das elektrizitätswirtschaftliche Geschehen ist in seiner Gesamtheit hochkomplex. Die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft bedingen, dass für eine umfassende Entscheidungsfindung ein Simulationsmodell notwendig ist. Durch Verwendung eines Simulationsmodelles können alle Auswirkungen einer Entscheidung in der Elektrizitätswirtschaft umfassend abgebildet werden.

Allgemein ist ein Modell eine vereinfachte Darstellung der Realität, das durch Verfeinerung zu einer immer genaueren Beschreibung der Wirklichkeit führt. Dieses Verfahren wird Methode der abnehmenden Abstraktion genannt (Lindenberg, 1991). Laut Stachowiak (1973) sind Modelle Abbildungen von Originalen, wobei nicht alle Merkmale des Originals erfasst werden und das Modell nur für bestimmte Subjekte in einem bestimmten Zeitintervall unter Einschränkung des Zwecks gültig ist (Stachowiak, 1973). Typisch für Modelle ist, dass nur jene Aspekte in das Modell einfließen, die für die Untersuchung relevant sind. Alle übrigen Aspekte werden vernachlässigt mit dem Ziel, die Komplexität der Realität zu reduzieren. Daher ist es von zentraler Bedeutung in der Modellerstellung, dass nicht alle Aspekte der Wirklichkeit in das Modell einfließen, um zu verhindern, dass das Modell mit der Realität gleichzusetzen ist. Ein Modell, das die gesamte Komplexität der Wirklichkeit berücksichtigt, wäre kein Modell mehr. Die wirklichkeitsgetreue Darstellung ist kein Qualitätsmerkmal von Modellen, vielmehr wird die Qualität eines Modells an seinem Erklärungswert festgestellt. Ein Wirtschaftsmodell ermöglicht es, dass Implikationen und Schlussfolgerungen aus den Modellergebnissen abgeleitet werden (Felderer & Homburg, 1989).

Zum Zwecke der Entscheidungsfindung in der Elektrizitätswirtschaft und für die Durchführung von Vorab-Analysen wird am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz seit einigen Jahren die Entwicklung eines Simulationsmodelles der kontinental-europäischen Elektrizitätswirtschaft forciert. Das techno-ökonomische Modell ATLANTIS 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, realitätsnahe Simulationen durchzuführen (Stigler, et al., 2016). ATLANTIS ist ein Modell für langfristige Betrachtungen. Demnach beträgt der Zeitraum, den das Modell abdeckt, 44 Jahre – von 2006 bis 2050. Nur durch ein möglichst langfristig ausgelegtes Modell ist es möglich, die Auswirkungen bedingt durch die Langlebigkeit der Anlagen in der Elektrizitätswirtschaft in ihrer Gesamtheit zu erfassen. Auch Schleicher, et al. (2016) weisen auf die Notwendigkeit hin, dass Modelle im Bereich der Energiewirtschaft einen viel längeren Zeithorizont als konventionelle Modelle für wirtschaftliche Analysen aufweisen müssen.

4.1 Allgemeine Modellbeschreibung

Das Herz des Simulationsmodells stellt eine umfassende Datenbank der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft dar, welche alle notwendigen Elemente des physikalischen Elektrizitätssystems beinhaltet. Im Simulationsmodell werden 26 kontinentaleuropäische Länder, rund 15.000 Bestandskraftwerke sowie etwa 13.000 geplante zukünftige Kraftwerke (Projekte), circa 6.600 Höchstspannungsleitungen auf der 400 kV und der 220 kV Ebene und signifikante 110 kV Leitungen, 1.700 zusätzliche Netzelemente und mehr als 3.900 Netzknoten mit zugehörigem Endverbrauch berücksichtigt. Die zukünftig geplanten Kraftwerke sowie das zukünftige Übertragungsnetz, der Elektrizitätsbedarf und viele andere Daten und Annahmen können je nach Beobachtungszeitraum und Ziel des Forschungsvorhabens variieren. ATLANTIS bietet eine umfassende Orientierungsrichtlinie für den zukünftigen Kraftwerks- und Leitungsbau. Das Optimierungsziel innerhalb des Modelles ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Somit ist die Optimierung nicht auf einzelne Akteure und deren Gewinnmaximierung ausgerichtet. Das Modell bildet alle für die Entscheidungsfindung relevanten real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten ab.

Die wirtschaftlichen Modelle sind länderübergreifende Markt- und Handelsmodelle, die je nach Modell physikalische Netzrestriktionen berücksichtigen oder nicht. Am Ende eines jeden simulierten Jahres wird in den Unternehmensmodellen für die in ATLANTIS hinterlegten EVU ein vereinfachter Jahresabschluss erstellt, welcher eine real- und nominalwirtschaftliche betriebliche Vorscheurechnung ermöglicht. Wahlweise können die vereinfachten Jahresabschlüsse anstelle für EVU für ein ganzes Land oder eine Technologie erstellt werden.

Eine der besonderen Fähigkeiten dieses Simulationsmodells ist die Möglichkeit der Untersuchung langfristiger Entwicklungen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft, da der Simulationszeitraum bis ins Jahr 2050 reicht. Der Sinn des Simulationsmodells ist es nicht, Vorhersagen oder Prognosen zu tätigen, sondern die Auswirkungen getroffener Entscheidungen und bestimmter Entwicklungen aufzuzeigen. Die Ergebnisse einer Simulation können für einzelne betrachtete Länder oder gesamteuropäisch dargestellt werden (Stigler, et al., 2016).

Innerhalb eines simulierten Jahres basieren die Berechnungen auf monatlichen stündlichen Dauerlinien. Jede monatliche Dauerlinie wird in vier Perioden, zwei Starklast (8 Uhr morgens bis 8 Uhr abends von Montag bis Freitag) sowie zwei Schwachlast-Perioden (8 Uhr abends bis 8 Uhr morgens, Montag bis Freitag sowie 0 bis 24 Uhr, Samstag und Sonntag), unterteilt. Die Stark- und Schwachlastperioden können zudem in bis zu 100 Subperioden unterteilt werden. Die Modellberechnungen basieren somit auf Periodenmittelwerten. Innerhalb eines jeden Jahres werden mindestens 48 Durchschnittsperioden berechnet, in denen alle verwendeten Markt- und Handelsmodelle zum Einsatz kommen können (Stigler, et al., 2016). Während konventionelle thermische Kraftwerke bedarfsgerecht zur Verfügung stehen, können erneuerbare Energien nur dargebotsabhängig zur Stromproduktion eingesetzt werden. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird innerhalb des Modells mit Erwartungswerten berechnet, welche je nach Technologie unterschiedlich sind. Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise des Modells ist in Stigler, et al. (2016) zu finden.

Der Simulationsablauf

Ein Übersichtsschema über den Simulationsablauf in ATLANTIS ist in Abbildung 15 dargestellt.

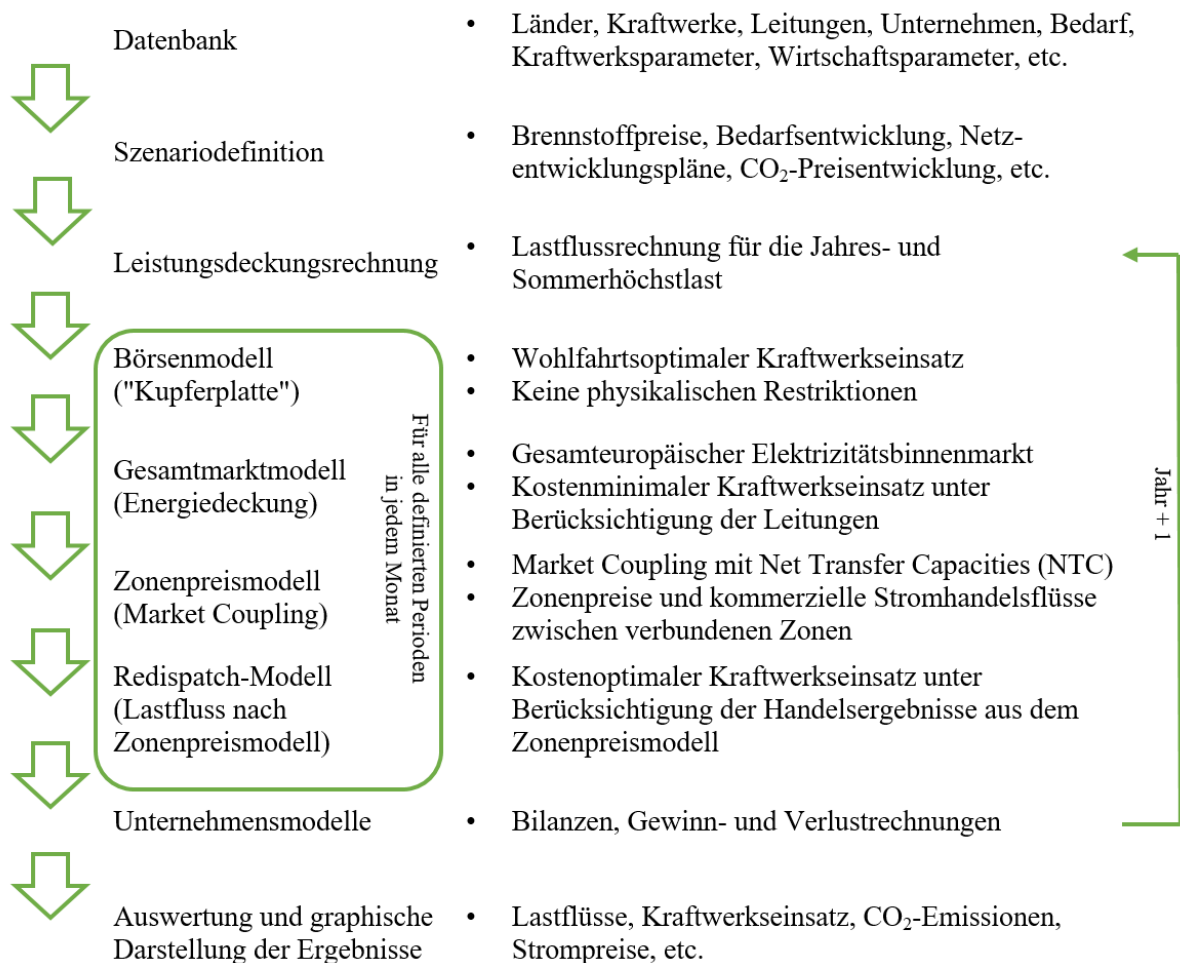


Abbildung 15: Simulationsablauf in ATLANTIS. Eigene Darstellung.

Die Datenbank ist die Grundlage für jede Simulation. In der Datenbank werden alle wichtigen Eingangsdaten und Annahmen basierend auf der Szenariodefinition eingetragen. Zu Beginn eines Jahres wird überprüft, ob die installierte Leistung ausreichend ist, um die JHL zu decken. Dabei wird die Winter- und die Sommerhöchstlast berechnet, da beide Situationen je nach Land kritisch sein können. Südliche Länder wie z. B. Griechenland haben einen hohen Bedarf an Kühlung im Sommer, was zu einer ähnlich schwierigen Situation für das Elektrizitätssystem wie in nördlicheren Ländern im Winter führen kann. Nach der Jahreshöchstlastrechnung werden die Markt-, Lastfluss- und Handelsmodelle (Börsenmodell, Gesamtmarktmodell, Zonenpreismodell, Redispatch-Modell) für jede definierte Periode in jedem Monat berechnet. Im Unternehmensmodell werden wirtschaftlich relevante Ergebnisse wie das Anlagevermögen oder Brennstoffaufwendungen abgespeichert. Details zu den Unternehmensmodellen folgen in Kapitel 4.3.

Zur Berechnung des Kraftwerkseinsatzes und der daraus resultierenden Kosten eines Kraftwerks sowie der Strombörsenpreise und der daraus resultierenden Stromverkaufserlöse eines jeden Kraftwerks gibt es vier unterschiedliche Optimierungsmodelle (Markt-, Lastfluss- und Handelsmodelle) in ATLANTIS. In jedem simulierten Jahr können alle vier Modelle gleichzeitig gerechnet werden. Je nach Modell werden Handelsrestriktionen zwischen Ländern und/oder Leitungsrestriktionen berücksichtigt. Die Kombination aller Kraftwerks-, Leitungs- und Verbrauchsdaten auf Knotenbasis ermöglicht eine Lastflussrechnung mit einem Direct Current Optimized Power Flow (DC-OPF) Algorithmus. Die vier Optimierungsmodelle sind in Stigler, et al. (2016) näher erklärt.

In den Lastflussmodellen wird die Netzsicherheit durch Einhaltung einer Sicherheitsmarge von 30 % (Transmission Reliability Margin, TRM) sichergestellt. Demnach ist jede Leitung zu maximal 70 % ausgelastet, was der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums in hochvermaschten Netzen entspricht (Austrian Power Grid, 2013). In den seltenen Fällen, in denen der Lastfluss unter Einhaltung der Sicherheitsmarge nicht gelöst werden kann, kann die Sicherheitsmarge maximal in zwei Schritten jeweils um 5 % gesenkt werden, bis die Auslastung der Leitung maximal 80 % beträgt. Wenn nach dieser Erweiterung weiterhin keine Lösung möglich ist, müssen die Annahmen des Szenarios überarbeitet werden und die Simulation erneut durchgeführt werden (Stigler, et al., 2016). Details zur Sicherheitsmarge in ATLANTIS sind in Nischler (2014) zu finden.

Die Kombination aus wirtschaftlichen Modellen (Marktmodell) mit technischen Modellen (Lastflussmodell) trägt zur Erhöhung des Wertes der Simulationsergebnisse bei. Reine wirtschaftliche Modelle vernachlässigen oft die technischen Gegebenheiten des Übertragungsnetzes. Rein technische Modelle sind nicht in der Lage, Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke zu liefern bzw. die wirtschaftlichen Vorteile von Investitionen zu bewerten. ATLANTIS bietet eine Möglichkeit, in der beide Modelle miteinander vereint werden.

Die fixen und variablen Kosten der Stromproduktion sind in ATLANTIS Teil der Simulationsergebnisse und lassen sich aus dem Kraftwerkseinsatz ableiten, der je nach betrachtetem Modell unterschiedlich ist. Variable Kosten bestehen aus der Summe von Brennstoffkosten, CO₂-Aufwendungen und variable Wartungs- und Betriebskosten. Fixe Kosten beinhalten Abschreibungen, Personalaufwendungen, fixe Wartungs- und Betriebskosten sowie Zinsaufwendungen. Gemäß den verwendbaren Optimierungsmodellen (siehe Abbildung 15), ergibt das Börsenmodell („Kupferplatte“) die geringsten variablen Stromproduktionskosten. Durch Berücksichtigung des Netzes und der physikalischen Restriktionen erhöhen sich die Kosten entsprechend. Wirtschaftlich interessante Ergebnisse werden in Unternehmensmodellen abgebildet, welche für jedes in ATLANTIS hinterlegte EVU oder wahlweise auch nach Produktionstechnologie oder Land erstellt werden.

Simulationen mit ATLANTIS liefern sinnvolle Entwicklungspfade für die erfolgreiche Umsetzung verschiedener europäischer Ziele wie der Reduktion von CO₂-Emissionen aus der Elektrizitätserzeugung. ATLANTIS kann aufzeigen, wie eine überlegte Integration von erneuerbaren Energien in der Elektrizitätswirtschaft erfolgen kann, CO₂-Emissionen gesenkt werden können oder ein europäischer Elektrizitätsbinnenmarkt funktioniert (Nischler, 2014).

Zentrale Ergebnisse einer Simulation beinhalten (Nischler, 2014):

- Import- und Exportbilanzen unter Berücksichtigung der Handelskapazitäten zwischen den Handelszonen;
- Physikalische Lastflüsse;
- Den Kraftwerkseinsatz (1) nach „Kupferplatte“ (Markt), (2) unter Berücksichtigung des Lastflusses und (3) unter Berücksichtigung der Handelskapazitäten;
- Die Entwicklung der CO₂-Emissionen, der installierten Leistung und der produzierten Energie;
- Die Entwicklung der EVU in den Unternehmensmodellen;
- Die Kosten der Elektrizitätsproduktion.

4.2 Verwendung des Modells im Rahmen dieser Arbeit

Zentral für das Modell sind die ständigen Weiterentwicklungen. Für die Beantwortung der Forschungsfragen war es notwendig, einige Teile des Modells zu überarbeiten bzw. neu zu entwickeln. Dazu gehören, dass (1) der betriebswirtschaftliche Modellteil umgebaut wurde und (2) das Modell um die Möglichkeit erweitert wurde, den Kapitalstock der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft zu ermitteln. Die Überarbeitungen sind nachfolgend kurz und in Kapitel 4.3 genauer beschrieben.

Die Änderungen der Unternehmensmodelle umfassen

- die Erstellung der Bilanzen und GuV nach Technologie oder Ländern anstelle der einzelnen EVU, um die betriebswirtschaftlichen Vor- und Nachteile der Technologien stärker zu betonen;

- die Implementierung neuer Berechnungen für die historischen Anschaffungswerte und Wiederbeschaffungswerte von Wasserkraftwerken, da Wasserkraftwerke nicht-standardisierbar sind und die Investitionen in Wasserkraftwerke von Standort zu Standort unterschiedlich hoch sind;
- das Durchführen von lebensdauerverlängernden Investitionen bei Kernkraftwerken zur Verlängerung der Betriebsgenehmigung;
- die Integration von optionalem Repowering bei Wind- und Photovoltaikanlagen, wodurch an bestehenden Standorten am Ende der Nutzungslebensdauer neue Anlagen gebaut werden.

Diese Änderungen beeinflussen das Niveau des Kapitalstocks, indem sie entweder den historischen Anschaffungswert, den Restbuchwert oder die installierte Leistung ändern. Die Überarbeitungen tragen zur Erhöhung der Qualität der Kapitalstockberechnungen bei, da die Eingangsdaten verbessert werden. Durch die Erstellung der vereinfachten Jahresabschlüsse nach Technologie kann der technologie-spezifische Nettokapitalstock zu historischen Anschaffungswerten direkt aus diesen abgelesen werden.

Zur Kapitalstockermittlung wurden verschiedene Berechnungen in ATLANTIS integriert, welche durch die beschriebenen Änderungen in den Unternehmensmodellen eine bessere Datenbasis der Eingangsdaten aufweisen. Der Brutto- und Nettokapitalstock sowie die Kapitalstockkennzahlen werden

- unter Verwendung der historischen Anschaffungswerte und der Wiederbeschaffungswerte,
- mit der ökonomischen Nutzungsdauer und der Nutzungslebensdauer der Kraftwerke und
- mittels der linearen und geometrischen Abschreibungsvariante berechnet.

Die Ergebnisse der Kapitalstockberechnung werden u.a. für die Berechnung der Kapitalstockkennzahlen verwendet. Die Kapitalstockkennzahlen werden mit Hilfe der Simulationsergebnisse aus ATLANTIS berechnet. Speziell für Kennzahlen wie z. B. der Kapitalproduktivität ist es für eine genaue Berechnung unabdingbar, dass das Elektrizitätswirtschafts-Simulationsmodell ATLANTIS verwendet wird. Die Stromproduktion, die für die Berechnung der Kapitalproduktivität notwendig ist, wird direkt aus den Simulationsergebnissen abgeleitet.

4.3 Überarbeitung der Unternehmensmodelle

Wichtiger Bestandteil von ATLANTIS sind die Unternehmensmodelle. Diese Modelle beinhalten vereinfachte Bilanzen sowie GuV. Diese vereinfachten Jahresabschlüsse sind wichtig für das Verständnis der zukünftigen Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der EVU, da Eingriffe in die Elektrizitätswirtschaft sich auf die Entwicklung der EVU auswirken. Details zu Jahresabschlüssen, Bilanzen und GuV sind in Wöhe & Döring (2013), Heno (2011) und Lechner, et al. (2003) zu finden.

Für jedes Land sind die größten Unternehmen einzeln erfasst, kleinere Unternehmen (regionale Versorger wie Stadtwerke) in einem Land sind zu einem Unternehmen „Rest“ zusammengefasst. So ergibt sich je Land zumindest ein Unternehmen, für welches vereinfachte Jahresabschlüsse erstellt

werden. Jedem Unternehmen sind Kraftwerke und Endkunden mit einem bestimmten Elektrizitätsbedarf zugeordnet. Alle kraftwerksspezifischen Aufwendungen müssen von dem Unternehmen gedeckt werden; alle Erträge werden von dem Unternehmen erwirtschaftet. Der Endkundenbedarf soll dem tatsächlichen Endkundenabsatz entsprechen. Die Zuordnung von Endkunden ist wichtig, da auf diese Weise jedem Unternehmen ein eigener Bedarf zugeordnet ist, den das Unternehmen zu decken hat. Überschüssige Kraftwerkskapazitäten werden als Angebot an die „Kraftwerkstauschbörse“ gemeldet, Fehlbedarf wird zugekauft. Weiters ist jedem Unternehmen, das am europäischen Emissionshandel¹³ teilnimmt, eine bestimmte Menge an CO₂-Emissionszertifikaten zugeordnet.

Im Zuge der Überarbeitung wurden die vereinfachten Bilanzen und GuV verändert, Plant Lifetime Extension (PLEX) bei Kernkraftwerken eingeführt und ein automatisches Repowering von Windkraftwerken (on- und offshore) und PV-Anlagen eingeführt. Weiters wurde die Berechnung der Anschaffungswerte von Wasserkraftwerken überarbeitet, da diese Investitionen in besonderem Maße standortabhängig sind. Die durchgeführten Überarbeitungen werden im Folgenden genauer erklärt.

4.3.1 Unternehmensmodelle nach Technologie und Land

Zentrales Ziel der Überarbeitung der vereinfachten Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen ist es, unabhängig von den abgebildeten EVU länder- bzw. technologiebasierte Analysen durchzuführen, um generalisierbare Aussagen für einzelne Länder oder Technologien treffen zu können. Deshalb liegt ein Fokus der Überarbeitung der Unternehmensmodelle auf dem Erstellen der vereinfachten Jahresabschlüsse nach Technologien oder Ländern und nicht mehr nur nach Unternehmen. Die klassische Variante des Unternehmensmodells bleibt jedoch erhalten, weshalb beide Darstellungen möglich sind. Insbesondere wird bei der Überarbeitung der Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen auf die Annahme hingewiesen, dass die Einnahmen den Ausgaben des EVU folgen, weshalb die Ausgaben den Schwerpunkt der Analyse umfassen. Die Einnahmen werden vernachlässigt. Somit ist das übergeordnete anzustrebende Unternehmensziel die Minimierung der gesamten

¹³ Einige Länder nehmen am European Union Emissions Trading System (EU-ETS) teil. Innerhalb des Emissionshandelssystems sind Elektrizitätsproduzenten unter bestimmten Voraussetzungen dazu verpflichtet, für die Emission von Treibhausgasen Emissionszertifikate vorzuweisen. Bis 2012 bekamen EVU einen Großteil der Zertifikate basierend auf historischen Daten zum Emissionsausstoß (Grandfathering) gratis zugeteilt. Wenn ein Unternehmen nicht alle zugeteilten Zertifikate benötigte, gab es die Möglichkeit, diese zu verkaufen und so Erträge zu erwirtschaften. Seit 2013 gibt es für EVU aufgrund der „Windfall Profits“ keine Gratiszuteilung mehr und alle Zertifikate (mit Ausnahmen für die ehemaligen Ostblock-Staaten wie Polen oder Rumänien bis 2020) müssen zugekauft werden. Somit fallen für die Zeit ab 2013 nahezu in allen Staaten nur noch Aufwendungen aus dem CO₂-Handel an (Europäische Kommission, 2017).

Aufwendungen der EVU. Die modifizierte Darstellung der Unternehmensmodelle ermöglicht eine bessere Abbildung der technologiespezifischen wirtschaftlichen Vor- und Nachteile. Gegenstand der Betrachtung sind nicht mehr nur die einzelnen EVU, sondern das Ergebnis der Technologie.

4.3.2 Repowering von Windkraftwerken und PV-Anlagen

Vor allem Windkraftwerke und PV-Anlagen erlebten in den letzten Jahren einen sehr großen Anstieg der installierten Leistung. Durch die damit verbundenen Erfahrungen (Lerneffekte) ist die Leistungsfähigkeit und Effizienz von neuen Anlagen gestiegen. Alte Anlagen sind daher nicht mehr auf dem aktuellen Stand der Technik. Deshalb kommt Repowering ins Spiel. Repowering bedeutet grundsätzlich, dass alte Anlagen meist am Ende ihrer Nutzungsdauer durch neue Anlagen am gleichen Standort ersetzt werden. Durch Repowering verringert sich die Anlagenanzahl am Standort, gleichzeitig steigt aber die installierte Leistung und der Stromertrag erhöht sich (Möhring, 2010).

Da Repowering von alten Anlagen speziell bei erneuerbaren Energien und hier insbesondere bei Windkraftwerken und PV-Anlagen aufgrund der hohen Lerneffekte und der damit verbundenen Verringerung der Investitionskosten und dem Anstieg der installierten Leistung ein äußerst übliches Vorgehen ist, wurde ein optionales automatisches Repowering von Windkraftwerken und PV-Anlagen ins Modell integriert. Am Ende der Nutzungsdauer werden die Anlagen am selben Standort repowered. Repowering von Windkraftanlagen verursacht dabei nur 0,85 % der Kosten eines Neubauprojektes. Der Wirkungsgrad steigt – ebenso wie das RAV – um einen Faktor von 1,5. Repowering von PV-Anlagen verursacht 0,9 % der Kosten eines Neubauprojektes. Der Wirkungsgrad steigt – ebenso wie das RAV – um einen Faktor von 1,05. Die geringeren Investitionskosten im Vergleich zu einem Neubauprojekt ergeben sich durch bereits vorhandene Infrastruktur, die übernommen und genutzt wird. Für die Steigerung des Wirkungsgrades und des RAV sind die Lerneffekte verantwortlich.

Die Option des Repowering von Windkraftwerken und PV-Anlagen ist optional implementiert; d. h. es kann auch ein manuelles Repowering dieser Anlagen durchgeführt werden. Repowering verändert den bestehenden Kraftwerkspark der Simulation, indem alte Kraftwerke durch neue ersetzt werden und beeinflusst so den Kapitalstock.

4.3.3 Plant Lifetime Extension bei Kernkraftwerken

Mit Stand September 2017 waren in der Europäischen Union 127 Kernreaktoren in Betrieb. Davon weisen 70 % ein Alter über 30 Jahre auf; 12 der 127 Reaktoren sind sogar schon über 40 Jahre alt. Die Altersstruktur der angesprochenen Reaktoren ist in Abbildung 16 dargestellt.

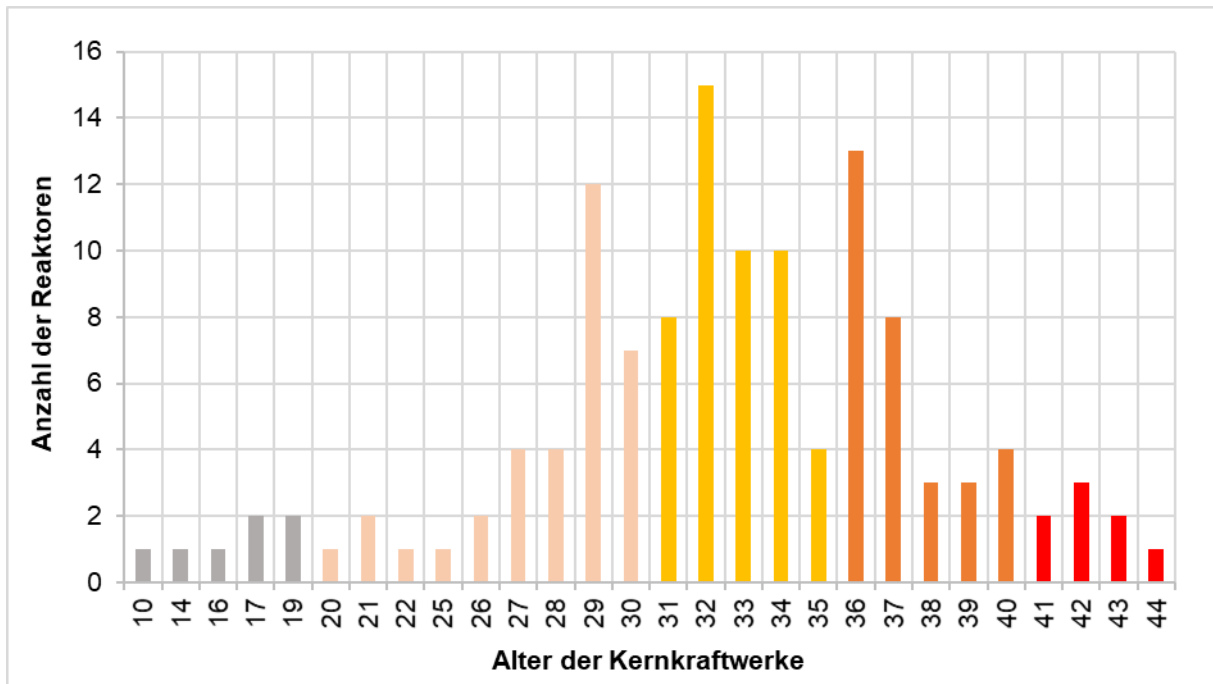


Abbildung 16: Altersstruktur der in Betrieb befindlichen Reaktoren in der Europäischen Union mit Stand September 2017. Dargestellt ist das Alter der Kraftwerke in Jahren sowie die Anzahl der Reaktoren. Eigene Darstellung basierend auf International Atomic Energy Agency (2017b).

Bis auf Rumänien und Bulgarien gibt es in jedem Mitgliedsstaat der Europäischen Union, welches Kernkraftwerke betreibt, zumindest ein Kernkraftwerk, das älter als 30 Jahre ist. Viele dieser Kernkraftwerke sind schon über ihrer ursprünglich vorgesehenen Lebensdauer. Trotzdem wird in den kommenden Jahren nur ein kleiner Teil davon stillgelegt werden. Der Grund liegt in der Verlängerung der ursprünglichen Betriebsgenehmigung (= Plant Lifetime Extension, PLEX), wobei nach einer ersten Verlängerung auch noch weitere folgen können (International Atomic Energy Agency, 2017b). Die Verlängerung erfolgt üblicherweise in Zehn-Jahres-Schritten¹⁴ und erfordert Reinvestitionen in das Kernkraftwerk, um allen aktuellen Sicherheitsanforderungen zu entsprechen und das Kraftwerk auf einen neuen Stand zu bringen.

Aufgrund der steigenden Bedeutung von PLEX wurde die Option der Verlängerung auch im Simulationsmodell ATLANTIS implementiert. Am Ende der ursprünglich vorgesehenen Lebensdauer, die der ökonomischen Nutzungsdauer entspricht und derzeit bei etwa 40 Jahren liegt, wird eine Reinvestition in das Kernkraftwerk durchgeführt, welche nach Land, Reaktortyp und installierter Leistung des Kraftwerks variiert. Durch die Reinvestition erhält das Kraftwerk eine Verlängerung der Betriebsgenehmigung für weitere 10 Jahre. Dieses Prozedere wiederholt sich, bis das Kraftwerk am

¹⁴ World Nuclear Association und International Atomic Energy Agency veröffentlichen Länderprofile mit zahlreichen Informationen zu den Kernkraftwerken eines jeden Landes (International Atomic Energy Agency, 2017a; World Nuclear Association, 2017). Mit Hilfe dieser Daten konnten Informationen zum Kraftwerkalter, Zeitpunkt der Verlängerung der Betriebsgenehmigung etc. gewonnen werden, um so einen durchschnittlichen Rhythmus für die Verlängerung zu erhalten.

Ende der vorgegebenen Nutzungsdauer angelangt ist. Liegt für das Kraftwerk ein Außerbetriebnahmejahr vor (z. B. schon geplante und bekannte Stilllegung), wird nur reinvestiert, wenn die restliche Nutzungsdauer ab Zeitpunkt der Reinvestition größer gleich drei Jahre ist. Die Höhe der Reinvestition orientiert sich dann zusätzlich zu den oben genannten Kriterien noch an der verbleibenden Nutzungsdauer, womit eine Reinvestition für eine Verlängerung von bspw. 6 Jahren günstiger ist als eine Verlängerung von 10 Jahren.

Investitionen zur Verlängerung der Betriebsgenehmigung können einen großen finanziellen Aufwand für die EVU darstellen. Diese Investitionen sind jedoch wichtig, um den Kraftwerkspark auf den neuesten Stand der Technik auszurichten, die Lebensdauer so lange als möglich zu verlängern und die Produktionskapazität bestmöglich auszunützen. Das Verschieben von Instandhaltungen bewirkt nur, dass die Verfügbarkeit des Kraftwerks abnimmt und ist somit nicht sinnvoll (Cour des comptes, 2012). Mit zunehmendem Alter der Kraftwerke steigen die Aufwendungen für Instandhaltungen und auch Ersatzinvestitionen werden immer wahrscheinlicher. Durch Instandhaltungsmaßnahmen kann zwar die Nutzungsdauer eines Kraftwerks um einige Jahre verlängert werden, jedoch ist und bleibt diese beschränkt. Am Ende der Nutzungsdauer müssen die Kraftwerke jedenfalls durch neue Kraftwerke ersetzt werden, um die bisher installierte Leistung des Kraftwerksparks aufrechterhalten zu können. Da ein beträchtlicher Teil der Anlagen in den 80er Jahren gebaut wurde, ist es sehr wahrscheinlich, dass die Anlagen das Ende der Nutzungsdauer auch recht zeitgleich erreichen werden. Ein gut durchdachter Plan für Ersatzinvestitionen und zusätzlich eine genaue Planung der Instandhaltungsinvestitionen ist daher jedenfalls ratsam (Stender, 2008).

4.3.4 Investitionen in Wasserkraftwerke

Wasserkraftwerke stellen im Hinblick auf die Ermittlung der Höhe der Investitionen eine Besonderheit dar. Thermische Kraftwerke sind standardisierte Kraftwerke und Prognosen bzgl. der Investitionskosten können aufgestellt werden. Thermische Kraftwerksprojekte ähneln sich stark und so können ausgehend von Projekten, bei denen die Investitionskosten bekannt sind, die Investitionskosten für andere Kraftwerke geschätzt werden. Wasserkraftwerke hingegen unterscheiden sich von Standort zu Standort und Prognosen bzgl. der Investitionskosten können nur mit einer großen Spanne angegeben werden. Die Investitionskosten von Wasserkraftwerken hängen sehr stark von lokalen Umweltfaktoren und geographischen Gegebenheiten, wie z. B. Gefälle oder Wassermenge, ab. Deshalb gestaltet es sich als schwierig, verallgemeinernde Aussagen zu den Investitionskosten von Wasserkraftwerken zu tätigen (Gsodam & Stigler, 2017a). Somit werden die Investitionen in Wasserkraftwerke anders als für die restlichen Kraftwerkstechnologien, welche auf dem Lernkurvenansatz basieren (Feichtinger & Gutschli, 2012; Department of Energy, 2010), berechnet.

Schwell- und Laufwasserkraftwerke

Daten zu den Errichtungskosten von österreichischen Schwell- und Laufwasserkraftwerken, die durch intensive Recherchen gewonnen werden konnten (Details dazu siehe Gsodam & Stigler, 2017a), bilden die Grundlage für die Berechnung der Investitionskosten. Der Ermittlung der Investitionskosten zu Grunde liegt die Annahme, dass Flüsse, die sich hinsichtlich der geographischen Gegebenheiten ähneln, ähnliche spezifische Investitionskosten aufweisen und sich nur hinsichtlich des Preisniveaus der Staaten unterscheiden. Um die unterschiedlichen Preisniveaus korrekt abzubilden, wird auf Daten von Eurostat (2017b) zu den Preisniveaus der Länder zurückgegriffen (Gsodam & Stigler, 2017a). Die ermittelten spezifischen Investitionskosten der Schwell- und Laufwasserkraftwerke in Österreich werden für die Ermittlung der Investitionskosten von Schwell- und Laufwasserkraftwerken in anderen europäischen Ländern, von denen keine Daten verfügbar sind, verwendet. Flüsse, die ähnliche geographische Umweltfaktoren aufweisen, sollen ähnliche spezifische Investitionskosten aufweisen. Hierzu wurden von jedem Fluss bzw. -abschnitt, an dem größere Schwell- und Laufwasserkraftwerke vorhanden sind, die geographischen Charakteristika erhoben. Anhand dieser Charakteristika wurden die Flüsse miteinander verglichen und jedem Fluss wurde ein österreichischer „Referenzfluss“ zugewiesen. Sofern ein Fluss mit keinem der österreichischen Flüsse nennenswerte Ähnlichkeiten aufweist, wurde für das Jahr der Inbetriebnahme des betrachteten Kraftwerks auf einen Mittelwert dieses Jahres über alle analysierten Flüsse zurückgegriffen. Mittels der von Eurostat (2017b) veröffentlichten Preisniveaus wurden die Investitionskosten auf das Preisniveau des betrachteten Landes umgerechnet und mit länderspezifischen Inflationsindizes wurden die konstanten Preise auf das Jahr der Inbetriebnahme umgerechnet, um so die historischen Anschaffungswerte zu erhalten. Details zur Berechnung und ein übersichtlicher Vergleich der berechneten Werte mit Quellen aus der Literatur sind in Gsodam & Stigler (2017a) und Gsodam & Stigler (2017b) zu finden.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Ähnlich wie bei Schwell- und Laufwasserkraftwerken sind auch die Investitionen in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke nur schwer standardisierbar, da sie stark von lokalen Gegebenheiten und Umweltfaktoren abhängig sind. Zu beachten ist bei der ökonomischen Beurteilung der Vorteile von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, dass diese Kraftwerke absolut gesehen hohe Anlagekosten aufweisen. Durch die hohe installierte Leistung ergeben sich aber vergleichsweise niedrige spezifische Anlagekosten und einer eher niedrigen Benutzungsdauer.

Bezugnehmend auf ein Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014) werden die Investitionen in den Kraftwerksbau wie folgt berechnet. Die Funktion wurde insofern abgeändert, als dass die konstanten Preisbestandteile mittels der Preisniveaus (Eurostat, 2017b) auf das österreichische Niveau umgerechnet wurden und demnach mit den entsprechenden Faktoren für die Preisniveaus der anderen Länder (PN) multipliziert werden und

zusätzlich noch ein Inflationsindex (*Index*) berücksichtigt wird. $I_{(P)SKW}$ steht für die Gesamtinvestitionskosten des (Pump-)Speicherkraftwerks, $P_{Tur,Eng}$ stellt die Engpassleistung der Turbine in kW dar und E_{Kap} die Speicherkapazität in kWh;

$$I_{(P)SKW} = PN \cdot Index \cdot \left(1.068,77 \left[\frac{EUR}{kW} \right] \cdot P_{Tur,Eng} + 1,3 \left[\frac{EUR}{kWh} \right] \cdot E_{Kap} \right). \quad (4)$$

Demnach entfällt ein Teil der Investitionen auf die Bereitstellung der Leistung und ein weiterer Teil auf die Speicherkapazität des Kraftwerks, wobei der Teil für die Bereitstellung der Leistung den primären Kostentreiber darstellt. Diese Kostenfunktion wurde auf Basis von bekannten Investitionen konkreter Projekte in Österreich und Deutschland ermittelt.

4.3.5 Neue Funktionsweise: Bilanz

Das bestehende Bilanzmodell wurde insofern umgebaut, als dass auf der Aktivseite nur noch das Anlagevermögen ausgewiesen wird und die Passivseite nur den aggregierten Posten Kapital beinhaltet. Das Anlagevermögen besteht in der vereinfachten Bilanz nur aus dem Sachanlagevermögen aus dem Kraftwerkspark. Für jedes Kraftwerk werden die historischen Investitionskosten berechnet und anhand der ökonomischen Nutzungsdauer der Restbuchwert, der in das Anlagevermögen der Bilanzen einfließt, berechnet. Zur Berechnung der Abschreibung wird auf die klassische lineare Abschreibung zurückgegriffen. Bei vorzeitiger Stilllegung eines Kraftwerks vor Erreichen des Endes der ökonomischen Nutzungsdauer erfolgt auch im Modell eine außerplanmäßige Abschreibung. Bei Berechnung der Abschreibung gilt die Annahme, dass eine ganze Jahresabschreibung im ersten und im letzten Jahr anfällt und somit auf die monatsanteilige Abschreibung (pro rata temporis) verzichtet wird. Das resultierende Anlagevermögen kann in jedem Jahr bzw. über mehrere Jahre für jedes Unternehmen, für ein gesamtes Land oder nach Technologie dargestellt werden. Im Simulationsmodell wurde die Option eingebaut, bekannte Investitionskosten (Anschaffungswerte) von einzelnen Kraftwerken anzugeben. Somit entfällt eine Schätzung der Investition auf Basis der Lernkurven oder die eigene Berechnung der Wasserkraftwerke. Da jede Schätzung mit Unsicherheiten behaftet ist, konnte so die Genauigkeit des Modells etwas erhöht werden. Sofern tatsächliche Investitionen in konkrete Kraftwerke bekannt sind, werden diese direkt als Eingangsdaten ins Modell eingegeben.

Da besonders in der Elektrizitätswirtschaft ein großer Teil der kapitalintensiven Anlagen fremdfinanziert ist, die Eigenfinanzierungskraft der EVU eher gering ist und Eigenkapital nur eine untergeordnete Rolle spielt (Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 1957), wird das Eigen- und Fremdkapital im Posten Kapital zusammengefasst.

Auf das Umlaufvermögen wird verzichtet, da das Umlaufvermögen nicht direkt aus den Simulationsergebnissen abgeleitet werden kann und aufgrund der Kapitalintensität des Anlagevermögens nur einen vergleichsweise geringen Teil des Vermögens von EVU ausmacht.

4.3.6 Neue Funktionsweise: Gewinn- und Verlustrechnung

Die vereinfachte Gewinn- und Verlustrechnung wird in ATLANTIS in übersichtlicher Kontenform erstellt. Es wird von der Annahme ausgegangen, dass die Erträge zumindest den Aufwendungen entsprechen und erwirtschaftet werden müssen, um ausgeglichen zu bilanzieren. Wie sich die Erträge zusammensetzen, ist nicht Teil der Betrachtung. Aufwendungen umfassen Aufwendungen für Brennstoffe, CO₂-Aufwendungen, Personalaufwendungen, Abschreibungen, Stromzukauf von der Börse und Aufwendungen für Engpassmanagement an den Netzbetreiber. Weiters werden die Fremdkapitalzinsen und die Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt.

Bei den Aufwendungen wurden (1) die Personalaufwendungen überarbeitet, (2) weitere Ansätze für die Berechnung der Abschreibungen hinzugefügt, (3) die Berechnung der fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten überarbeitet sowie (4) die Berechnung der Zinsen angepasst. Allgemeine Änderungen in der Gewinn- und Verlustrechnung umfassen, dass der Fokus auf die Aufwendungen gelegt wird und die Erträge vernachlässigt werden.

(1) Personalaufwendungen werden für jede Technologie abhängig von den benötigten Mitarbeitern für die installierte Leistung (Mitarbeiter pro MW je Technologie) sowie dem durchschnittlichen Jahresverdienst in der Energieversorgung (Daten über Eurostat (2017a) verfügbar) berechnet, wie in Gleichung (5) dargestellt. Auf diese Weise kann der Personalaufwand für jedes einzelne Kraftwerk bzw. für eine Kraftwerkstechnologie oder ein ausgewähltes Land dargestellt werden und nicht mehr nur für ein einzelnes Unternehmen. Die Personalaufwendungen basieren somit ausschließlich auf den Ergebnissen der Simulation, auf das Fortschreiben recherchierter Startwerte, wie es in der bisherigen Funktionsweise der Fall war, wird verzichtet. Innerhalb der Gleichung bezieht sich MA_{MW} auf die benötigten Mitarbeiter je installiertem Megawatt, P_{inst} umfasst die installierte Leistung des Kraftwerks, PA_a stellt den jährlichen Personalaufwand je Mitarbeiter dar, $Index$ steht für einen Personalkostenindex, der den jährlichen Personalaufwand ansteigen/sinken lässt, $PGKA_{Netz}$ bzw. $PGKA_{Vertrieb}$ umfasst einen Personalgemeinkostenaufschlag für Mitarbeiter im Vertrieb und Netzbetrieb, da ohne diesen Aufschlag sonstige Mitarbeiter, die nicht direkt in den Kraftwerken tätig sind, aber für ein funktionierendes System notwendig sind, nicht erfasst werden würden;

$$Personalaufwand = MA_{MW} \cdot P_{inst} \cdot PA_a \cdot Index \cdot (1 + PGKA_{Netz} + PGKA_{Vertrieb}). \quad (5)$$

(2) Zusätzlich zur linearen Abschreibungsmethode ist die degressive Abschreibungsmethode als alternative Berechnung integriert worden, da diese Methode laut OECD (2009) für Kapitalstockberechnungen empfohlen wird. Weiters wird zusätzlich zur Berechnung der Abschreibung mit der ökonomischen Nutzungsdauer die Berechnung auf Basis der meist um ein Vielfaches längeren Nutzungsdauer eingeführt. Das Konzept der Nutzungsdauer wird in Kapitel 2.4.3 näher erklärt.

(3) Eine weitere Änderung betrifft die fixen und variablen Wartungs- und Betriebskosten (OuM-Kosten), die in der aktualisierten Variante der Gewinn- und Verlustrechnung auch nach Technologie dargestellt werden können. Die Berechnungen der fixen und variablen OuM-Kosten sind in Gleichung (6) und (7) dargestellt. Die fixen Kosten berechnen sich anhand der installierten Leistung P_{inst} und sind für jede Technologie unterschiedlich hoch (fK_{Tech});

$$fixe\ OuM = P_{inst} \cdot fK_{Tech}. \quad (6)$$

Auch die variablen Kosten vK_{Tech} in EUR pro MWh unterscheiden sich für jede Technologie. Die variablen OuM-Kosten sind abhängig von der in einem Jahr produzierten Energie des Kraftwerks ($Energie_{Modell,a}$ in MWh) und sind in jedem Optimierungsmodell („Kraftwerkstauschbörse“, Lastflussmodell, etc.) unterschiedlich hoch;

$$variable\ OuM = Energie_{Modell,a} \cdot vK_{Tech}. \quad (7)$$

(4) Zinsen werden von dem gesamten vorhandenen Kapital berechnet und als Aufwand betrachtet. Somit wird von einer vollständigen Fremdkapitalfinanzierung der Anlagen ausgegangen. Dass speziell die Energie- und Elektrizitätswirtschaft eine sehr hohe Fremdfinanzierungsquote sowie eine breite Streuung zwischen Fremd- und Eigenkapital aufweist, wurde auch schon im Energiebericht der Österreichischen Bundesregierung (Peyerl, 1981) aufgezeigt. Der Zinsaufwand wird vom Restbuchwert der Kraftwerke $RBW_{HA_lin_WD}$ (Restbuchwert berechnet mit dem historischen Anschaffungswert, der linearen Abschreibungsmethode und der ökonomischen Nutzungsdauer) mittels einer Fremdkapitalverzinsung FKZ berechnet, dargestellt in Gleichung (8);

$$Zinsaufwand = RBW_{HA_lin_WD} \cdot FKZ. \quad (8)$$

Die Berechnung für Brennstoff- und CO₂-Aufwendungen und für Stromzukauf von der Börse wurden beibehalten. Aufwendungen für Brennstoffe beinhalten die benötigten Brennstoffe sowie mögliche Anfahrtskosten der Kraftwerke. Anfahrtskosten fallen für die zusätzliche Inbetriebnahme von Kraftwerken in der Spitzenlastperiode an, wenn ein Kraftwerk in der Grundlastperiode nicht in Betrieb war. CO₂-Aufwendung entstehen durch den Zukauf von CO₂-Emissionsrechten. Aufwendungen für Stromzukauf von der Börse umfassen alle Aufwendungen für den Stromzukauf von anderen Unternehmen, um den eigenen Endkundenbedarf zu decken. Hinzu kommt noch der Posten Zusatzgewinn. Der Zusatzgewinn wird von den Unternehmen erwirtschaftet, damit die Endkundenerlöse nicht negativ werden. Einige Unternehmen würden ohne den Zusatzgewinn negative Endkundenerlöse aufweisen, da innerhalb der Simulation die Endkundenerlöse als Residualgröße berechnet werden. Wenn die Summe über alle Aufwendungen kleiner als die Summe der Erträge ohne Berücksichtigung der Endkundenerlöse ist, werden die Endkundenerlöse negativ. Um dies zu verhindern, gilt die Annahme, dass die Unternehmen den Zusatzgewinn erwirtschaften müssen.

In der klassischen Variante sowie unter Berücksichtigung der Änderungen in den Unternehmensmodellen gilt die Annahme, dass keine Steuern zu entrichten sind. Die klassische Variante, welche

zusätzlich zur Überarbeitung immer gesondert durchgeführt werden kann, berücksichtigt zusätzlich das Ausschütten einer Dividende, welche abhängig vom Gewinn und der Eigenkapitalquote des Unternehmens berechnet wird. Erwirtschaftet das Unternehmen einen Verlust, wird keine Dividende ausgeschüttet. Zu beachten ist, dass die Eigenkapitalquote des Unternehmens zumindest real stabil bleiben soll, weshalb die Berechnung der Dividende fallweise angepasst werden muss.

4.4 Kapitalstockberechnung

Eine Möglichkeit, die genannten Probleme der Kapitalstockschätzung aus Kapitel 3 zu lösen, ist die Verwendung des Simulationsmodells ATLANTIS, welches den physischen Bestand der Elektrizitätswirtschaft eines jeden Jahres abbildet. Das Elektrizitätswirtschaftliche Simulationsmodell ATLANTIS verfügt über die Möglichkeit, den tatsächlichen Anlagenbestand eines jeden Jahres blockscharf abzubilden. Durch die Verwendung eines solchen Modells entfällt auch die Schätzung einer Anlagenabgangsfunktion, da jedes Kraftwerk so lange im Bestand aufscheint, bis es stillgelegt bzw. das Ende der Nutzungslebensdauer erreicht wird. Es wird direkt im Modell der tatsächliche Anlagenabgang bzw. die Stilllegung des Kraftwerks dargestellt. Brümmerhoff & Grömling (2011) erwähnen die Bedeutung einer möglichst genauen Kenntnis des Anlagenabgangs und weisen darauf hin, dass statistische Informationen nur für die wenigsten Anlagegüter vorhanden sind. Alleine schon deshalb ist die Verwendung eines Simulationsmodells, welches blockscharfe Informationen zu den Kraftwerken liefert, für die Kapitalstockberechnung unumgänglich. Weiters besteht die Möglichkeit, die Nutzungsdauer (ökonomische Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer) zu variieren. Außergewöhnlichen Entwicklungen wie z. B. einem möglichen Stilllegen von Kohlekraftwerken wird insofern Rechnung getragen, als dass es sich bei der Nutzungsdauer, dem Inbetriebnahmejahr und dem Außerbetriebnahmejahr eines Kraftwerks um blockscharfe Informationen handeln, die zu Beginn der Simulation angegeben werden können. Weiters werden tatsächliche Informationen zu beispielsweise Kraftwerksaußerbetriebnahmen vor Ende der Nutzungsdauer berücksichtigt, weshalb das Verwenden der Anlagenabgangsfunktion nicht notwendig ist. Die Qualität der Kapitalstockschätzung ist in weiterer Folge auch abhängig von der zur Verfügung stehenden Information über die Nutzungsdauer. ATLANTIS bietet die Möglichkeit, die Nutzungsdauer wie auch die Art der Abschreibung zu variieren. Weiters kann im Rahmen von Szenariorechnungen der zukünftige Kapitalstock je nach gewählter Ausbaustrategie abgebildet werden. Da das Niveau des Kapitalstocks und aller darauf basierenden Kennzahlen sehr stark von den getroffenen Annahmen zu Anfangskapitalstock, Abschreibungsart, Nutzungsdauer und Anlagenabgangsfunktion abhängig ist, ist es von größter Wichtigkeit, dass die Annahmen bestmöglich getroffen werden. Dies wird durch Verwenden des Simulationsmodells ATLANTIS gewährleistet. Die in Kapitel 4.3 beschriebenen Überarbeitungen sollen ebenso die Qualität der Kapitalstockberechnung erhöhen, indem die Eingangsdaten verbessert werden und die technologiebasierte Auswertung des Kapitalstocks erleichtert wird.

Um die Kapitalstockberechnung in ATLANTIS zu integrieren und das Simulationsmodell als Werkzeug zu verwenden, waren einige Erweiterungen notwendig. Diese Erweiterungen umfassen, aufbauend auf den in Kapitel 4.3 vorgestellten Überarbeitungen, die Berechnung des Brutto- und Nettokapitalstocks sowie verschiedener Kapitalstockkennzahlen

- unter Verwendung der historischen Anschaffungswerte und der Wiederbeschaffungswerte,
- mit der ökonomischen Nutzungsdauer und der Nutzungslbensdauer der Kraftwerke,
- mittels der linearen und geometrischen Abschreibungsvariante und
- in laufenden und konstanten Preisen.

Die Berechnungen sind übersichtlich in Abbildung 17 dargestellt.

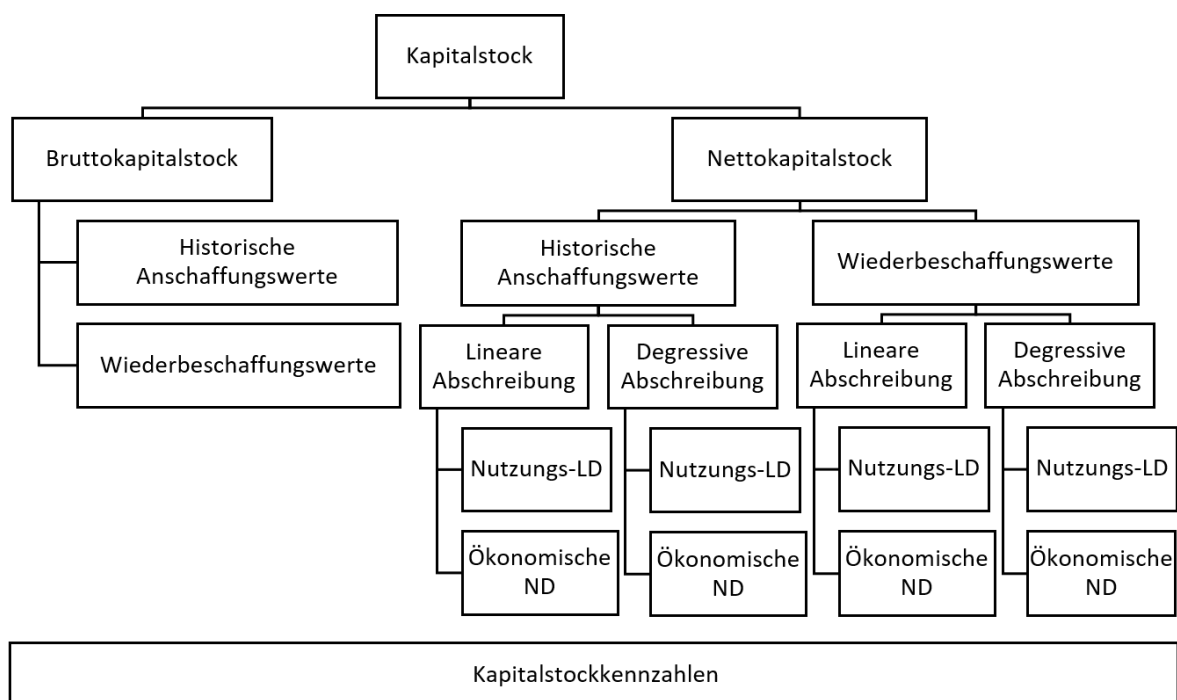


Abbildung 17: Kapitalstockberechnung in ATLANTIS. LD = Lebensdauer, ND = Nutzungsdauer. Eigene Darstellung.

Der Kapitalstock und die Kapitalstockkennzahlen werden direkt aus den Simulationsergebnissen von ATLANTIS berechnet. Beispielsweise ist es für die Entwicklung der Kapitalproduktivität für eine genaue Berechnung notwendig, dass ein Elektrizitätswirtschafts-Simulationsmodell, in diesem Fall ATLANTIS, verwendet wird. Die Stromproduktion, die für die Berechnung der Kapitalproduktivität notwendig ist, wird direkt aus den Simulationsergebnissen abgeleitet.

Im Zuge des Forschungsvorhabens werden verschiedene Kapitalstockkennzahlen berechnet, die wichtige Hinweise zur Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft aus volkswirtschaftlicher und gesamtsystemischer Sicht geben. Diese Kennzahlen beinhalten u. a. den Modernitätsgrad des Kapitalstocks und die Kapitalproduktivität. Details zu den Kapitalstockkennzahlen sind in Kapitel 3.3 zu finden.

Da der Nettokapitalstock natürlich in großem Maße von der gewählten Abschreibungsvariante und der Nutzungsdauer (ökonomische Nutzungsdauer \neq Nutzungslebensdauer) abhängt, ist es sinnvoll, zusätzlich zur betriebswirtschaftlich üblichen und nach ESVG 95 vorgeschriebenen linearen Abschreibungsvariante auch noch die geometrische Abschreibungsvariante zu verwenden und die Berechnung mit einer unterschiedlichen Nutzungsdauer durchzuführen. Somit ergibt sich eine breitere Basis, welche sich neben dem Preiskonzept (historischer Anschaffungswert, Wiederbeschaffungswert) durch die Nutzungsdauer und die Abschreibungsvariante voneinander unterscheiden anstelle von nur einem einzigen Wert für den Nettokapitalstock.

Die Kapitalstockschätzung ist sehr stark abhängig von den für die Berechnung getroffenen Annahmen und können von Land zu Land unterschiedlich sein, da es keinen einheitlichen Standard bzw. keine einheitliche Vorgehensweise bei der Berechnung gibt. Deshalb ist eine Kapitalstockschätzung nur schwer bzw. begrenzt länderübergreifend miteinander vergleichbar. Das Simulationsmodell ATLANTIS bietet eine Möglichkeit, dieselbe Methode für alle Länder anzuwenden, womit ein Vergleich ermöglicht wird.

4.5 Rahmendaten zu den verwendeten Szenarien

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die Rahmendaten und notwendigen Informationen zu den verwendeten Szenarien gegeben. Die Kapitalstockbetrachtung wird für diese Szenarien durchgeführt. Die Ergebnisse und Implikationen basieren auf den nachfolgend vorgestellten Eingangsdaten.

4.5.1 Allgemeines

Die Ergebnisse basieren grundlegend auf dem Basisszenario. Zusätzlich wurde ein Szenario Wind und ein Szenario Photovoltaik erstellt, welche sich durch den zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien voneinander unterscheiden.

Gegenstand der Betrachtung sind in allen Szenarien die kontinentaleuropäischen Staaten, ohne Skandinavien, die baltischen Staaten, Moldawien, Russland, Ukraine und Weißrussland. Die betrachteten Länder sind in Abbildung 18 und Abbildung 19 dargestellt.

Zentral für die Modellergebnisse sind die Annahmen zur Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung. Die Entwicklung der Brennstoffpreise und Aufwendungen für CO₂-Emissionen folgen einem vorgegebenen Pfad, welcher sich in den drei Szenarien nicht voneinander unterscheidet. Die Brennstoffpreise für die thermischen Kraftwerke von Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran sind länderspezifisch und unterscheiden sich abhängig von der Transportinfrastruktur für Primärenergieträger innerhalb eines Landes. Die Brennstoffpreise basieren auf den internationalen Preisniveaus für Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran. Innerhalb des Szenarios wird angenommen, dass sich im Lauf der Zeit die nationalen Brennstoffpreise einander annähern, da die Transportinfrastruktur ausgebaut wird (Nischler, 2014). Die Basis für die

zeitliche Entwicklung der Brennstoffpreise ist das *New Policies Scenario* des World Energy Outlook 2010 (International Energy Agency, 2010). Da für Braunkohle kein internationaler Markt existiert, ist die Basis für die zeitliche Entwicklung der Braunkohle der Brennstoffpreis aus Prognos AG (2011). Die Aufwendungen für CO₂-Emissionen in EUR je emittierter Tonne CO₂ zeigen in den kommenden Jahren im definierten Szenario nur einen leichten Anstieg auf 10 EUR/t bis ins Jahr 2020 und in den folgenden Jahren einen Anstieg auf 35 EUR/t bis ins Jahr 2030. Im Jahr 2050 beträgt der Preis für die Emissionsberechtigungen 100 EUR/t, was laut einem Studienvergleich (Kunz, 2013) im oberen Bereich der Erwartungen angesiedelt ist (Schwankungen von ca. 50–110 EUR/t). Um jedoch einen Fuel Switch – eine Veränderung der Reihenfolge in der Merit Order – zu erreichen, müssen die Preise je emittierter Tonne CO₂ entsprechend hoch angesetzt werden, damit die Attraktivität der Kohlekraftwerke abnimmt. Das *450 Scenario*, das Dekarbonisierungs-Szenario des World Energy Outlook 2016 (International Energy Agency, 2016), geht sogar von noch höheren Preisen auf CO₂-Emissionen von 140 EUR/t schon im Jahr 2040 aus. Das *450 Scenario* nutzt Backcasting zur Zielerreichung, wie schon von Lovins (1976) für die Energiewirtschaft vorgeschlagen. Backcasting beinhaltet, dass ein Ziel für die Zukunft definiert wird, und ausgehend davon, dass das Ziel zu erreichen ist, wird die Strategie gewählt, Maßnahmen gesetzt und Investitionen getätigt (Lovins, 1976).

Alle verwendeten Szenarien gehen davon aus, dass der Strombedarf ab dem Jahr 2032 nicht mehr weiter ansteigt. Dies fußt auf der Annahme, dass elektrische Energie in Zukunft effizienter eingesetzt wird (gemäß dem Ziel der Europäischen Union, die Energieeffizienz zu erhöhen, siehe Kapitel 2.3) und der Exergiegehalt bei der Verwendung der Energieträger berücksichtigt wird. Das *450 Scenario* geht davon aus, dass der jährliche Strombedarfszuwachs der EU-28 bis ins Jahr 2040 bei 0,3 % liegt (International Energy Agency, 2016). Dies unterstreicht die Möglichkeit eines zukünftigen konstanten Strombedarfs bis ins Jahr 2050.

Die Ergebnisse einer Simulation sind nach Technologie-Aggregaten dargestellt. So gibt es beispielsweise ein Aggregat für Kohlekraftwerke anstatt zwei getrennte Auswertungen für Stein- und Braunkohlekraftwerke. Für die Darstellung der Ergebnisse wird teilweise in erneuerbare und nicht erneuerbare Energieträger unterschieden. Hierbei stellt das Aggregat *Sonstige* eine Besonderheit dar. Dieses Aggregat beinhaltet verschiedenste Kraftwerkstechnologien, die im Vergleich mit den anderen Kraftwerkstechnologien nur sehr geringe Anwendung in der Elektrizitätswirtschaft finden. Hierzu zählen beispielsweise Gezeitenkraftwerke, Geothermie- oder Müllverbrennungsanlagen. Aufgrund dessen, dass der größere Anteil dieses Aggregats sich aus erneuerbaren Energien zusammensetzt, wird dieses Aggregat zu den Erneuerbaren hinzugezählt, obwohl z. B. durch die Müllverbrennung sehr wohl CO₂-Emissionen bei der Elektrizitätsproduktion entstehen können.

4.5.2 Basisszenario

Inhalt dieses Abschnittes ist die Darstellung der verwendeten Daten und Annahmen für das Basisszenario. Die Ergebnisse der zusätzlichen Szenarien (Wind und Photovoltaik) werden im Weiteren immer in Bezug auf dieses Szenario betrachtet. Abbildung 18 stellt den in ATLANTIS hinterlegten Kraftwerkspark im Jahr 2040 nach Produktionstechnologie dar.

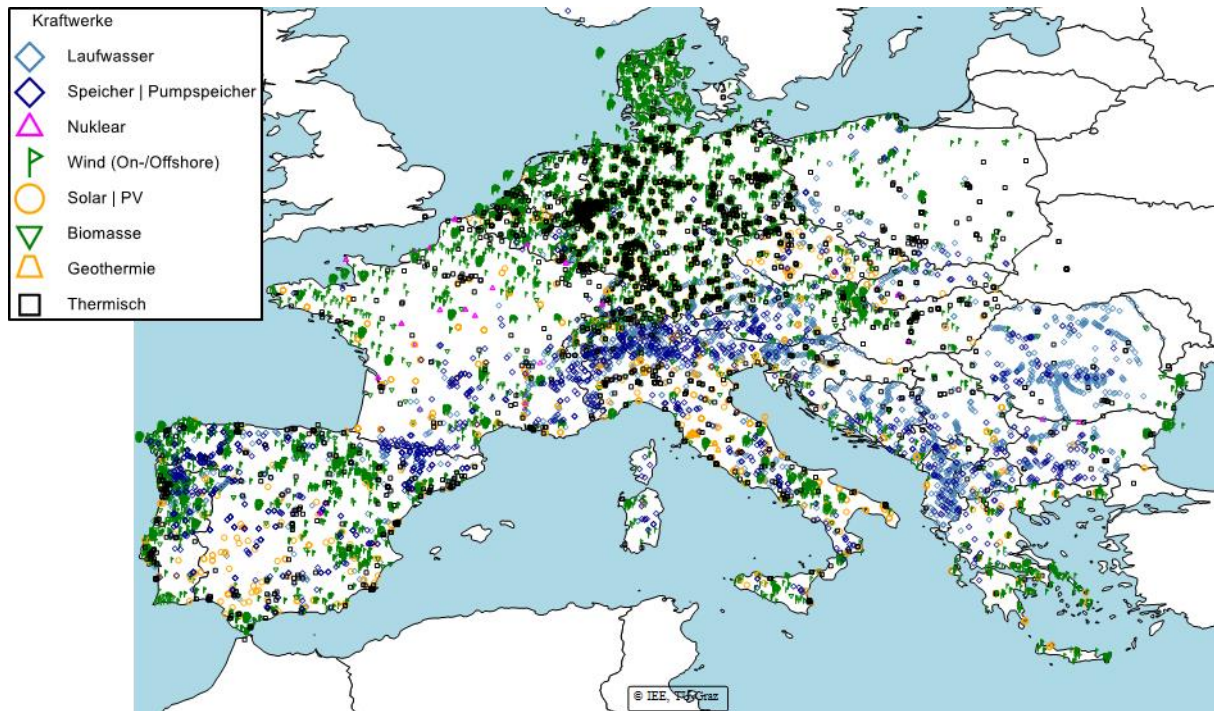


Abbildung 18: In ATLANTIS verwendeter Kraftwerkspark im Jahr 2040. Eigene Darstellung mittels VISU.

Die geographischen Besonderheiten Europas sind klar erkennbar. Insbesondere Gebirgszüge wie die Alpen oder Pyrenäen sind mit ihren vorteilhaften Bedingungen für Wasserkraftwerke besonders gut erkennbar. Thermische Kraftwerkskapazitäten konzentrieren sich an den Verbrauchszentren. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist je nach Land stark unterschiedlich. Der Ausbau der Offshore-Windkraftwerke in der Nordsee ist sehr gut zu erkennen. Die sonnige Gegend in Südspanien weist viele Photovoltaikanlagen auf. Auch in Deutschland sind viele Photovoltaikanlagen installiert, dies ist jedoch aufgrund der großen Anzahl an anderen Kraftwerken nur schwer zu erkennen. Jedes Kraftwerk stellt einen eigenen Eintrag in der Datenbank dar, wobei aktuell circa 30 verschiedene Kraftwerkstypen abgebildet sind. Informationen auf Kraftwerksebene sind Technologie, Brennstoff, Brutto- und Nettoleistung, Wirkungsgrad, monatliche Verfügbarkeiten, Koordinaten und viele weitere.

Der zukünftige Ausbau des Kraftwerksparks basiert auf den nationalen Ausbauplänen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (NREAP). Die NREAP sollen die Zielerreichung der europäischen Energien- und Klimaziele sicherstellen. Der Ausbau der thermischen Kraftwerkskapazitäten stagniert zukünftig. Es gilt die Annahme, dass nach 2025 keine neuen Kohlekraftwerke mehr gebaut werden, um die Entstehung von Stranded Investments zur Zielerreichung der Klima- und Energieziele zu vermeiden.

Bestehende Anlagen können gemäß der Empfehlung von Johnson, et al. (2015) bis zum Ende ihrer Nutzungsdauer betrieben werden. Der weitaus größte Teil der thermischen Kraftwerke wird nach der Stilllegung am Ende der Nutzungsdauer nicht wieder ersetzt, sondern geht ersatzlos außer Betrieb. Die erneuerbaren Energien erfahren einen starken Ausbau, um die Klima- und Energieziele zu erreichen. Kurzfristig sind die Ziele an den NREAP ausgerichtet, langfristig basiert der zukünftige Ausbau auf den je nach Land unterschiedlichen geographischen und klimatischen Bedingungen. Während Offshore Windenergieanlagen vorwiegend in der Nordsee vor den Küsten Belgiens, Dänemarks, Deutschlands und den Niederlanden sowie im Atlantik vor den Küsten Frankreichs, Spaniens und Portugals ausgebaut werden, fokussiert sich der zukünftige Ausbau der Windenergie in Griechenland auf Onshore Windenergieanlagen, da hier ein höheres Potenzial vorhanden ist. Die sonnenreichen Gegenden in Südeuropa, im südlichen Spanien, Portugal und Italien sind zukünftig für den Ausbau von Photovoltaik und Solarthermie bedeutend. Auch die Wasserkraft weist innerhalb von Europa noch ein großes Potenzial zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf. Ein großes ungenutztes Potenzial ist beispielsweise in Bosnien und Herzegowina oder Rumänien vorhanden. Dieses aktuell noch ungenutzte Wasserkraftpotenzial in Südosteuropa wird innerhalb des Szenarios nutzbar gemacht und die Wasserkraft zukünftig in dieser Region entsprechend ausgebaut. Der Ausbau fußt auf den Analysen von Gogl (2018). Daten zur installierten Leistung im Basisszenario folgen in Kapitel 5.1.

In Abbildung 19 ist das hinterlegte Höchstspannungsübertragungsnetz im Jahr 2040 dargestellt, wobei die verschiedenen Spannungsebenen durch die Farbgebung unterschieden werden können. Eine weitere Unterscheidung bezieht sich auf Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) und den klassischen Dreiphasenwechselstromübertragungsleitungen.

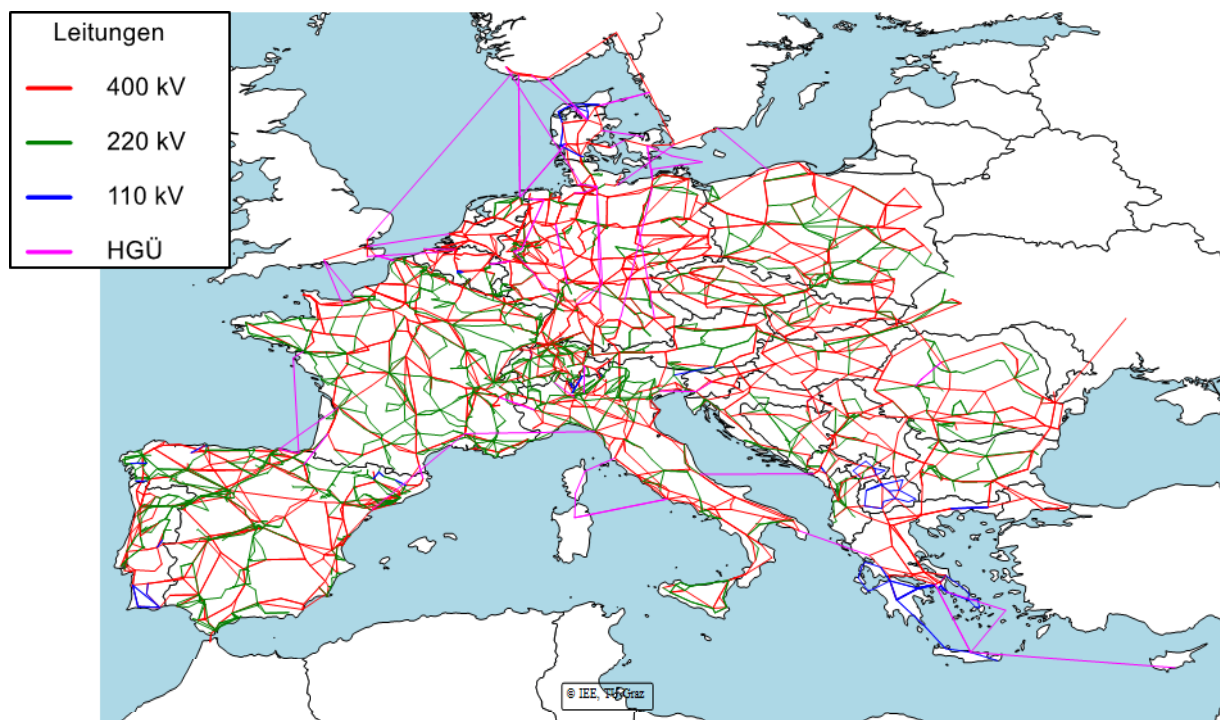


Abbildung 19: Höchstspannungsübertragungsnetz nach Spannungsebene im Jahr 2040. Eigene Darstellung mittels VISU.

Der zukünftige Ausbau des Übertragungsnetzes basiert auf dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 (ENTSO-E, 2016). Jede Leitung ist in der Datenbank mit ihren physikalischen Eigenschaften hinterlegt. Dazu zählen Inbetriebnahmejahr, Leitungslänge und Leitungsimpedanz ebenso wie die thermische Grenzleistung.

4.5.3 Vergleichsszenarien

Szenario Wind

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über das verwendete Szenario Wind gegeben. Dieses Szenario unterscheidet sich durch die installierte Leistung der Windenergie vom Basisszenario. Alle anderen Annahmen sind in den beiden Szenarien ident.

In diesem Szenario verdoppelt sich die jährlich installierte Leistung der Windenergie des Basisszenarios von 2018 bis 2050. Tabelle 3 zeigt die installierte Leistung der Windenergie in ausgewählten Jahren.

Tabelle 3: Installierte Leistung der Windenergie ausgewählter Jahre im Szenario Wind in MW. Eigene Darstellung.

Jahr	2020	2030	2040	2050
Installierte Leistung Windenergie	192.473	411.988	566.410	704.568

Szenario Photovoltaik

Inhalt dieses Abschnittes ist die Darstellung der verwendeten Annahmen zum Szenario Photovoltaik. Dieses Szenario unterscheidet sich durch die installierte Leistung der Photovoltaik vom Basisszenario. Alle anderen Annahmen sind in den beiden Szenarien ident.

In diesem Szenario verdoppelt sich die jährlich installierte Leistung der Photovoltaik des Basisszenarios von 2018 bis 2050. Tabelle 4 zeigt die installierte Leistung der Photovoltaik in ausgewählten Jahren.

Tabelle 4: Installierte Leistung der Photovoltaik ausgewählter Jahre im Szenario Photovoltaik in MW. Eigene Darstellung.

Jahr	2020	2030	2040	2050
Installierte Leistung Photovoltaik	116.366	186.716	263.013	248.058

***„Mehr als die Vergangenheit interessiert mich die Zukunft,
denn in ihr gedenke ich zu leben.“***

Albert Einstein

Teil III

Ergebnisse und Diskussion

Dieser Teil der Arbeit stellt die Ergebnisse dar. Zuerst wird ein Überblick ausgewählter allgemeiner Simulationsergebnisse gegeben. Danach folgen die kapitalstockbezogenen Ergebnisse. Aufbauend auf den Ergebnissen werden die eingangs gestellten Forschungsfragen wieder aufgegriffen, beantwortet und diskutiert. Teil III endet mit einer Diskussion der Ergebnisse, in welcher Implikationen für die Transformation der Elektrizitätswirtschaft gegeben werden.

5 Allgemeine Simulationsergebnisse

Bevor auf die besonders im Fokus der Arbeit stehenden Kapitalstockergebnisse bzw. -betrachtungen eingegangen wird, wird ein Überblick der allgemeinen Simulationsergebnisse gegeben. Diese allgemeinen Ergebnisse sind wichtig für die Interpretation der Kapitalstockergebnisse und beinhalten (1) technische Auswertungen, (2) ökonomische Auswertungen und (3) ökologische Auswertungen.

Neben den gesamteuropäischen Ergebnissen wird auch auf einige länderspezifische Ergebnisse hingewiesen. Die Darstellung erfolgt hauptsächlich gesamteuropäisch, da das zentrale Ziel der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der EU ein gemeinsamer Elektrizitätsmarkt für alle Mitgliedsstaaten ist. Eine detaillierte Betrachtung der Ergebnisse erfolgt zuerst für das Basisszenario. Die Ergebnisse der Szenarien Wind und Photovoltaik sind am Ende dieses Kapitels zusammenfassend dargestellt. Abschließend werden alle Ergebnisse in einem Resümee aufgegriffen und wesentliche Erkenntnisse des Vergleichs der drei Szenarien miteinander für die allgemeinen Simulationsergebnisse aufgezeigt.

5.1 Technische Auswertungen

Zu den für die Interpretation der Kapitalstockergebnisse notwendigen technischen Auswertungen gehören die installierte Leistung und die produzierte Energie. Diese zwei Auswertungen sind auch jene, auf die die Kapitalstockergebnisse in einigen Fällen wie z. B. bei der Berechnung der Kapitalproduktivität bezogen werden und deren Kenntnis für die Berechnung notwendig ist.

5.1.1 Installierte Leistung und Kraftwerkszubauten

Die gesamte installierte Leistung setzt sich aus der über alle betrachteten Länder summierten Leistung über die Kraftwerkstechnologie zusammen. Die installierte Leistung ist jene Leistung, die ein Kraftwerk maximal zur Verfügung stellen kann. Abbildung 20 zeigt die installierte Leistung der einzelnen Kraftwerkstechnologien für den Zeitraum 2006 bis 2050 .

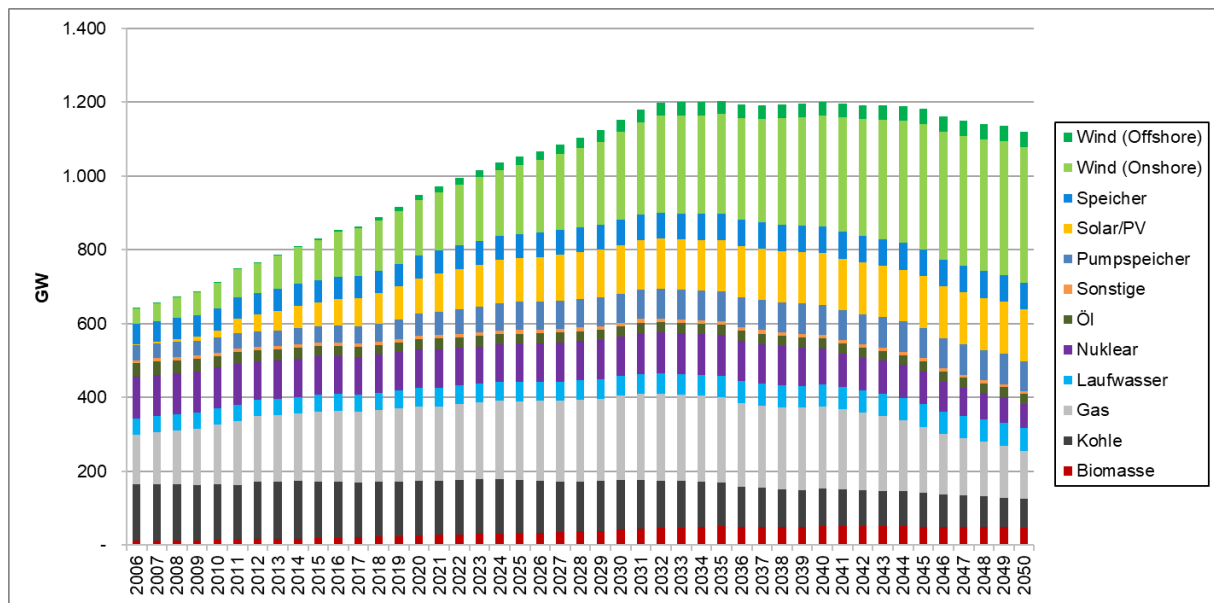


Abbildung 20: Installierte Leistung eines jeden Jahres für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung.

Bis zum Jahr 2032 steigt die installierte Leistung an, danach stagniert die installierte Leistung, bis sie Mitte der 2040er Jahre abnimmt. Der Rückgang ist durch das Ausscheiden der thermischen Gas- und Kohlekapazitäten sowie der Kernkraftwerke aus dem Produktionsprozess bedingt. Ölkraftwerke nehmen nur eine Rolle ganz am Rande ein. Ihr Anteil an der installierten Leistung ist in Zukunft kaum mehr von Bedeutung. Die zukünftig bedeutendsten Kraftwerkstechnologien bezogen auf die installierte Leistung sind die erneuerbaren Kraftwerkstechnologien, welche einen starken Ausbau erfahren. Gut zu sehen ist der enorme Ausbau von Solar/PV im Jahr 2011.

Tabelle 5 zeigt die installierte Leistung ausgewählter Jahre in MW. Auch hier ist der Rückgang des thermischen Systems sichtbar, während die Bedeutung der erneuerbaren Energien zunimmt.

Tabelle 5: Installierte Leistung ausgewählter Jahre in MW. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	2010	2030	2050
Biomasse	13.771	43.064	46.773
Kohle	150.610	132.542	78.244
Gas	163.053	228.771	129.505
Laufwasser	43.299	54.316	62.200
Nuklear	111.762	105.896	66.338
Öl	29.219	27.641	25.980
Sonstige	9.458	10.010	7.418
Pumpspeicher	41.175	78.819	82.061
Solar/PV	19.150	131.211	140.602
Speicher	58.944	69.520	72.595
Wind (Onshore)	70.800	237.959	365.583
Wind (Offshore)	727	32.801	42.119
Insgesamt	711.969	1.152.550	1.119.418

Während Gaskraftwerke bis in die Mitte der 2030er Jahre einen Anstieg der installierten Leistung aufweisen, nimmt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke schon ab dem Jahr 2012 zuerst langsam,

später schneller ab. Den größten Anteil der installierten Leistung nimmt im Jahr 2050 Wind (Onshore) ein. Wie aus Tabelle 5 ersichtlich, beträgt die installierte Leistung von Wind (Onshore) im Jahr 2010 70,8 GW und steigt bis zum Jahr 2050 auf 365,6 GW an. Dies entspricht einem Anstieg auf 516,4 %. Für Wind (Onshore) ergibt sich ein Anteil an der gesamten installierten Leistung von 10 % im Jahr 2010 und 32,7 % im Jahr 2050. Die Wasserkraftwerke zu einer Kraftwerkstechnologie zusammengefasst, nehmen nach Wind (Onshore) die zweitgrößte Position im Jahr 2050 ein, gefolgt von Solar/PV.

Die jährliche Veränderung der installierten Leistung ist in Abbildung 21 dargestellt. Die Veränderung berücksichtigt nur die Differenz von Jahr t und Jahr $t-1$. Das heißt, wenn zwar im Jahr t 100 MW Wind (Onshore) in Betrieb gehen würden, aber im Jahr $t-1$ 100 MW Wind (Onshore) außer Betrieb gehen würde, wäre die Veränderung gleich null, jedoch die tatsächliche In- und Außerbetriebnahme nicht. Somit zeigt Abbildung 21 die tatsächliche Veränderung der installierten Leistung.

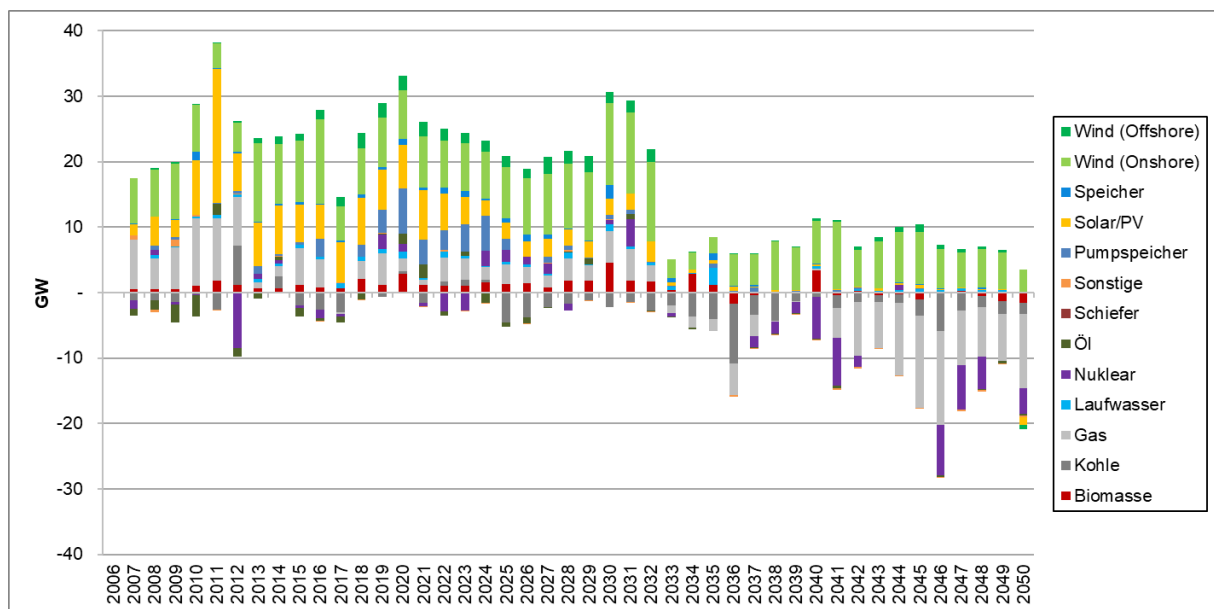


Abbildung 21: Jährliche Veränderung der installierten Leistung. Eigene Darstellung.

Gut zu erkennen ist, dass sich der Anstieg der installierten Leistung zukünftig zu einem großen Teil aus erneuerbaren Energien zusammensetzt. Ab Mitte der 2030er Jahre besteht der Leistungszuwachs nahezu nur noch aus Windzubau (On- und Offshore), der Leistungsrückgang ist auf den Abbau des thermischen Systems zurückzuführen. Aufgrund der Reaktorkatastrophe in Fukushima, die in manchen Ländern Europas ein Umdenken hinsichtlich der Kernenergienutzung zur Folge hatte, beschloss Deutschland, alle Kernkraftwerke auf dem Bundesgebiet abzuschalten (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2018). Der Ausstieg der Kernenergie in Deutschland ist gut an den Jahren 2012, 2022 und 2023 erkennbar.

Zusätzlich zum Wechsel der Kraftwerkstechnologien zur Energieproduktion findet auch ein Wechsel der Erzeugungsstruktur statt. Die Entwicklung geht weg von einem bedarfsgerechten zentralen System und verändert sich hin zu einem dargebotsabhängigen dezentralen System, welches örtlich nicht mehr

verbrauchsnahe vorzufinden ist, sondern dort, wo ein entsprechendes Angebot an erneuerbaren Energien vorhanden ist (siehe auch Abbildung 18 zum Standort der Kraftwerke).

Länderspezifische Ergebnisse

Die Ergebnisse betrachtet für einzelne Länder zeigen, dass doch viele Länder eine sehr unterschiedliche Ausgangssituation aufweisen und entsprechend verschiedene Strategien verfolgen. Während die iberische Halbinsel mit Spanien und Portugal sehr stark auf den Ausbau der erneuerbaren Energien setzt und die thermischen Kraftwerke im Jahr 2050 über beide Länder gemittelt nur noch rund 13,5 % zur gesamten Stromproduktion in diesem Gebiet beitragen, setzt Frankreich weiterhin auf thermische Kraftwerke. Zwar ist auch die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien in Frankreich recht hoch, jedoch liegt der Schwerpunkt auf den thermischen Kraftwerken mit einem Anteil von knapp über 40 %, wovon mehr als die Hälfte auf Kernkraftwerke entfällt. Einen besonderen Status innerhalb der Betrachtung der installierten Leistung nimmt Albanien ein. Albanien verfügt aktuell schon beinahe über 100 % installierte Leistung aus erneuerbaren Energien. Hinzu kommt, dass Albanien im Szenario durch den forcierten Ausbau der Wasserkraft in der Region zu einem Stromexporteur wird. Ein weiteres ähnliches Beispiel ist Montenegro, wo auch mehr als 90 % der installierten Leistung im Jahr 2050 auf erneuerbare Energien entfällt. Hier sind wiederum vor allem die Wasserkraftwerke mit sehr vielen Speicherkraftwerken zu erwähnen. Die installierte Leistung in Deutschland verdoppelt sich zwischen 2006 und 2050 beinahe, wobei der weitaus größte Zubau auf Solar/PV und Wind (On- und Offshore) entfällt. Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie werden auch die restlichen thermischen Kapazitäten stark zurückgedrängt (von über 70 % auf 18 %). Italien zeigt in den ersten Jahren der Betrachtung noch einen Ausbau der thermischen Kraftwerkskapazitäten, jedoch nimmt diese Entwicklung mit der Zeit ab. Im Jahr 2050 nehmen die thermischen Kraftwerke rund 27,5 % der installierten Leistung ein, wobei Gaskraftwerke den größten Teil ausmachen. Ein Beispiel, in dem zwar die installierte Leistung der erneuerbaren Energien von niedrigen zweistelligen Werten zu Beginn auf immerhin über 40 % im Jahr 2050 ausgebaut werden konnte, jedoch die CO₂-intensiven Kohlekraftwerke im Jahr 2050 immer noch rund 50 % der installierten Leistung ausmachen, ist Polen. Zwar wird hier der Ausbau der erneuerbaren Energien vorangetrieben, jedoch werden die bestehenden Kohlekraftwerke nicht in dem Ausmaß ersetzt, in dem es notwendig wäre. Generell zeigt sich, dass vor allem die osteuropäischen Länder stärker am konventionellen thermischen Kraftwerkspark festhalten als die westeuropäischen Länder.

5.1.2 Produzierte Energie

Die produzierte Energie ist nachfolgend im Redispatch-Modell (Lastfluss nach Zonenpreismodell) dargestellt. Abbildung 22 zeigt die in den betrachteten Ländern aufsummierte produzierte Energie in den einzelnen Jahren des Simulationszeitraums. Die absolute Höhe der produzierten Energie beruht auf Strombedarfsprognosen und fußt auf der Annahme, dass ab dem Jahr 2032 der Strombedarf in den betrachteten Ländern als konstant angesehen wird und nicht mehr weiter ansteigt.

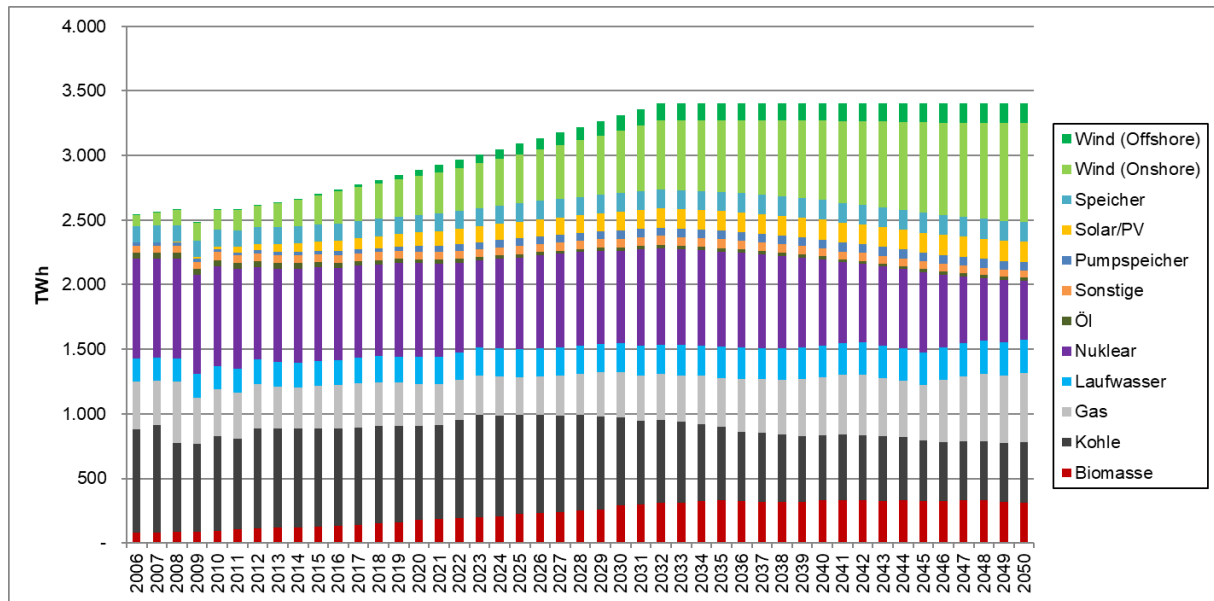


Abbildung 22: Jährlich produzierte Energie im Redispatch-Modell. Eigene Darstellung.

Auch Abbildung 22 zeigt die zunehmende Bedeutung der erneuerbaren Energien. Viel wichtiger aber als die installierte Leistung ist die produzierte Energie, weil diese tatsächlich beim Endkunden ankommt. Verglichen mit der installierten Leistung ist jedoch die anteilige produzierte Energie der erneuerbaren Energien viel geringer. Insgesamt nehmen die erneuerbaren Energien im Jahr 2050 nur einen Anteil von rund 56 % an der gesamten produzierten Energie ein, im Vergleich dazu beträgt die installierte Leistung der erneuerbaren Energien rund drei Viertel der gesamten installierten Leistung.

Im direkten Vergleich der installierten Leistung mit der produzierten Energie ist zu erkennen, dass Solar/PV ein schlechtes Verhältnis aufweist. Die produzierte Energie ist im Vergleich zur installierten Leistung recht niedrig (13 % zu 5 %).

Tabelle 6: Produzierte Energie ausgewählter Jahre in MWh. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	2010	2030	2050
Biomasse	96.431	289.836	308.604
Kohle	733.416	679.945	470.359
Gas	357.418	350.242	534.781
Laufwasser	183.883	225.212	256.891
Nuklear	773.409	717.508	460.370
Öl	46.215	27.165	25.194
Sonstige	60.524	66.397	53.716
Pumpspeicher	24.085	62.789	67.151
Solar/PV	20.909	143.690	156.358
Speicher	129.748	145.689	153.416
Wind (Onshore)	149.957	485.321	765.799
Wind (Offshore)	2.605	117.384	151.052
Insgesamt	2.578.600	3.311.178	3.403.691

Tabelle 6 zeigt, dass sich die produzierte Energie der thermischen Kraftwerkskapazitäten von 2010 bis 2050 bis auf die Gaskraftwerke durchwegs verringert, jene aus erneuerbaren Energien bis auf die

sonstigen Kraftwerkstechnologien kontinuierlich ansteigt. Die produzierte Energie der Gaskraftwerke sinkt zuerst bis ins Jahr 2025, bevor sie danach wieder ansteigt.

Länderspezifische Ergebnisse

Die Entwicklung der produzierten Energie zeigt ein ähnliches Bild wie jene der installierten Leistung. Länder, die verstärkt auf erneuerbare Energien setzen (z. B. Spanien und Deutschland), zeigen einen entsprechend höheren Anteil der produzierten Energie aus erneuerbaren Energien. In Frankreich führt das Ausscheiden der Kernkraftwerke aus dem Produktionsprozess aufgrund des Alters der Kraftwerke dazu, dass der Rückgang der produzierten Energie aus der Kernenergie durch einen verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken kompensiert wird. Einen sehr starken Wechsel der Primärenergieträger zur Elektrizitätsproduktion zeigt auch Dänemark. Der Anteil der fossilen Primärenergieträger Kohle und Gas sinkt von knapp 70 % auf 17 %. In Dänemark wird verstärkt auf die Windenergie gesetzt. Auch die Biomasse übernimmt eine wichtige Rolle bei der Stromproduktion. Der größte Teil wird mit volatilen erneuerbaren Energien erzeugt. Besonders an Dänemark ist, dass im Lauf der Zeit ein immer größerer Teil der produzierten Energie exportiert wird. Beinahe zwei Drittel werden in die Nachbarländer exportiert. Die produzierte Energie in Bulgarien ist noch sehr stark von den thermischen Kraftwerkskapazitäten der Kern- und Kohlekraftwerke abhängig. Zwar steigt die produzierte Energie aus der Windenergie an, jedoch ist der Anstieg für einen Umbau des Elektrizitätssystems und das Erreichen der Klima- und Energieziele mit einem Anteil von nur rund 25 % im Jahr 2050 viel zu gering.

5.2 Ökonomische Auswertungen

Um die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung der in der Elektrizitätswirtschaft agierenden Unternehmen abzubilden, werden innerhalb der Unternehmensmodelle am Ende eines jeden simulierten Jahres Unternehmensmodelle mit vereinfachten Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen (vereinfachte Jahresabschlüsse) für die in ATLANTIS hinterlegten EVU erstellt (Näheres hierzu siehe Kapitel 4.3). Die Ergebnisse des betriebswirtschaftlichen Modellteils sind direkt mit jenen des technischen Modellteils verknüpft. Zu den sehr zentralen Teilen der erstellten Jahresabschlüsse gehören das Anlagevermögen sowie die Aufwendungen.

5.2.1 Anlagevermögen

Das Anlagevermögen gibt Auskunft über die zukünftige Vermögensentwicklung der EVU innerhalb der betrachteten Länder. Das Anlagevermögen wird – entsprechend der vorherrschenden Vorschriften – auf Basis des historischen Anschaffungswertes, der ökonomischen Nutzungsdauer und der linearen Abschreibungsmethode berechnet. Durch die historischen Anschaffungswerte und die vor allem bei den Wasserkraftwerken kürzere ökonomische Nutzungsdauer im Vergleich mit der Nutzungsdauer kommt es vor allem bei den Wasserkraftwerken in dieser betriebswirtschaftlichen Betrachtung zur Bildung von stillen Reserven. In der Realität sind viele alte Wasserkraftwerke aus buchhalterischer Sicht

schon am Ende der ökonomischen Nutzungsdauer angelangt und stehen nur mehr mit ihrem Erinnerungswert (meist ein Euro als symbolischer Wert) in den Bilanzen der EVU. Der Wert in den Bilanzen der EVU stimmt aber nicht mit dem Wert des Kraftwerks überein, wodurch stille Reserven entstehen. Abbildung 23 zeigt das über alle EVU summierte Anlagevermögen von 2006 bis 2050. Gut zu sehen ist der enorme Anstieg des Anlagevermögens. Während das Vermögen aus dem thermischen Kraftwerkspark abnimmt, steigt jenes aus dem erneuerbaren Kraftwerkspark stark an. Der starke Anstieg ist insbesondere auf den Ausbau von Wind (Onshore) und Solar/PV zurückzuführen.

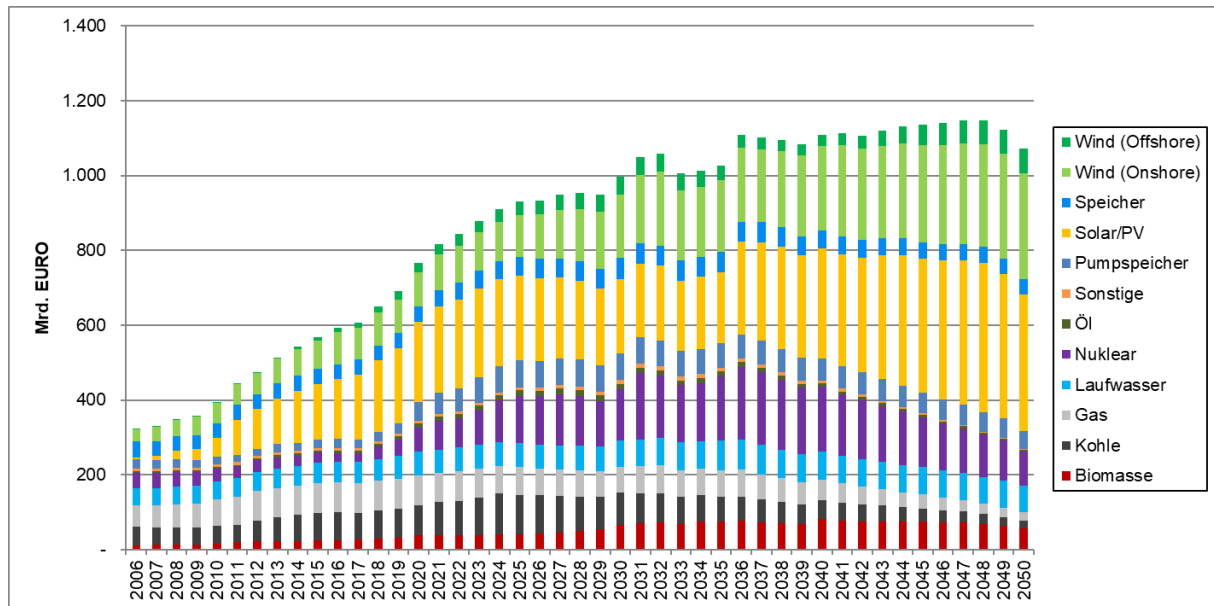


Abbildung 23: Entwicklung des Anlagevermögens für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung.

Das Anlagevermögen steigt von rund 322 Mrd. EUR im Jahr 2006 auf 996 Mrd. EUR im Jahr 2030 und 1.071 Mrd. EUR im Jahr 2050 an. Während der Anteil von Wind (On- und Offshore) im Jahr 2006 noch bei 11 % des gesamten Anlagevermögens liegt, steigt der Anteil auf 33 % im Jahr 2050. Den höchsten Anstieg aller Kraftwerkstechnologien in relativen Zahlen weist von 2006 bis 2050 Wind (Offshore) mit einem Anstieg von 9.172 % auf, gefolgt von Solar/PV mit einem Anstieg von 5.710 %. Den größten Rückgang in relativen Zahlen weist von 2006 bis 2050 die Kraftwerkstechnologie Sonstiges mit einem Rückgang um 72 % auf, gefolgt von Gas mit einem Rückgang von 59 %, dicht gefolgt von Kohle mit 58 %.

Abbildung 24 zeigt das Anlagevermögen aufgeteilt in das erneuerbare und das konventionelle thermische System.

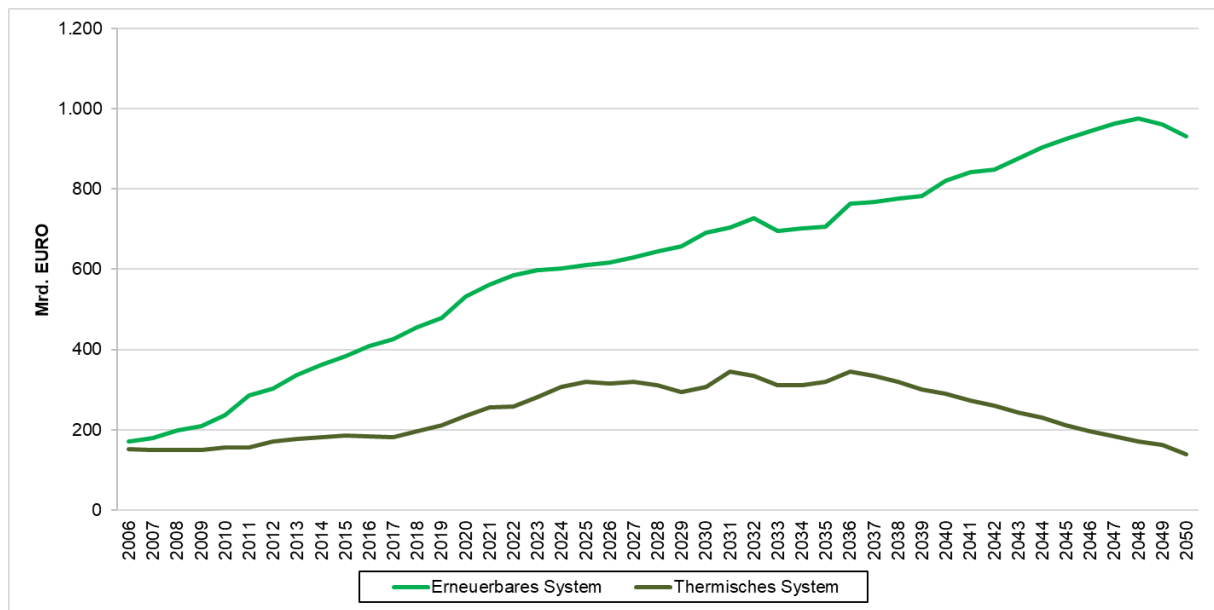


Abbildung 24: Anlagevermögen aufgeteilt in das erneuerbare und das thermische System für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung.

In dieser Art der Darstellung ist die abnehmende ökonomische Bedeutung der konventionellen Kraftwerke sehr gut sichtbar. Durch Investitionen in das thermische System steigt das Anlagevermögen des konventionellen Kraftwerksparks noch bis Ende der 2020er Jahre bzw. Anfang der 2030er Jahre, jedoch folgt danach eine signifikante Abnahme des Anlagevermögens der thermischen Kraftwerkstechnologien. Die zukünftigen Investitionen setzen sich zu Beginn hauptsächlich aus Investitionen in Kernkraftwerke und zu einem geringen Teil aus Investitionen in Gaskraftwerke zusammen. Später kommen kaum noch neue Investitionen hinzu. Die Bedeutung der erneuerbaren Energien aus unternehmerischer Sicht im Hinblick auf den enormen Anteil der erneuerbaren Energien am Anlagevermögen wird zukünftig noch weiter zunehmen.

5.2.2 Aufwendungen

Unter der Annahme, dass zumindest ausgeglichen bilanziert werden soll, sodass kein Verlust im Unternehmen auftritt, bestimmen die zukünftigen Aufwendungen die Höhe der zukünftigen Erträge, die die EVU erwirtschaften müssen. Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Aufwendungen der EVU. Gut zu sehen ist, dass bis auf die Abschreibungen auf den bestehenden Kraftwerkspark (Inbetriebnahmejahr vor 2006) alle Aufwendungsposten ansteigen. Die Aufwendungen sind in nominellen Preisen des jeweiligen Jahres angegeben, das heißt, dass die Inflation zumindest für einen Teil der Preisanstiege verantwortlich ist.

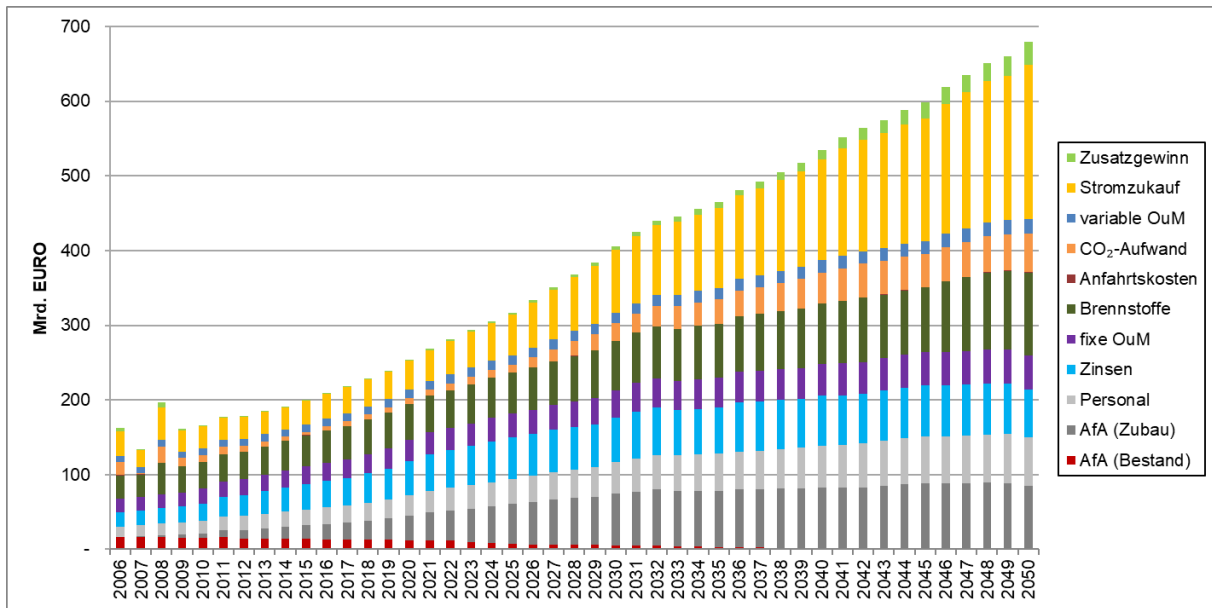


Abbildung 25: Darstellung der Entwicklung der Aufwendungen für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung.

Im Jahr 2050 sind die anteilmäßig höchsten Aufwendungen bei den Abschreibungen auf Zubauanlagen (Inbetriebnahmejahr größer oder gleich 2006), den Brennstoffaufwendungen und den Stromzukaufen zu finden. Obwohl zwar die absolute Höhe der Brennstoffaufwendungen steigt, sinkt ihr relativer Anteil an den gesamten Aufwendungen von 2006 bis 2050. In Summe betragen die variablen Bestandteile, die in die Merit Order einfließen (Brennstoffe, Anfahrtkosten, CO₂-Aufwendungen und variable Wartungs- und Betriebsaufwendungen) im Jahr 2050 rund 182,6 Mrd. EUR. Die variablen Bestandteile haben sich von 57,9 Mrd. EUR im Jahr 2006 auf 182,6 Mrd. EUR im Jahr 2050 mehr als verdreifacht. Die fixen Aufwendungen zeigen von 2006 auf 2050 einen Anstieg um einen Faktor 4,8 – von rund 104,6 Mrd. EUR auf rund 496,8 Mrd. EUR. Bezogen auf die gesamten Aufwendungen im Jahr 2050 betragen die variablen Aufwendungen nur rund ein Viertel. Das heißt, dass der zukünftig weitaus größere Teil der Aufwendungen (Abschreibungen, Personalaufwendungen¹⁵, Zinsaufwendungen, fixe Aufwendungen für Wartung und Betrieb, Aufwendungen für Stromzukauf und Zusatzgewinn) fix ist und nicht in die Merit Order einfließt.

Indem zusätzlich zu den produktionsbezogenen Aufwendungen eines Gutes (Personalaufwendungen, Materialien/Brennstoffe, etc.), auch die Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen in der GuV berücksichtigt werden, müssen die Unternehmen die Erstinvestition wieder verdienen. Bei kapitalintensiven Betrieben mit einem hohen Fremdkapitalanteil wie der Elektrizitätswirtschaft ist es erforderlich, dass die Investition zweimal wiederverdient wird. Einmal müssen die Abschreibungen erwirtschaftet werden und einmal die Fremdkapitalzinsen. Durch die Abschreibungen wird die Investition wiederverdient, durch Berücksichtigung der Fremdkapitalzinsen werden die Kapitalkosten wiederverdient.

¹⁵ Personalaufwendungen werden hier langfristig gesehen und gehören somit zu den fixen Aufwendungen, die nur mit Verzögerung geändert werden können.

An der Veränderung der Struktur der Abschreibungen lässt sich der Technologiewechsel – weg vom konventionellen Kraftwerkspark hin zu den erneuerbaren Energien – darstellen. Abbildung 26 zeigt die Abschreibungen auf den bestehenden Kraftwerkspark. Alle Kraftwerke mit einem Inbetriebnahmejahr kleiner 2006 sind in dieser Darstellung berücksichtigt. Abbildung 27 zeigt die Abschreibungen auf den neuen Kraftwerkspark, das heißt, in dieser Darstellung werden alle Kraftwerke mit einem Inbetriebnahmejahr größer oder gleich 2006 berücksichtigt. Während die Abschreibungen in Abbildung 26 sich zu einem großen Teil aus Abschreibungen auf das konventionelle thermische System zusammensetzen, zeigt Abbildung 27 zum überwiegenden Teil Abschreibungen aus Kraftwerken auf Basis von erneuerbaren Energien.

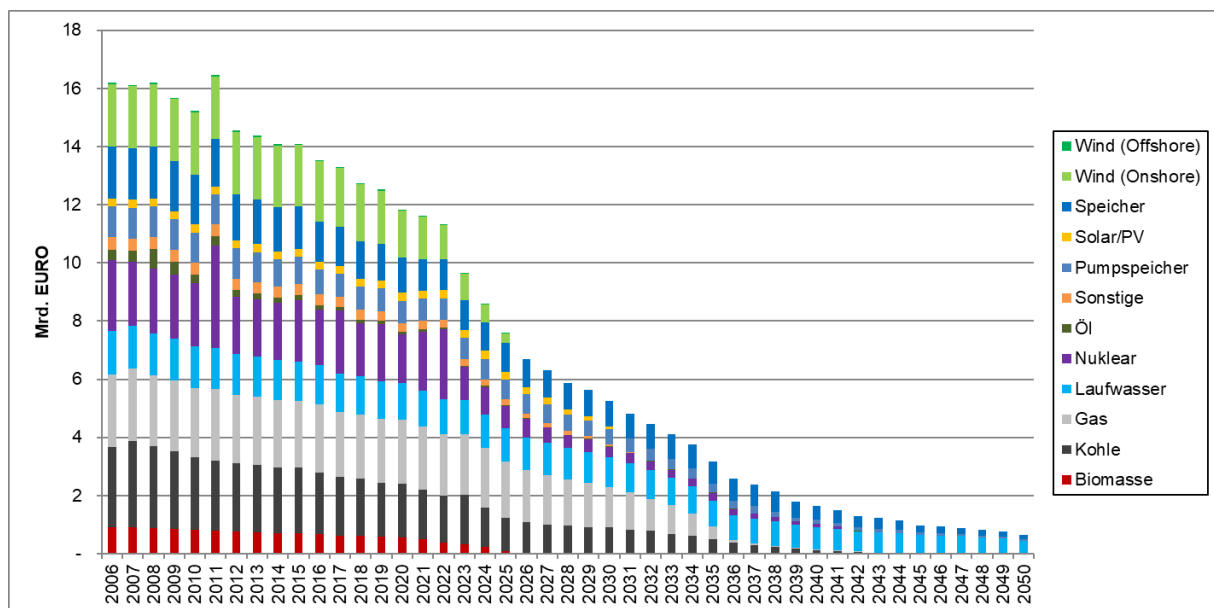


Abbildung 26: Abschreibungen auf den bestehenden Kraftwerkspark (Inbetriebnahmejahr kleiner 2006). Eigene Darstellung.

Gut sichtbar ist in Abbildung 26 die lange Lebensdauer der Wasserkraftwerke. Gegen Ende der Betrachtung, in etwa ab dem Jahr 2040, sind nur noch Abschreibungen von Wasserkraftwerken wesentlich. Betrachtet über die lange Lebensdauer der Kraftwerke nehmen die Abschreibungen gegen Ende der ökonomischen Nutzungsdauer aufgrund der nominellen Preissteigerungen und aufgrund des historischen Anschaffungswertprinzips nur noch eine untergeordnete Rolle ein.

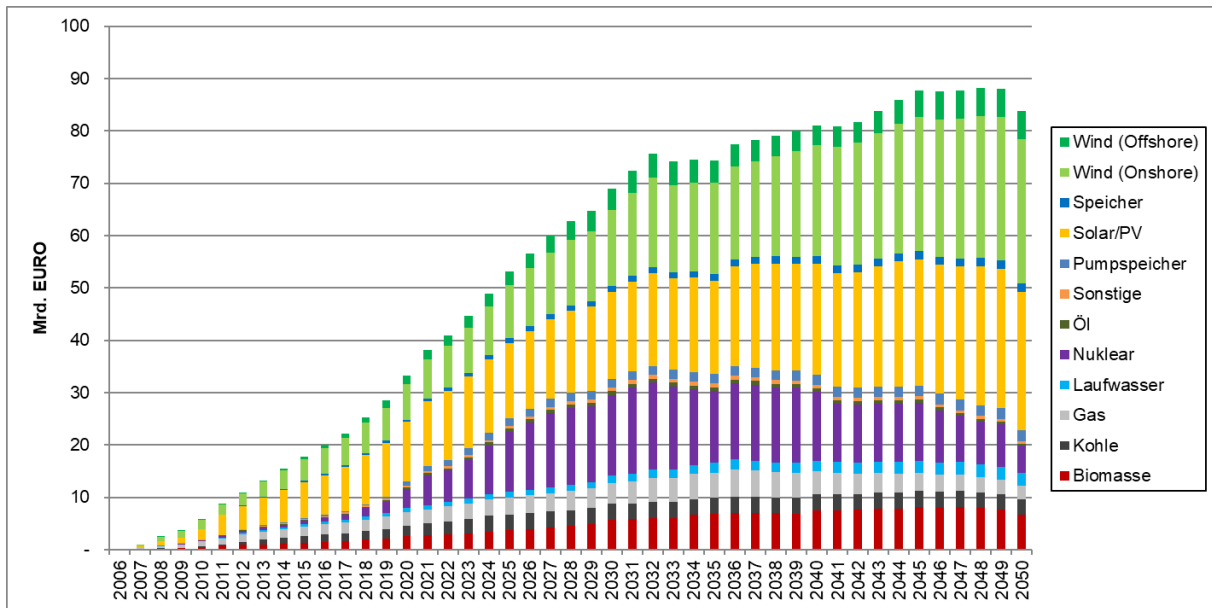


Abbildung 27: Abschreibungen auf den zukünftigen Kraftwerkspark (Inbetriebnahmejahr größer oder gleich 2006). Eigene Darstellung.

Aus Abbildung 26 und Abbildung 27 ist nicht nur die Änderung der Struktur des Kraftwerksparks ersichtlich, sondern auch die zunehmende Bedeutung der Abschreibungen. Während die Abschreibungen in Abbildung 26 nie einen Wert über 17 Mrd. EUR erreichen, steigen die Abschreibungen in Abbildung 27 beinahe auf 90 Mrd. EUR an. Die Abschreibungen zeigen mehr als eine Verhundertfachung ihrer absoluten Höhe. Die zukünftigen Belastungen bzw. finanziellen Aufwendungen aus den Abschreibungen werden für die Unternehmen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Der weitaus größte Teil des Anstiegs ist auf die Investitionen in Wind (On- und Offshore) und Solar/PV zurückzuführen. Obwohl im verwendeten Szenario ein forciertes Ausbauen der Wasserkraft in Südosteuropa vorangetrieben wird, machen die Abschreibungen der Wasserkraftwerke des zukünftigen Kraftwerksparks nur einen sehr kleinen Teil aus. Die hohen Anfangsinvestitionen werden mit den Abschreibungsbeträgen während der langen Nutzungsdauer auf viele Jahre verteilt.

5.3 Ökologische Auswertungen

Mittels ATLANTIS lassen sich die aus der Stromproduktion resultierenden CO₂-Emissionen simulieren. Die zukünftigen CO₂-Emissionen sind deshalb von Bedeutung, da diese Emissionen zum anthropogenen Klimawandel beitragen. CO₂-Emissionen als Teil der Treibhausgasemissionen verhindern in der Atmosphäre, dass die von der Erde zurückgestrahlte thermische Strahlung ins Weltall austritt. Die langwellige Strahlung im Infrarotbereich wird wieder auf die Erde zurückgestrahlt. Somit tragen Treibhausgasemissionen zur Erderwärmung bei (Ströbele, et al., 2012).

Die CO₂-Emissionen des Elektrizitätssektors in den betrachteten Ländern sind in Abbildung 28 dargestellt.

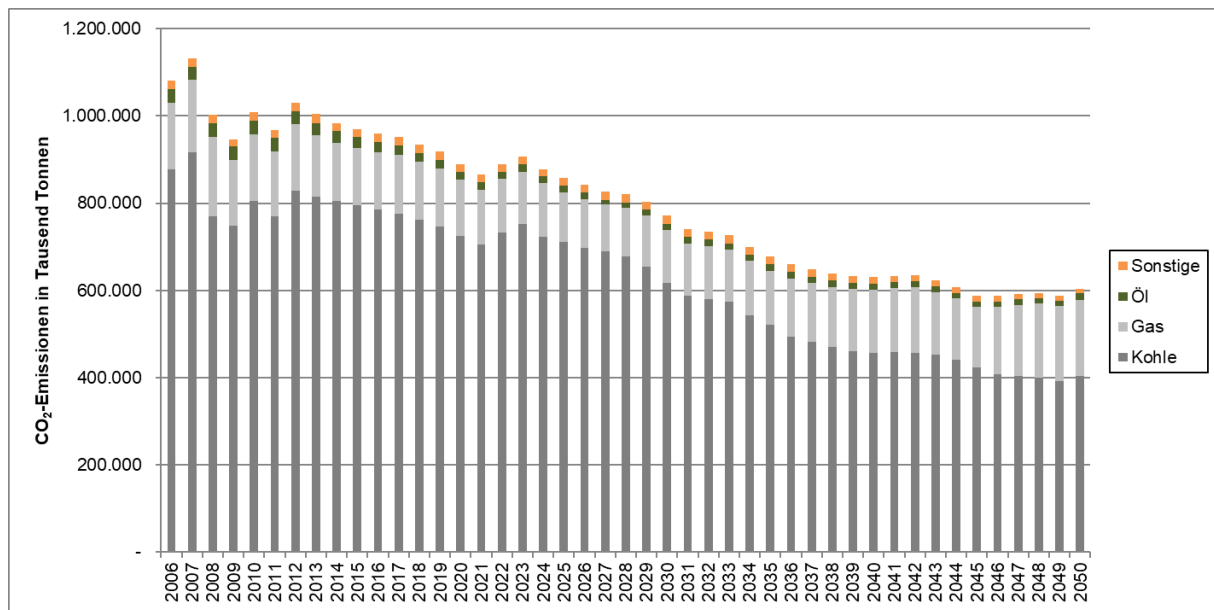


Abbildung 28: CO₂-Emissionen des Elektrizitätssektors. Eigene Darstellung.

Die CO₂-Emissionen zeigen zukünftig einen starken Rückgang. Obwohl die produzierten Energiemengen ab Mitte der 2030er Jahren konstant bleiben, sind die CO₂-Emissionen weiterhin rückläufig. Es zeigt sich somit die Verdrängung der CO₂-intensiven Kraftwerkstechnologien durch Kraftwerke mit keinen oder geringeren CO₂-Emissionen. Die abnehmende Bedeutung der Kohle mit ihrer hohen CO₂-Intensität in der Stromproduktion zeigt sich auch in Abbildung 28, wo ein stetiger Rückgang der CO₂-Emissionen aus den Kohlekraftwerken zu sehen ist. Die CO₂-Emissionen sinken von 1.007.827 Tsd. t im Jahr 2010 auf 771.881 Tsd. t im Jahr 2030 und auf 603.262 Tsd. t im Jahr 2050. Das Niveau der CO₂-Emissionen konnte beinahe halbiert werden. Die Energiewende, d. h. der Wechsel der Primärenergieträger von fossilen auf erneuerbare Energieträger, dient dazu, dass die globalen Klimaziele erreicht werden. Deshalb gibt es bspw. für jeden Mitgliedsstaat der EU verbindliche Ziele zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch (Europäische Kommission, 2018a). Nichtsdestotrotz sind die Anstrengungen, die zur Senkung der CO₂-Emissionen unternommen werden nicht weitreichend genug, um auch nur eine annähernd CO₂-freie Stromproduktion zu erreichen.

Ganz wesentlich zur Erreichung des 2 °C-Ziels, welches in Paris als Nachfolgeziel des Kyoto-Protokolls definiert wurde und die globale Erwärmung auf +2 °C begrenzen soll, ist, dass zukünftig keine CO₂-Emissionen mehr anfallen (Europäische Kommission, 2018b). Speziell im Elektrizitätssektor ist das Erreichen einer CO₂-freien Stromproduktion mit den aktuellen Gegebenheiten nicht möglich. Dies erfordert einen enormen Ausbau der erneuerbaren Energien in Kombination mit entsprechenden Speicherkraftwerken und dem Übertragungsnetz, damit der erneuerbare Strom von den Quellen zu den Senken (Strombedarfszentren) transportiert werden kann. Des Weiteren müssen politische Entscheidungen ein Umdenken in der Bevölkerung hervorrufen, Energieeffizienzmaßnahmen beinhalten und auf das Erreichen des 2 °C Ziels ausgerichtet werden. Nur so können umfassende und weitreichende Maßnahmen gesetzt werden (International Energy Agency, 2017a). Hinsichtlich der

Speicherkraftwerke kann noch gesagt werden, dass das aktuelle System aufgrund der volatilen erneuerbaren Energien sehr stark auf Pumpspeicherkraftwerke angewiesen ist, das vorherrschende Marktsystem den Bau dieser jedoch derzeit verhindert. Der Spread (Preisunterschied zwischen Stark- und Schwachlastperiode), der von den Pumpspeicherkraftwerken ausgenutzt wird, um vom Pumpbetrieb in den Turbinenbetrieb zu wechseln, ist zu gering, um entsprechende Erträge zu erwirtschaften und die benötigten Pumpspeicherkraftwerke rentabel zu betreiben.

5.4 Vergleichsszenarien

In diesem Teil der allgemeinen Auswertungen erfolgt eine überblicksmäßige Betrachtung der Ergebnisse der Vergleichsszenarien Wind und Photovoltaik. Die installierte Leistung bzw. der zukünftige Ausbau der erneuerbaren Energien Wind und PV wurde in den beiden Szenarien getrennt voneinander variiert, um die Auswirkungen eines forcierten Ausbaus dieser aktuell prominenten Technologien aufzuzeigen. Dargestellt sind (wie auch im Basisszenario) technische, ökonomische und ökologische Auswertungen, jedoch mit geringerer Detailliertheit.

5.4.1 Auswertungen Szenario Wind

Entsprechend der höheren gesamten installierten Leistung der Windenergie in diesem Szenario ist auch die installierte Leistung der jährlichen Kraftwerkszubauten höher. Im Vergleich mit der maximal installierten Leistung im Basisszenario (Abbildung 20) von in etwa 1.200 GW erreicht die installierte Leistung im Szenario Wind ihren Höchststand im Jahr 2048 mit knapp 1.455 GW. Die höchste installierte Leistung der Windenergie (On- und Offshore) ist im Jahr 2050 mit 705 GW zu finden. In diesem Jahr beträgt der Anteil der Windenergie an der gesamten installierten Leistung 50 %.

Durch den Ausbau der Windenergie (installierte Leistung) kann auch die produzierte Energie dieser Technologie erhöht werden. Die Windenergie weist das Potenzial auf, andere Technologien aus dem Produktionsprozess bei einer Verdoppelung der installierten Leistung zu verdrängen. Bei einem Vergleich mit dem Basisszenario ist die stark gestiegene produzierte Energie der Windenergieanlagen ersichtlich. Die produzierte Energie der Windenergieanlagen steigt bis ins Jahr 2050 kontinuierlich an, bis sie einen Anteil von 44 % an der gesamten produzierten Energie einnimmt. Stark zurückgedrängt werden die fossilen Kraftwerkskapazitäten der Kohle- und Gaskraftwerke, welche im Jahr 2050 gemeinsam nicht einmal mehr 15 % umfassen.

Wind (On- und Offshore) nimmt im Jahr 2050 46 % des gesamten Anlagevermögens ein. In absoluten Zahlen bedeutet dies, dass das Anlagevermögen der Windenergieanlagen in etwa 625 Mrd. EUR von 1.370 Mrd. EUR ausmacht. Der Anstieg des Anlagevermögens von 2006 bis 2050 bei Wind (Offshore) beträgt 17.390 %, jener bei Wind (Onshore) 1.407 %.

Im Vergleich zum Basisszenario ist bei der Entwicklung der Aufwendungen ersichtlich, dass sich die Aufwendungen verringern. Die über alle betrachteten Jahre kumulierten jährlichen Aufwendungen sind im Vergleichsszenario Wind um 442 Mrd. EUR geringer (17.099 Mrd. EUR im Basisszenario, 16.657 Mrd. EUR im Vergleichsszenario). Im Jahr 2050 ist ein Anstieg bei den Abschreibungen auf den zugebauten Kraftwerkspark ebenso wie bei den Aufwendungen für Zinsen und Anfahrtkosten zu verzeichnen. Die Aufwendungen für Personal und fixe OuM sind ebenso gestiegen, aber nur in geringem Ausmaß. Einen sehr starken Rückgang weisen die Aufwendungen für Brennstoffe, CO₂ und Stromzukauf auf. Auch der Zusatzgewinn fällt geringer aus als im Basisszenario. Im Jahr 2050 sind die variablen OuM in beiden Szenarien in etwa gleich hoch und die Aufwendungen für Abschreibungen auf den bestehenden Kraftwerkspark sind natürlich exakt gleich hoch.

Die CO₂-Emissionen zeigen im Szenario Wind einen drastischen Rückgang. Speziell ab Mitte der 2020er Jahre sinken die CO₂-Emissionen stark. Im Szenario Wind liegen die CO₂-Emissionen bei 344.216 Tsd. t, wovon die CO₂-Emissionen aus den Kohlekraftwerken mit 257.298 Tsd. t in etwa 75 % der gesamten CO₂-Emissionen ausmachen und den weitaus größten Teil einnehmen. Die CO₂-Emissionen sind im Vergleich zum Basisszenario im Jahr 2050 um mehr als die Hälfte niedriger.

5.4.2 Auswertungen Szenario Photovoltaik

Die Strategie des Szenarios Photovoltaik ist ein verstärkter Ausbau der Photovoltaik zwischen 2018 und 2050. Die gesamte installierte Leistung erreicht ihren Höchststand im Jahr 2043 mit rund 1.300 GW, wovon rund 248 GW auf Solar/PV entfallen. Die Technologie Solar/PV erreicht ihr Maximum im Jahr 2049 mit rund 250 GW. Im Jahr 2050 beträgt die installierte Leistung aus Solar/PV 248 GW. Die Technologie ist im Vergleich mit den anderen Technologien sehr jung, ihr Ausbau begann erst in den späten 2010er Jahren. Im Jahr 2010 war Deutschland das Land mit der höchsten installierten Leistung der Photovoltaik mit rund 10,84 GW, gefolgt von Spanien mit rund 3,55 GW und knapp dahinter Italien mit 3,46 GW. Diese wenigen Zahlen zeigen schon auf, dass die Entwicklung dieser Technologie nicht dort begann, wo viele Sonnenstunden zu finden sind und daher ein hohes RAV zu erwarten ist, sondern dort, wo die Förderung für die Stromerzeugung aus Photovoltaik entsprechend hoch war (Kübler, 2013). Bezogen auf die Volllaststunden der Photovoltaik wären die sonnenreichen südlichen Gegenden Europas in Südspanien und Süditalien gegenüber Mittel- und Nordeuropa zu bevorzugen. Der Anteil von Solar/PV steigt bis ins Jahr 2050 von 0,32 % auf 20,22 %. Verglichen mit dem Basisszenario ist die gesamte installierte Leistung von 2018 bis 2050 jährlich um 70 GW höher.

Entsprechend der höheren installierten Leistung der Photovoltaik nimmt auch die produzierte Energie von rund 2 TWh im Jahr 2006 auf rund 268 TWh im Jahr 2050 zu. Der Anteil an der gesamten produzierten Energie dieser Technologie weitet sich von rund 0,08 % auf 7,88 % aus. Der Beitrag von Solar/PV an der produzierten Energie ist verglichen mit der installierten Leistung von Solar/PV eher

gering (rund 20 % der installierten Leistung für rund 8 % an produzierter Energie). Selbiges gilt für das Basisszenario, in dem 13 % der installierten Leistung für 5 % der produzierten Energie notwendig sind.

Eine höhere installierte Leistung einer Technologie spiegelt sich natürlich auch in der Höhe des Anlagevermögens des Unternehmens wider. Die Entwicklung des Anlagevermögens zeigt, dass die Technologie Solar/PV innerhalb der Betrachtung immer mehr an Bedeutung gewinnt. Bis ins Jahr 2050 nimmt Solar/PV 50 % des Anlagevermögens ein (rund 702 Mrd. EUR von 1.410 Mrd. EUR). Im Vergleich mit der installierten Leistung, welche in etwa einen Anteil von 20 % einnimmt, und der produzierten Energie, welche in etwa einen Anteil von 8 % einnimmt, wird gezeigt, dass die Photovoltaik für den nur geringen Output (die produzierte Energie) einen sehr hohen Kapitalbedarf aufweist. Die Hälfte des Anlagevermögens produziert nicht einmal ein Zehntel der produzierten Energie.

Dem höheren Anlagevermögen entsprechend müssen zumindest die Aufwendung aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen, welche beide unter Berücksichtigung der historischen Anschaffungswerte und der Restbuchwerte in den Bilanzen berechnet werden höher sein als im Basisszenario. Im Vergleich zum Basisszenario ist bei der Entwicklung der Aufwendungen ersichtlich, dass die gesamten Aufwendungen ansteigen. Die über alle betrachteten Jahre kumulierten jährlichen Aufwendungen sind im Vergleichsszenario PV um 853 Mrd. EUR höher (17.099 Mrd. EUR im Basisszenario, 17.952 Mrd. EUR im Vergleichsszenario). Im Jahr 2050 ist ein Anstieg bei den Abschreibungen auf den zugebauten Kraftwerkspark ebenso wie bei den Aufwendungen für Zinsen, Personal und fixe OuM zu verzeichnen. Einen sehr starken Rückgang weisen die Anfahrtkosten auf. Auch der Zusatzgewinn fällt geringer aus als im Basisszenario. Im Jahr 2050 sind variable OuM und Stromzukauf in beiden Szenarien in etwa gleich hoch, ebenso wie die Aufwendungen für Abschreibungen auf den bestehenden Kraftwerkspark.

Im Vergleich zu den CO₂-Emissionen des Basisszenarios (Abbildung 28) sind die CO₂-Emissionen in diesem Szenario nur leicht gesunken. Zwar weist jedes Jahr ein geringeres Niveau der CO₂-Emissionen als im Basisszenario auf, im Vergleich zum Szenario Wind ist die jährliche Differenz aber nur sehr gering. Im Jahr 2050 werden 550.320 Tsd. t im Szenario Photovoltaik und 344.216 Tsd. t im Szenario Wind emittiert. Demgegenüber stehen die 603.262 Tsd. t des Basisszenarios.

5.5 Resümee

Die allgemeinen Auswertungen der Simulation lassen den Transformationsprozess des Elektrizitätssystems erahnen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird vorangetrieben, während Investitionen in den konventionellen Kraftwerkspark zurückgehen, wodurch sich auch die Zusammensetzung des Kapitalstocks ändert. Zukünftige Ausbaustrategien legen ihren Fokus auf die Nutzung der erneuerbaren Energien. Nichtsdestotrotz sind noch viele große Schritte notwendig, um die Klima- und Energieziele der Europäischen Kommission für 2050 („CO₂-arme Wirtschaft bis 2050“) zu erreichen. Entscheidend wird dabei sein, dass das gesamte Energiesystem als Einheit betrachtet und der Fokus nicht nur auf

einzelne Teilbereiche gelegt wird. Wie schon von Köppl & Schleicher (2018) hervorgehoben, ist eine Systemperspektive gefragt, welche zusätzlich zum Elektrizitätsnetzwerk das Wärme- und Kältenetz, das Gasnetz und ein Informationsnetz beinhaltet. Alle vier Netze müssen miteinander interagieren, um ein nachhaltiges Energiesystem zu erreichen. Der Wechsel der Primärenergieträger ist eine Maßnahme von vielen, wird jedoch alleine für diese Aufgabe nicht ausreichen.

Die länderspezifischen Auswertungen¹⁶ zur installierten Leistung und der produzierten Energie zeigen, dass viele Länder noch einer unterschiedlichen Strategie folgen. Langfristig müssen jedoch alle Länder gemeinsam am Ziel einer nachhaltigen und erneuerbaren Elektrizitätsversorgung arbeiten. Da besonders die osteuropäischen Länder an den thermischen Kraftwerken und insbesondere an den Kohlekraftwerken festhalten, sollen zukünftige europäische Maßnahmen vor allem auf diese Länder zugeschnitten sein. Andernfalls wird eine Transformation des Elektrizitätssystems und damit einhergehend die Transformation des Kapitalstocks nicht schaffbar sein.

Tabelle 7 zeigt eine zusammenfassende Übersicht über wichtige Ergebnisse des Basisszenarios im Jahr 2050. Dies beinhaltet die installierte Leistung, die produzierte Energie und die CO₂-Emissionen.

Tabelle 7: Übersicht über wichtige Ergebnisse des Basisszenarios im Jahr 2050. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	Installierte Leistung [GW]	Produzierte Energie [TWh]	CO ₂ -Emissionen [Mio. t]
Biomasse	46,8	308,6	
Kohle	78,2	470,4	404,4
Gas	129,5	534,8	174,2
Wasser	216,9	477,5	
Nuklear	66,3	460,3	
Öl	25,9	25,2	15,0
Sonstige	7,4	53,7	9,7
Solar/PV	140,6	156,4	
Wind	407,7	916,9	

Die Ergebnisse zeigen, dass im Jahr 2050 die Windenergie die höchste installierte Leistung, gefolgt von den Wasserkraftwerken, aufweist. Die produzierte Energie ist ebenso von den Windenergieanlagen am höchsten, an zweiter Stelle landen die Gaskraftwerke, gefolgt von der Wasserkraft. CO₂-Emissionen werden nur von den thermischen Kraftwerken emittiert. Hier ist die Kohle der Spitzenreiter. Weit abgeschlagen folgen die Gaskraftwerke.

Die installierte Leistung des Basisszenarios basiert kurzfristig auf den NREAP für erneuerbare Energien und langfristig auf den länderspezifischen Plänen zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Zusätzlich werden die geographischen Gegebenheiten eines Landes berücksichtigt, wie z. B. für den Ausbau der Wasserkraft in Südosteuropa. Des Weiteren sind Pläne bzgl. der anderen Technologien wie dem

¹⁶ Auf länderspezifische ökonomische und ökologische Auswertungen wurde verzichtet, da diese den Entwicklungen der technischen Auswertungen folgen und das Resümee dementsprechend ausfällt.

Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland in die Betrachtung integriert. In den Szenarien Wind und Photovoltaik wurde der Ausbaupfad des Basisszenarios geändert. Im Szenario Wind wird vermehrt auf den Ausbau der Windenergie gesetzt, im Szenario Photovoltaik liegt der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Photovoltaik. Dieser geänderte Ausbaupfad liefert entsprechend andere Ergebnisse. Diese Ergebnisse sind für die zentralsten Auswertungen in Kapitel 5.4 dargestellt.

Bei einem Vergleich der Ergebnisse des Basisszenarios mit jenen des Szenarios Wind und Photovoltaik ist ersichtlich, dass einer höheren Leistung auch ein höheres Anlagevermögen der Unternehmen folgt. Während der Anteil für die Windenergie im Szenario Wind bei der installierten Leistung, der produzierten Energie und dem Anlagevermögen immer in etwa 50 % beträgt, ist dies beim Szenario Photovoltaik nicht der Fall. Hier beträgt das Anlagevermögen ebenfalls in etwa 50 %, jedoch liegt die installierte Leistung nur bei in etwa 20 % und die produzierte Energie sogar nur bei rund 8 %. Besonders hervorgehoben werden soll auch, dass die kumulierten Aufwendungen im Szenario Wind im Vergleich zum Basisszenario und zum Szenario PV niedriger sind. Das Szenario PV führt sogar zu höheren Aufwendungen als das Basisszenario.

Für das Niveau der CO₂-Emissionen zeigt sich, dass diese in beiden Vergleichsszenarien abnehmen. Der Rückgang ist im Szenario Wind höher, auch deshalb, weil die gesamte Höhe der installierten Leistung der erneuerbaren Energien im Szenario Wind höher ist als im Szenario PV.

Eine Verdoppelung der installierten Leistung der Windenergie und von Solar/PV zwischen 2018 und 2050 zeigt folgendes Bild: Im Jahr 2050 erhöht sich die installierte Leistung der erneuerbaren Energien um 297,3 GW im Szenario Wind und 107,4 GW im Szenario PV. Die produzierte Energie der erneuerbaren Energien steigt um 579,5 TWh im Szenario Wind und 111,7 TWh im Szenario PV. Dieser einfache Vergleich zwischen produzierter Energie und installierter Leistung zeigt schon, dass die Windenergie in diesem Fall zu bevorzugen wäre. Die kumulierten Aufwendungen im gesamten Zeitraum der Betrachtung sinken im Szenario Wind um 442 Mrd. EUR, während im Szenario PV die kumulierten Aufwendungen um 853 Mrd. EUR ansteigen. Für das Jahr 2050 zeigt sich, dass die Aufwendungen im Szenario Wind um 47,8 Mrd. EUR unter dem Wert des Basisszenarios liegen. Für das Szenario Wind liegen die Aufwendungen in diesem Jahr um 37 Mrd. EUR über jenen des Basisszenarios. Die CO₂-Emissionen sinken in beiden Szenarien. Die kumulierte Reduktion beträgt im Szenario Wind 5.577 Mrd. t, im Szenario PV 1.170 Mrd. t. Für das Jahr 2050 liegen die CO₂-Emissionen im Szenario Wind um 259 Tsd. t unter jenen des Basisszenarios und im Szenario PV um 529 Tsd. t.

Abschließend kann gesagt werden, dass eine Verdoppelung der geplanten installierten Leistung der PV zu höheren Aufwendungen und zu einem höheren Anlagevermögen führt, die installierte Leistung ebenso wie die produzierte Energie jedoch geringer als im Vergleichsszenario Wind sind. Auch die Reduktion der entstehenden CO₂-Emissionen ist im Szenario PV geringer als im Szenario Wind.

***„Unsere Einstellung der Zukunft gegenüber muss sein:
Wir sind jetzt verantwortlich für das, was in der Zukunft geschieht.“***

Karl R. Popper

6 Der Kapitalstock der europäischen Elektrizitätswirtschaft

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Kapitalstockberechnung präsentiert sowie diskutiert. Der erste Teil dieses Kapitels zeigt die Ergebnisse der klassischen Kapitalstockberechnung unter Berücksichtigung des Preiskonzeptes der historischen Anschaffungswerte und der Wiederbeschaffungswerte, wobei der Fokus auf den Wiederbeschaffungswerten liegt und diese detaillierter dargestellt werden. Wiederbeschaffungswerte werden hauptsächlich verwendet, da historische Anschaffungswerte dem aktuellen Wert der Anlagen noch weniger entsprechen (siehe Kapitel 2.4.1). Die Ergebnisse werden in laufenden Preisen präsentiert, da auch laut Huber (2015) die finalen Kapitalstockergebnisse innerhalb der österreichischen VGR in laufenden Preisen dargestellt werden. Der zweite Teil geht auf die Kapitalstockkennzahlen ein. Mit der Berechnung des Kapitalstocks innerhalb dieser Arbeit liegen erstmals Daten zum Kapitalstock der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft nach Land und Produktionstechnologie in so detaillierter und vor allem vergleichbarer Weise vor, da für alle Länder einheitliche Berechnungsmethoden verwendet werden. Danach folgen Auswertungen zum Alter des Kraftwerksparks, zum Cashflow und zum Substitutionsprozess der Primärenergieträger, welche für das Aufzeigen von Optionen für die Transformationen des Kapitalstocks notwendig sind. Die Ergebnisse basieren entweder direkt auf Simulationsergebnissen oder auf den für die Simulation notwendigen Datenbanken.

Die Ergebnisse wurden mithilfe der überarbeiteten Unternehmensmodelle berechnet. Nahezu alle Ergebnisse sind für die betrachteten Länder gesamt dargestellt, die Ergebnisse sind kontinentaleuropäisch zu verstehen. Dort, wo dies in Ausnahmefällen nicht der Fall ist, wird dies gesondert erwähnt. Fallweise sind detailliertere länderspezifische Ergebnisse dargestellt, sofern diese interessant sind oder nennenswerte Abweichungen aufweisen. Der gesamteuropäische Fokus zur Darstellung der Ergebnisse wurde gewählt, da die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der EU vorsieht, dass die Mitgliedsstaaten zusammenarbeiten, um ihre nationalen Märkte zu einem gemeinsamen Binnenmarkt zu vereinen. Eine detaillierte Betrachtung der Ergebnisse erfolgt für das Basisszenario. Für dieses Szenario sind alle folgenden Ergebnisse dargestellt. Für die Vergleichsszenarien Wind und PV werden am Ende dieses Kapitels einzelne Teilergebnisse, deren Betrachtung bzw. Vergleich zum Basisszenario sinnvoll erscheint, aufgezeigt. Einige Ergebnisse werden entsprechend dem Vorschlag von Laurmann (1985) in einem Zwei-Komponenten-System veranschaulicht. In dieser Betrachtung wird das Elektrizitätssystem in ein thermisches und ein erneuerbares System eingeteilt.

Abschließend werden alle Ergebnisse in einem Resümee zusammengefasst und die wesentlichen Erkenntnisse des Vergleichs der drei Szenarien für die kapitalstockbezogenen Simulationsergebnisse aufgezeigt.

6.1 Bruttokapitalstock

Der Bruttokapitalstock zeigt den Neuwert der Anlagegüter, bewertet mit den laufenden historischen Anschaffungswerten (Abbildung 29) und mit Wiederbeschaffungswerten (Abbildung 30). Alle Anlagegüter sind so lange Teil der Betrachtung, bis sie tatsächlich aus dem Produktionsprozess ausscheiden, d. h. bis die Kraftwerke tatsächlich stillgelegt werden. Der Bruttokapitalstock bietet Information zur vorhandenen Kapazität und ist eher vergangenheitsorientiert. Zur Berechnung der kapazitätsbezogenen Kennzahlen wie der Kapitalproduktivität wird der Bruttokapitalstock verwendet.

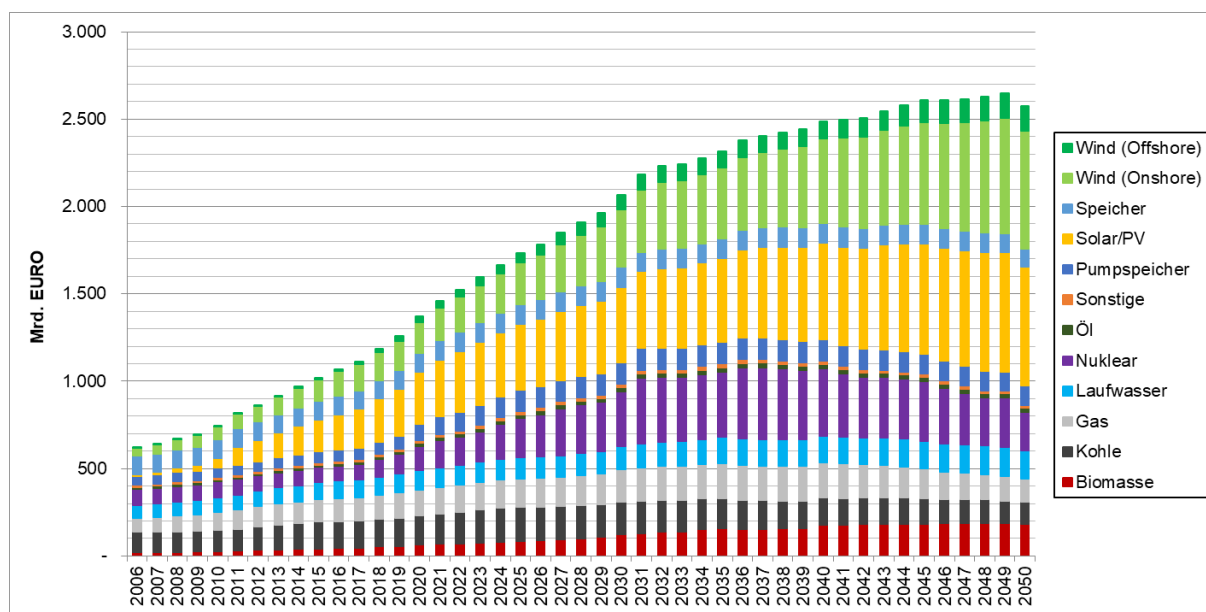


Abbildung 29: Bruttokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden historischen Anschaffungswerten. Eigene Darstellung.

Der Bruttokapitalstock zu historischen Anschaffungswerten aller Technologien beträgt im Jahr 2006 rund 618 Mrd. EUR. Bis zum Jahr 2050 steigt der Bruttokapitalstock auf 2.574 Mrd. EUR an. Den größten Anstieg erfahren hierbei die Offshore Windenergieanlagen, deren Wert aus dem Jahr 2006 auf das 162-Fache ansteigt. Im Vergleich dazu erfahren die Onshore Windenergieanlagen einen Anstieg auf das 16-Fache des Basiswertes. Der Bruttokapitalstock von Solar/PV steigt um einen Faktor 96. Bei den konventionellen fossilen Kraftwerken ist zu beobachten, dass der Anteil der Kohle in etwa konstant bleibt und Gas leicht zunimmt. Gut zu sehen ist auch, dass der Kapitalstock der Kernkraftwerke ab Mitte der 2020er bis zum Beginn der 2040er Jahre zunimmt. Dies ist aufgrund der Investitionen in die lebensdauererlängernden Maßnahmen im Rahmen von PLEX der Fall, welche die Höhe des Kapitalstocks beeinflussen.

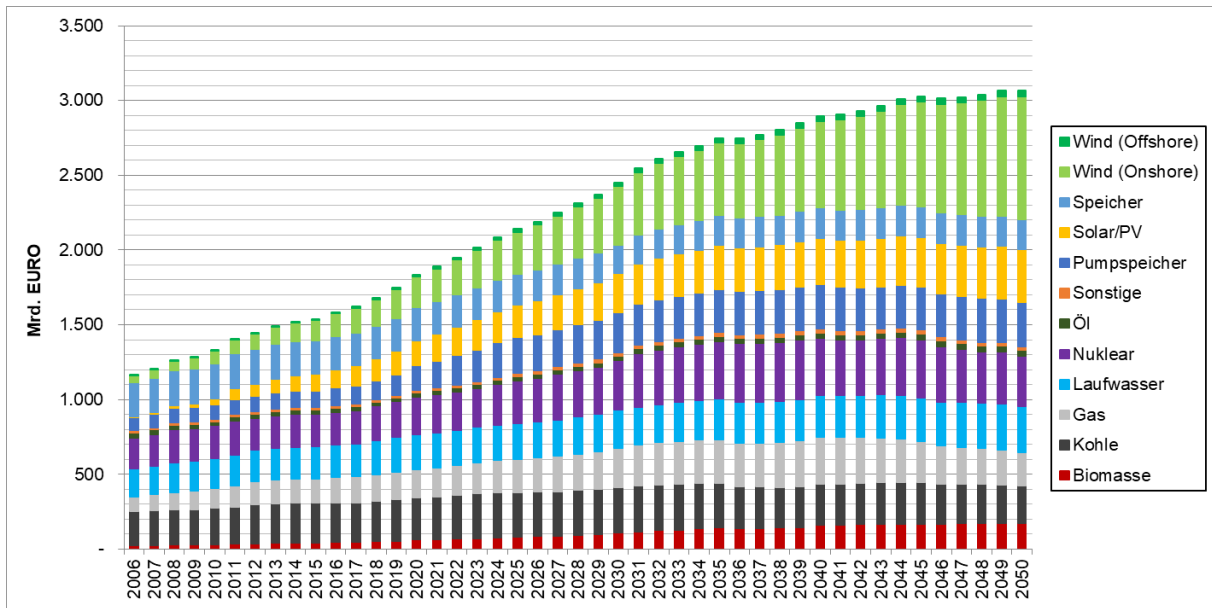


Abbildung 30: Bruttokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden Wiederbeschaffungspreisen. Eigene Darstellung.

Der Bruttokapitalstock zu Wiederbeschaffungswerten beträgt im Jahr 2006 rund 1.160 Mrd. EUR. Bis zum Jahr 2050 steigt der Bruttokapitalstock auf 3.064 Mrd. EUR an. Der Bruttokapitalstock zu Wiederbeschaffungswerten erfährt demnach einen geringeren Anstieg als der Bruttokapitalstock zu historischen Anschaffungswerten. Der Grund dafür ist, dass die Kraftwerke zu Beginn der Betrachtung eher langlebig sind (thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke), die zugebauten Kraftwerke (hauptsächlich Wind und Solar/PV) eine niedrigere Nutzungsdauer aufweisen. Daher ergeben sich zwischen dem historischen Anschaffungswert und dem Wiederbeschaffungswert je nach Differenz größere bzw. geringere Unterschiede. Der Bruttokapitalstock ausgewählter Jahre ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Bruttokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern für ausgewählte Jahre, bewertet mit den laufenden Wiederbeschaffungspreisen. Werte in Mio. EUR. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	2010	2030	2050
Biomasse	30.923	112.631	171.794
Kohle	242.539	302.435	254.716
Gas	131.249	262.678	219.478
Laufwasser	201.206	256.397	308.288
Nuklear	222.198	326.518	338.947
Öl	26.660	29.274	40.687
Sonstige	16.751	24.892	20.971
Pumpspeicher	96.872	268.830	295.844
Solar/PV	38.682	259.904	355.943
Speicher	234.447	192.155	197.612
Wind (Onshore)	84.139	389.286	822.357
Wind (Offshore)	1.648	26.045	37.689
Insgesamt	1.327.314	2.451.045	3.064.326

Der größte Anstieg ist in dieser Betrachtung unter Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte nicht bei den Offshore Windenergieanlagen zu verzeichnen, deren Anteil um das 41-Fache ansteigt, sondern

bei Solar/PV (Anstieg um das 49-Fache). Da die installierte Leistung von Solar/PV im Vergleich zur Onshore Windenergie um einiges stärker ansteigt und die Kostenreduktion durch die Lernkurven von der installierten Leistung abhängig ist, sind auch die resultierenden Lernkurveneffekte höher. Onshore Windenergieanlagen verzeichnen einen recht ähnlichen Anstieg wie in der vorherigen Betrachtung um das 18-Fache. Der Bruttokapitalstock zu Wiederbeschaffungspreisen ist in den Jahren 2006 bis 2050 im Durchschnitt um 2,24 % jährlich gewachsen. Gut zu sehen ist, dass die Windenergie in monetären Einheiten die dominierende Kraftwerkstechnologie im Jahr 2050 ist. Sie löst die Kohle ab, die noch im Jahr 2010 die bedeutendste Kraftwerkstechnologie in der Betrachtung des Bruttokapitalstocks zu Wiederbeschaffungswerten war. Die konventionellen thermischen Kraftwerke (Kohle-, Gas-, Kern-, Ölkraftwerke) verlieren an Bedeutung. Da der Bruttokapitalstock sich an der vorhandenen Kapazität orientiert (Vergangenheitsbetrachtung), kann aus dem Rückgang des Bruttokapitalstocks auf einen Rückgang des Anteils der installierten Leistung dieser Technologien geschlossen werden.

Bei einem Vergleich beider Abbildungen wird ersichtlich, dass sich vor allem Wasserkraftwerke (Laufwasser, Speicher und Pumpspeicher) hinsichtlich der historischen Anschaffungswerte und der Wiederbeschaffungswerte stark unterscheiden. Viele Wasserkraftwerke sind schon sehr alt. Die ältesten Wasserkraftwerke in der verwendeten Datenbank wurden schon im 19. Jahrhundert gebaut. Zwischen dem Inbetriebnahmehjahr und einem Neubau im aktuellen 21. Jahrhundert gab es Preissteigerungen aufgrund der Inflation (Geldentwertung), aber auch z. B. aufgrund von geänderten Umweltschutzaufgaben, die zu höheren Investitionskosten führen. Das gegenteilige Bild zeigt sich bei Solar/PV. Hier sind die Wiederbeschaffungswerte niedriger als die historischen Anschaffungswerte. Der Grund liegt in den Lernkurveneffekten, durch welche Kostenreduktionen abhängig von der installierten Leistung durch technologischen Fortschritt berücksichtigt werden. Somit wurden alte Anlagen zu einem höheren Preis als neuere Anlagen errichtet. Beide Preiskonzepte haben gemeinsam, dass gegen Ende des betrachteten Zeitraums die Windenergie (On- und Offshore) unter Berücksichtigung der historischen Anschaffungswerte mit rund 815 Mrd. EUR den monetär größten Teil einnimmt und unter Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte rund 860 Mrd. EUR. In beiden Fällen entspricht dies in etwa einem Anteil von 30 % am gesamten Bruttokapitalstock. Zwischen 2006 und 2050 zeigt der Kapitalstock zu historischen Anschaffungswerten eine Vervierfachung (Faktor 4,2), zu Wiederbeschaffungswerten liegt ein Anstieg um den Faktor 2,6 vor. Alle Technologien, sowohl bewertet mit historischen Anschaffungswerten als auch mit Wiederbeschaffungswerten, weisen einen Anstieg ihres Bruttokapitalstocks auf, bis auf die Speicherkraftwerke, welche einen äußerst geringen Rückgang aufweisen.

Länderspezifische Ergebnisse

In Frankreich zeigt sich bei Betrachtung des Bruttokapitalstocks der Unterschied zwischen Wiederbeschaffungswerten und historischen Anschaffungswerten bei den langlebigen und kapitalintensiven Wasser- und Kernkraftwerken besonders gut. Während auf Basis der historischen Anschaffungswerte die Wasser- und Kernkraftwerke an Bedeutung verlieren, zeigt sich die zunehmende Bedeutung von

Solar/PV und Wind. Da die Wiederbeschaffungswerte der Wasser- und Kernkraftwerke jedoch vergleichsweise sehr hoch sind, verlieren Solar/PV und Wind in der Betrachtung mit den Wiederbeschaffungswerten an Bedeutung. Für Deutschland zeigt sich, dass der Bruttokapitalstock zukünftig zu beinahe zwei Dritteln aus Wind und Solar/PV besteht. Andere Kraftwerkstechnologien spielen eine untergeordnete Rolle. Der deutsche Bruttokapitalstock der Kraftwerke weist zukünftig hauptsächlich Anlagen mit niedriger Lebensdauer auf. Das heißt, dass der Bruttokapitalstock häufig bzw. in kurzen Zyklen erneuert werden muss. Ein hoher Bruttokapitalstock ist jedoch nur von Vorteil, wenn die verwendeten Technologien eine lange Lebensdauer aufweisen und der Bruttokapitalstock somit nicht rasch ersetzt werden muss. Der Bruttokapitalstock der Kernkraftwerke ist nach der ersten Abschaltung im Jahr 2011 nur mehr gering. Vor der ersten Abschaltung beträgt der Bruttokapitalstock der Kernkraftwerke zu Wiederbeschaffungswerten in etwa 20 %. Zu historischen Anschaffungswerten bleibt der Bruttokapitalstock des thermischen Kraftwerksparks in Deutschland während der gesamten Betrachtung in etwa konstant. Der Bruttokapitalstock der Schweiz besteht fast ausschließlich aus Wasserkraftwerken, wobei die Aufteilung in Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu Wiederbeschaffungswerten gleich verteilt ist. Mit historischen Anschaffungswerten betrachtet entfällt ein größerer Anteil auf die Laufwasserkraftwerke. Der größte Anstieg des Bruttokapitalstocks der Wasserkraftwerke ist bei den Pumpspeicherkraftwerken sichtbar, welche in einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil an fluktuierender erneuerbarer Energien dringend notwendig sind.

6.2 Nettokapitalstock

Der Nettokapitalstock zeigt den Zeitwert der Anlagegüter unter Berücksichtigung einer Wertminderung durch Gebrauch und Alterung. Durch Berücksichtigen dieser Wertminderungen ist der Nettokapitalstock, anders als der Bruttokapitalstock, nicht für Produktivitätsanalysen, welche sich auf die vorhandene Kapazität beziehen, geeignet. Der Nettokapitalstock gibt vielmehr Auskunft über die zukünftige Leistungsfähigkeit des Kapitalstocks. Es wird der Nettokapitalstock zu historischen Anschaffungswerten (Abbildung 31) als auch zu Wiederbeschaffungswerten (Abbildung 32) dargestellt. Die Wertminderung wird durch die lineare Abschreibungsvariante sowie durch das Verwenden der Nutzungslebensdauer berechnet. Die Nutzungslebensdauer ist höher als die ökonomische Nutzungsdauer. Die Verwendung der höheren Nutzungslebensdauer entspricht auch den in Schmalwasser & Weber (2012) gemachten Annahmen, wonach auf die steuerliche Nutzungsdauer (= ökonomische Nutzungsdauer) ein Aufschlag von 20 % bis 100 % vorgenommen wird.

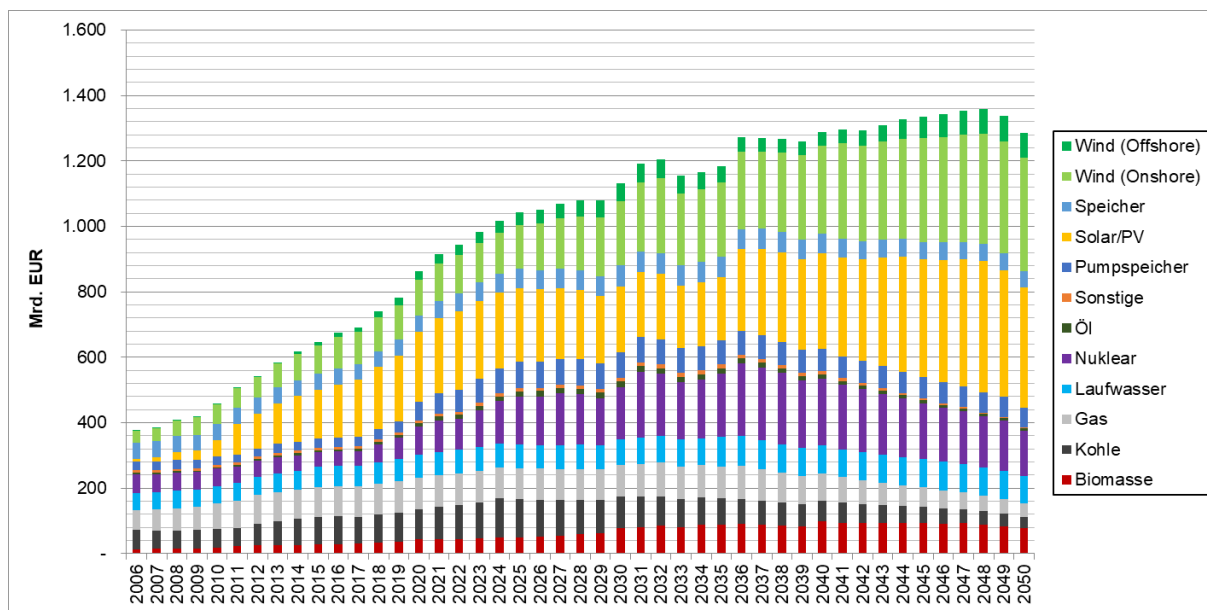


Abbildung 31: Nettokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden historischen Anschaffungswerten. Eigene Darstellung.

Der Nettokapitalstock zu historischen Anschaffungswerten aller Technologien beträgt im Jahr 2006 rund 375 Mrd. EUR. Bis zum Jahr 2050 steigt der Nettokapitalstock auf 1.286 Mrd. EURO an. Hervorzuheben ist, dass der Nettokapitalstock zu historischen Anschaffungswerten nicht mit dem in den Bilanzen der Unternehmen ausgewiesenem Anlagevermögen übereinstimmt. Grund dafür ist das Verwenden der Nutzungsdauer, welche aber von den EVU zur Berechnung der Restbuchwerte nicht verwendet wird. Die Nutzungsdauer spiegelt die zu erwartende Lebensdauer des Anlagegutes besser wider, da bei der ökonomischen Nutzungsdauer immer vom Vorsichtsprinzip ausgegangen wird, weshalb die ökonomische Nutzungsdauer immer eher niedriger angesetzt wird.

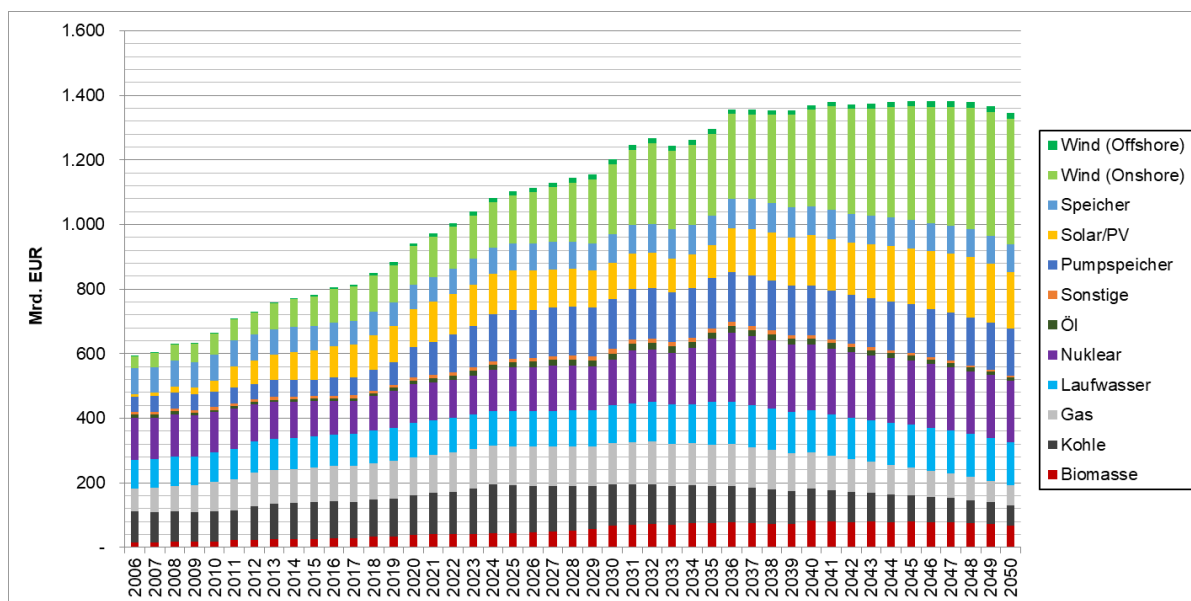


Abbildung 32: Nettokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden Wiederbeschaffungswerten. Eigene Darstellung.

Der Nettokapitalstock zu Wiederbeschaffungswerten aller Technologien beträgt im Jahr 2006 rund 593 Mrd. EUR. Bis zum Jahr 2050 steigt der Nettokapitalstock auf 1.345 Mrd. EUR an. Gut zu sehen ist in beiden Abbildungen, wann die Anlagen der Kategorie Solar/PV gemäß ihrer Nutzungslebensdauer außer Betrieb gehen. Der größte Anstieg bei der Inbetriebnahme dieser Anlagen war von 2010 auf 2011 zu verzeichnen. Entsprechend der Nutzungslebensdauer von 25 Jahren sind die Anlagen bis zum Jahr 2035 in Betrieb und werden im Jahr 2036 ersetzt. Der Nettokapitalstock zu Wiederbeschaffungspreisen ist in den Jahren 2006 bis 2050 im Durchschnitt um 1,9 % jährlich gewachsen. Der Wachstumsabstand zwischen dem Brutto- und dem Nettokapitalstock beträgt 0,34 %. Damit einher geht ein Rückgang des Modernitätsgrades. Genaueres zum Modernitätsgrad folgt in Kapitel 6.5.1. Der Nettokapitalstock ausgewählter Jahre ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Nettokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern für ausgewählte Jahre, bewertet mit laufenden Wiederbeschaffungspreisen. Werte in Mio. EUR. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	2010	2030	2050
Biomasse	18.664	66.322	66.489
Kohle	93.696	129.965	63.626
Gas	90.197	126.341	63.517
Laufwasser	90.916	117.991	131.370
Nuklear	125.312	140.774	191.881
Öl	6.581	19.342	10.892
Sonstige	9.216	13.475	4.727
Pumpspeicher	47.673	154.595	145.002
Solar/PV	34.847	111.284	174.771
Speicher	80.981	91.265	85.590
Wind (Onshore)	63.510	214.713	388.467
Wind (Offshore)	1.328	16.550	18.832
Insgesamt	662.621	1.229.617	1.345.164

Gut zu sehen ist, dass auch hier wieder die Windenergie in monetären Einheiten die dominierende Kraftwerkstechnologie im Jahr 2050 ist. Sie löst hier aber nicht die Kohle, sondern die Kernenergie ab, die im Jahr 2010 die Kraftwerkstechnologie mit dem größten Anteil am Nettokapitalstock zu Wiederbeschaffungswerten war. Gegen Ende der Betrachtung im Jahr 2050 macht die Windenergie (On- und Offshore) unter Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte mit rund 407 Mrd. EUR den größten Anteil aus, gefolgt von den Wasserkraftwerken als Gesamtheit mit rund 361 Mrd. EUR. Unter Berücksichtigung der historischen Anschaffungswerte führt ebenso die Windenergie (On- und Offshore) mit 423 Mrd. EUR das Feld an, gefolgt von Solar/PV mit 367 Mrd. EUR.

Unter Verwendung der ökonomischen Nutzungsdauer anstelle der Nutzungslebensdauer erreicht der Nettokapitalstock unter Berücksichtigung beider Preiskonzepte ein niedrigeres Niveau (historische Anschaffungswerte 1.071 Mrd. EUR im Jahr 2050, Wiederbeschaffungswerte 1.031 Mrd. EUR im Jahr 2050), da die Anlagen in einer viel kürzeren Zeit abgeschrieben werden. Am bedeutendsten ist dieser Unterschied bei den Wasserkraftwerken, die weit über ihre ökonomische Nutzungsdauer betrieben

werden und deren Revitalisierung im Vergleich zu einem Neubau nur einen Bruchteil der Kosten verursacht, dabei aber die Lebensdauer wieder um einiges erhöht wird.

Ist der Nettokapitalstock konstant, wird davon ausgegangen, dass auch der Wohlstand der Volkswirtschaft konstant bleibt (The World Bank, 2006). Im Fall der oben gezeigten Abbildung 32 steigt der Nettokapitalstock an. Das heißt, dass auch der Wohlstand in diesem Sektor angestiegen ist und der Sektor insgesamt vermögender geworden ist. Des Weiteren sind die Auf- und Abbauraten des Systems ein Indikator für eine nachhaltige Entwicklung. Damit die zukünftigen Generationen zumindest jene Bedingungen der aktuellen Generation vorfinden, muss laufend in das System investiert werden, um dies sicherzustellen (Stiglitz, et al., 2009). Abbildung 32 zeigt, dass der Kapitalstock insgesamt ansteigt und sich in den 2040er Jahren auf hohem Niveau stabilisiert. Demnach wird durch ausreichend hohe Investitionen das Niveau des Kapitalstocks gegen Ende der Betrachtung gehalten, was dieser Definition nach einer nachhaltigen Entwicklung entspricht. Allerdings sind nicht alle Kraftwerkstechnologien gleichwertig. Sie unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Lebensdauer, CO₂-Neutralität, etc. Deshalb ist es wichtig, bei einer Aussage, ob das System nachhaltig ist oder nicht, auch diese Besonderheiten zu berücksichtigen, worauf im Rahmen dieser Arbeit Rücksicht genommen wird.

Länderspezifische Ergebnisse

Die Ergebnisse des Nettokapitalstocks zeigen für die iberische Halbinsel (Spanien und Portugal) die zunehmende Bedeutung der erneuerbaren Energien. Der Nettokapitalstock der erneuerbaren Energien zu Wiederbeschaffungspreisen beträgt im Jahr 2050 93 % in Portugal und 87 % in Spanien. Selbiges zeigt sich in der länderspezifischen Betrachtung für Österreich, wo der Nettokapitalstock der erneuerbaren Energien auch bei weit über 90 % liegt. Die Berechnung mit Wiederbeschaffungswerten hebt, wie auch in der Betrachtung des Bruttokapitalstocks, die Langlebigkeit und Kapitalintensität der Wasserkraftwerke hervor, welche unter Berücksichtigung der historischen Anschaffungswerte an Bedeutung verlieren. Die Betrachtung des Nettokapitalstocks bildet in Belgien einen Wechsel der Primärenergieträger ab. Während der Nettokapitalstock des konventionellen Kraftwerksparks zu Wiederbeschaffungswerten am Beginn der Betrachtung beinahe 90 % ausmacht und sich hauptsächlich aus Kernkraftwerken gefolgt von Gaskraftwerken zusammensetzt, ändert sich dieses Bild im Laufe der Jahre. Während die Bedeutung der Gaskraftwerke nur leicht abnimmt, scheiden die Kernkraftwerke komplett aus der Betrachtung aus. Ersetzt wird der Kapitalstock der Kernkraftwerke durch Investitionen in Windenergieanlagen. Der Nettokapitalstock in Rumänien zeigt ein Auf und Ab von Investitionen in langlebige Wasser- und Kernkraftwerke. Zusätzlich ist der zukünftige Ausbau der Windenergieanlagen ersichtlich. Rumänien weist noch ein hohes ungenutztes Potenzial für Wasserkraftwerke auf, welches im hinterlegten Szenario berücksichtigt wird. Dementsprechend hoch ist der Anstieg des Nettokapitalstocks, welcher sich im betrachteten Zeitraum in Rumänien beinahe verdreifacht.

6.3 Kosten des Kapitalstocks

Jede Investition, egal ob sinnvoll bzw. nutzbar oder Stranded Investment (siehe Kapitel 2.4.4), verursacht kapitalbezogene fixe Kosten in Form von Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen, welche in jedem Fall zu bezahlen sind. Nachfolgend werden diese Kosten als Kosten des Kapitalstocks bezeichnet und übersichtlich dargestellt. Die Beträge für die Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen werden dabei vom historischen Anschaffungswert und dem resultierenden Restbuchwert berechnet, um die tatsächliche Entwicklung der finanziellen Aufwendungen für die Unternehmen abzubilden. Für die Berechnung der Abschreibungen wurde – ebenfalls aus demselben Grund – die lineare Abschreibungsmethode sowie die ökonomische Nutzungsdauer gewählt. Die Fremdkapitalzinsen werden anhand der Restbuchwerte des Sachanlagevermögens berechnet, womit von einer vollständigen Fremdfinanzierung der Anlagen ausgegangen wird.

Abbildung 33 zeigt die Abschreibungen. Der größte Teil entfällt auf Abschreibungen für erneuerbare Energien, die speziell ab 2010 ein großes Wachstum aufweisen.

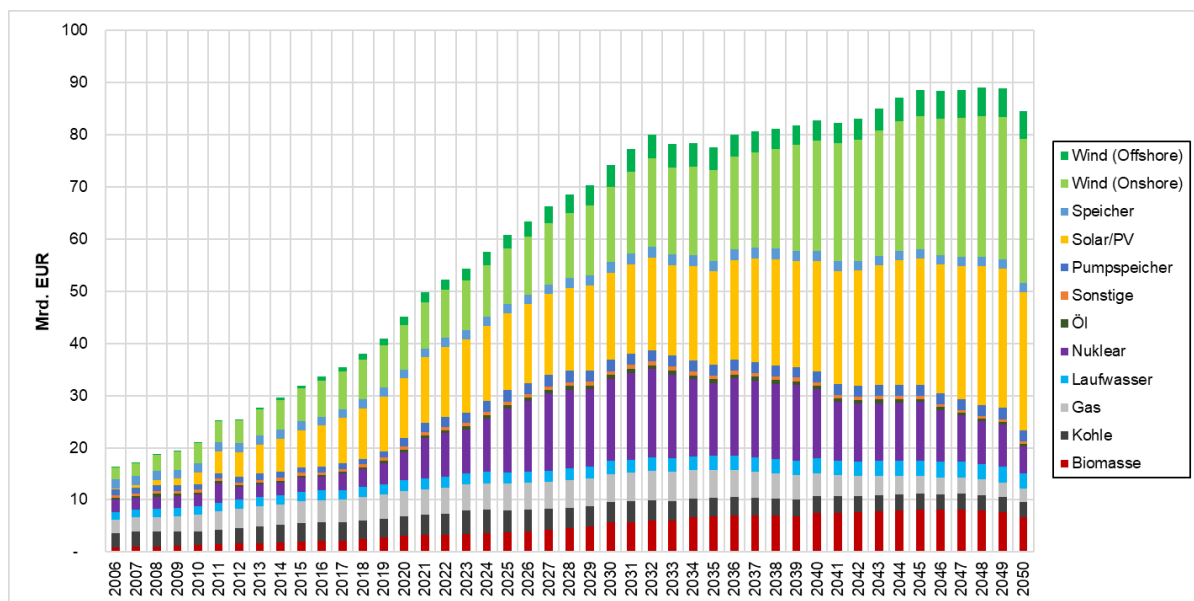


Abbildung 33: Die Abschreibungen als Teil der Kosten des Kapitalstocks. Eigene Darstellung.

Der enorme Anstieg der finanziellen Belastung für die Unternehmen aufgrund der Abschreibungen ist gut zu erkennen. Von 2006 bis 2050 zeigen die Abschreibungen einen Anstieg um das 5-Fache. Der größte Anteil entfällt dabei auf Wind (Offshore) mit einem Anstieg um das 125-Fache und Solar/PV mit einem Anstieg um das 94-Fache. Ebenso bemerkenswert ist der Anstieg von Wind (Onshore) um einen Faktor 13 und von Biomasse um einen Faktor 7. Der durchschnittliche jährliche Anstieg lag für den Zeitraum 2006 bis 2050 bei 4 %. Der größte Anstieg war von 2010 auf 2011 zu verzeichnen, wo die Abschreibungen um 20 % angestiegen sind. Innerhalb dieses Jahres ist der größte Anstieg auf Solar/PV zurückzuführen. Solar/PV hat ihren Anteil an den Abschreibungen um 86 % erhöht.

Die zunehmende Belastung durch Abschreibungen als Fixkosten für Unternehmen ist dem starken Kraftwerkszubau im Bereich der erneuerbaren Energien Solar/PV und Wind zuzuschreiben (15 % auf 70 %). Gut zu erkennen sind auch die nur sehr geringen jährlichen Belastungen durch die Wasserkraftwerke. Aufgrund der extrem langen Nutzungsdauer, aber auch ökonomischen Lebensdauer dieser Kraftwerke, die sonst unter den erneuerbaren Energien ihresgleichen sucht, sind die fixen jährlichen Belastungen aus Abschreibungen durch Wasserkraftwerke äußerst gering. Die hohen Investitionen zu Beginn werden über die Abschreibung durch die lange Lebensdauer auf viele Jahre verteilt. Demgegenüber steht beispielsweise Solar/PV und Wind. Durch die geringe Lebensdauer werden die Abschreibungen nur über einen geringen Zeitraum verteilt. Zusätzlich muss aufgrund der kurzen Lebensdauer dieser Technologie häufiger reinvestiert werden. Wasserkraftwerke haben den klaren Vorteil, dass durch äußerst geringe Reinvestitionen im Vergleich zu den ursprünglichen historischen Investitionskosten enorme Steigerungen der Nutzungsdauer möglich sind.

Abbildung 34 zeigt die Aufwendungen für Fremdkapitalzinsen.

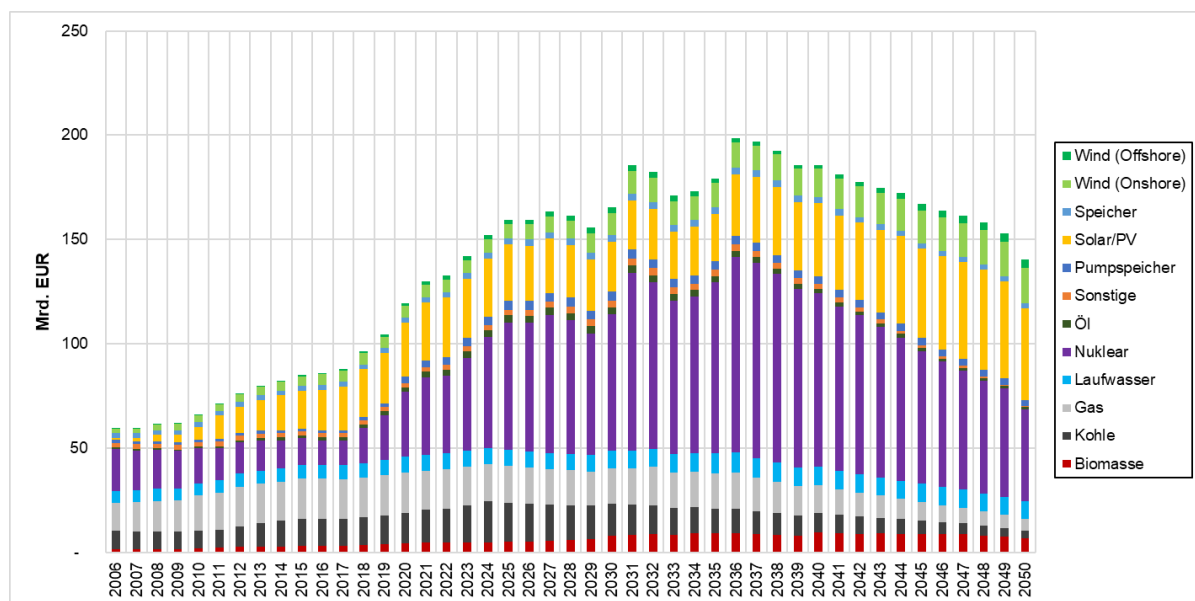


Abbildung 34: Die Fremdkapitalzinsen als Teil der Kosten des Kapitalstocks. Eigene Darstellung.

Auch Aufwendungen für Fremdkapitalzinsen steigen, ähnlich wie die Aufwendungen für Abschreibungen, über den Zeitraum 2006 bis 2050 an. Der durchschnittliche jährliche Anstieg liegt dabei bei rund 2,4 %, insgesamt sind die Fremdkapitalzinsen um einen Faktor 2,4 angestiegen. Gegen Ende der Betrachtung nimmt die Kernenergie im Jahr 2050 den größten Anteil mit 44,3 Mrd. EUR ein, gefolgt von Solar/PV mit 43,7 Mrd. EUR. Gut zu erkennen ist, dass die Aufwendungen für den konventionellen thermischen Kraftwerkspark, die im Jahr 2006 noch rund drei Viertel der Fremdkapitalzinsen ausmachten, an Bedeutung verlieren und im Jahr 2050 nur noch 39 % betragen, wovon der weitaus größte Teil auf die Kernenergie entfällt.

Die gesamten Kosten des Kapitalstocks sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Die Kosten des Kapitalstocks. Werte in Mio. EUR. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	2010	2030	2050
Biomasse	3.179	13.659	13.403
Kohle	11.339	19.206	6.595
Gas	20.026	22.261	8.150
Laufwasser	7.294	10.878	11.350
Nuklear	19.155	81.152	49.421
Öl	994	4.176	1.362
Sonstige	2.827	4.020	1.048
Pumpspeicher	2.245	6.380	5.107
Solar/PV	8.216	40.750	70.198
Speicher	4.202	5.400	4.320
Wind (Onshore)	7.140	24.575	44.550
Wind (Offshore)	179	6.930	9.253
Insgesamt	86.796	239.387	224.757

Die zukünftigen Kosten des Kapitalstocks steigen von 87 Mrd. EUR auf 225 Mrd. EUR an, was mehr als einer Verdoppelung entspricht. Absolut gesehen nimmt Solar/PV im Jahr 2050 mit rund 70 Mrd. EUR den größten Teil ein. Im Jahr 2010 war Gas die Technologie, die die höchsten Kosten des Kapitalstocks verursachte, dicht gefolgt von Nuklear. Die Kosten des Kapitalstocks für erneuerbare Energien betragen im Jahr 2050 159 Mrd. EUR, jene für das konventionelle thermische System 66 Mrd. EUR. Durch die Verdoppelung der Kosten des Kapitalstocks werden zukünftig die finanziellen Belastungen resultierend aus den Fixkosten für die EVU an Bedeutung gewinnen.

6.3.1 Die Kosten des Kapitalstocks im Vergleich mit der produzierten Energie

Nachfolgend ist der Quotient aus Fixkosten und produzierter Energie im Redispatch-Modell für ausgewählte Jahre in Abbildung 35 dargestellt. Gezeigt wird, wie hoch die kapitalbezogenen Fixkosten einer jeden Technologie zur Produktion einer GWh elektrischer Energie sind.

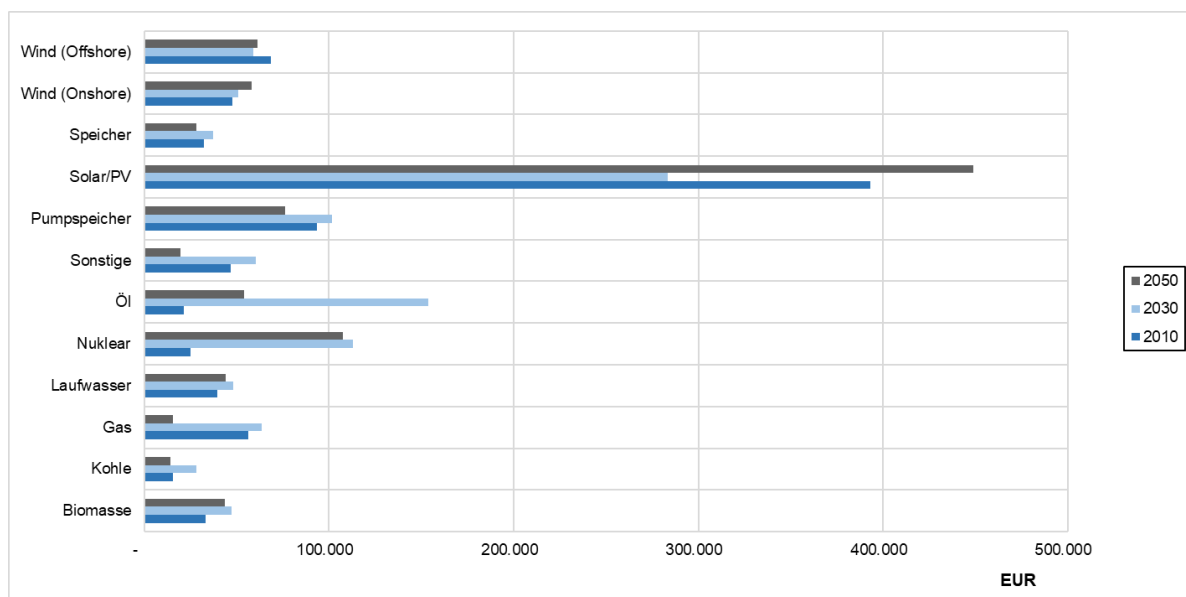


Abbildung 35: Verhältnis von Fixkosten und produzierter Energie. Eigene Darstellung.

Das schlechte Verhältnis von Solar/PV ist sofort ersichtlich. Während beinahe alle Werte unter 100.000 EUR pro GWh produzierter Energie liegen, liegt Solar/PV in allen drei betrachteten Jahren um ein Vielfaches darüber (392.980 EUR im Jahr 2010, 283.597 EUR im Jahr 2030, 448.956 EUR im Jahr 2050). Der Rückgang auf unter 300.000 EUR im Jahr 2030 ist darauf zurückzuführen, dass zu dieser Zeit viele Anlagen dieser Technologie schon beinahe am Ende ihrer ökonomischen Lebensdauer sind und somit nur mehr geringe Aufwendungen für Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen anfallen. Bei anderen erneuerbaren Energien wie der Wasserkraft sind die Anlagen meist auch am Ende der ökonomischen Nutzungsdauer noch in Betrieb, produzieren also ohne Fixkosten in Form von Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen. Das Argument der Lebensdauer würde auch auf die Windanlagen zutreffen, deren Nutzungslebensdauer und ökonomische Nutzungsdauer auch nicht weit auseinanderliegen. Bei Solar/PV kommt jedoch hinzu, dass diese Anlagen in den Ländern Mittel- und Nordeuropas, wo sie beispielsweise in Deutschland zu Beginn der 2010er Jahre sehr stark ausgebaut wurden, nur sehr geringe Volllaststunden aufweisen. Somit verbleiben für einen Betrieb, der ein besseres Verhältnis zwischen Fixkosten und produzierter Energie für die EVU aufweist, nur noch die südlichen Länder Europas.

Für die Kraftwerkstechnologie Pumpspeicher ist zu erwähnen, dass die Pumpspeicherkraftwerke nicht nur als Produzenten, sondern auch als Verbraucher auftreten. Die produzierte Energie der Pumpspeicherkraftwerke ist abzüglich der bezogenen Energie im Pumpbetrieb dargestellt, was in einem – zumindest für die restlichen Wasserkraftwerke (Speicher- und Laufwasserkraftwerke) – eher schlechten Verhältnis von Fixkosten zu produzierter Energie resultiert. Viele Pumpspeicherkraftwerke verfügen über einen natürlichen Zufluss, weshalb die produzierte Energie der Pumpspeicherkraftwerke höher als die bezogene Energie sein kann.

Die Kernenergie verzeichnet im Jahr 2030 und 2050 verglichen mit 2010 einen starken Anstieg. Dies ist durch die PLEX-Investitionen begründet. Viele der Kernkraftwerke, die in den 1960er und 1970er Jahren gebaut wurden, sind in diesem Zeitraum am Ende ihrer ökonomischen Nutzungsdauer angekommen. Die Betreiber solcher Kraftwerke müssen um eine Verlängerung der Betriebsgenehmigung ansuchen, was mit Investitionen zur Verlängerung der Lebensdauer einhergeht. Diese Investitionen verschlechtern daher das Verhältnis, da die schon beinahe zur Gänze abgeschrieben Kraftwerke wieder höhere Fixkosten durch die Investition verursachen. Für einen weiterhin sicheren Betrieb sind diese Investitionen jedoch unumgänglich.

Gut zu sehen ist, dass das konventionelle fossile System aus Kohle- und Gaskraftwerken nur geringe Fixkosten verursacht. Des Weiteren werden in späteren Jahren keine neuen Investitionen in Kohlekraftwerke getätigt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden bis ans Ende ihrer Nutzungslebensdauer eingesetzt, sofern es die Marktgegebenheiten erlauben. Dass keine Investitionen mehr in Kohlekraftwerke getätigt werden, verstärkt das gute Bild für diese Kraftwerkstechnologie, da keine neuen Fixkosten entstehen, aber die bestehenden Kraftwerke bis zur Stilllegung zur Energieproduktion genutzt werden.

Länderspezifische Ergebnisse

Als länderspezifisches Ergebnis sei Spanien erwähnt. Spanien weist ein besseres Verhältnis für Solar/PV auf, nichtsdestotrotz wäre Solar/PV beispielsweise im Jahr 2050 jene Kraftwerkstechnologie mit dem schlechtesten Verhältnis von Fixkosten zu produzierter Energie aller Technologien (174.365 EUR). Als Beispiel auf der anderen Seite sei Deutschland genannt, wo der Wert von Solar/PV im Jahr 2050 bei 601.256 EUR liegt.

6.3.2 Die Bedeutung der Kenntnis der Kosten des Kapitalstocks

Die Preisbildung des Gutes elektrische Energie basiert auf den Grenzkosten. Dies ist darin begründet, dass die zusätzliche Nachfrage die zusätzlichen Kosten tragen soll. Häufig werden unter den Grenzkosten nur die variablen Kosten verstanden. Die variablen Kosten beinhalten aber keine Wertminderung durch Anlagenbenutzung, welche für die zusätzliche Produktion berücksichtigt werden müsste. Die Grenzkosten sollten jedoch umfassender verstanden werden und neben den variablen Kosten auch die Wertminderung durch Anlagenbenutzung beinhalten und mögliche Kosten für eine Kapazitätserweiterung, falls notwendig, berücksichtigen. Ab einer bestimmten Nachfragemenge ist es sehr wahrscheinlich nicht mehr möglich, die Nachfrage mit der Produktion in den vorhandenen Anlagen zu decken. Entsprechend dieser umfassenderen Betrachtung können Grenzkosten in kurzfristige und langfristige Grenzkosten eingeteilt werden. Kurzfristig wird die vorhandene Kapazität als konstant angesehen, weshalb keine Kapazitätserweiterungen notwendig sind und die kurzfristigen Grenzkosten entsprechen tatsächlich den variablen Kosten, aber inklusive Wertminderung der Anlagen. Langfristig jedoch ist die vorhandene Kapazität nicht mehr ausreichend und Kapazitätserweiterungskosten müssen in den Grenzkosten enthalten sein (Stigler, 1999).

Das Problem der Kapazitätserweiterungskosten ist ein bekanntes Dilemma in regulierten Industrien und betrifft Produkte, die nicht speicherbar sind. Fallende Durchschnittskosten führen bei einer Preisbildung basierend auf den Grenzkosten zu Preisen, die unterhalb der Durchschnittskosten liegen. Kombiniert mit Spitzenlastzeiten und der damit einhergehenden Unterauslastung der verfügbaren Kapazität die restliche Zeit ist in diesem Fall eine alternative Preisbildung notwendig. Die Herausforderung liegt darin, Preise zu bilden, die die notwendige Kapazität auch zur Spitzenlastzeit zur Verfügung stellt, denn eine effiziente Nutzung sowie die Abdeckung der Gesamtkosten müssen sichergestellt werden (Steiner, 1957).

Innerhalb der Elektrizitätswirtschaft sind daher alternative Preiskonzepte sinnvoller. Die Grenzkostenpreisregel wird in der Elektrizitätswirtschaft angewandt, aber

- langfristig sind Vollkosten zu erwirtschaften, ansonsten ist die Eigenwirtschaftlichkeit, die bedingt, dass der Gewinn zumindest null ist und die Erträge die entstandenen Aufwendungen decken, nicht gegeben;

- nur die variablen Kosten zu berücksichtigen ist kurzfristig, da keine Kapazitätserweiterungen enthalten sind;
- durch mangelnde Speicherbarkeit sind Höchstlastkapazitäten notwendig und Reservehaltung erforderlich;
- bei fallenden Durchschnittskosten, die durch hohe Fixkosten und geringe variable Kosten gekennzeichnet sind, führen Grenzkosten langfristig gesehen zu Verlusten (Stigler, 1999).

Eine Möglichkeit, die Probleme zu lösen, wäre eine alternative Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Die alternative Preisbildung basiert auf Preisdifferenzierungen, wo von Anbietern für die gleiche Leistung bzw. das gleiche Produkt unterschiedlich hohe Preise festgelegt werden. Unter der Annahme, dass b den variablen Betriebskosten, die von den Brennstoffkosten, dem Wirkungsgrad und den CO₂-Aufwendungen abhängig sind, und β den Kapazitätskosten entspricht, entsprechen die kurzfristigen Grenzkosten b und die langfristigen Grenzkosten $b + \beta$. Langfristig gesehen müssen somit jene Abnehmer, die in der Hochlastperiode Strom beziehen und somit für die hohe Kapazität verantwortlich sind, $b + \beta$ bezahlen. Jene Abnehmer, die in der Schwachlastperiode Strom beziehen, bezahlen b (Steiner, 1957). β könnte für die Starklastperiode etwas geringer werden, unter der Annahme, dass die Anlage altert und jeder für die Wertminderung durch Alterung aufkommen soll. Daher soll auch den Strombeziehern in der Schwachlastperiode ein kleiner Anteil der Wertminderung durch Alterung verrechnet werden, womit die Wertminderung der Anlage teilweise auf beide Abnehmergruppen aufgeteilt wird (Stigler, 1999).

Bei fallenden Durchschnittskosten ist die Theorie des Zweitbesten (Ramsey, 1927) eine angemessene Methode zur Preisbildung. Innerhalb dieser Theorie wird die Wohlfahrt unter der Bedingung maximiert, dass das Unternehmen kostendeckend wirtschaftet. Im Ein-Gut-Fall sind Preis und Durchschnittskosten ident (fixe und variable Kosten werden genau abgedeckt). Im Mehr-Güter-Fall erfolgt ein Aufschlag auf die Grenzkosten unter Berücksichtigung der Preiselastizität der Abnehmergruppen (Ramsey, 1927). Diese Preise werden als effiziente Preise bezeichnet und weichen vom wohlfahrtsökonomischen Optimum ab. Wenn eine Abweichung der Preise vom wohlfahrtsökonomischen Optimum der Grenzkosten erforderlich ist, um die Gesamtkosten zu decken, wird der Preis in jenem Markt mit der geringeren Preiselastizität der Nachfragen proportional stärker erhöht (Stigler, 1999).

Bisher war die Ermittlung der Kapazitätskosten schwierig. Durch die Kapitalstockermittlung, welche auch die Fixkosten des Kapitalstocks durch Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen, also die Kosten der Kapazität, ermittelt, können die Kapazitätskosten β dargestellt werden. Durch Multiplikation von β mit der gesamten produzierten Energie können absolute Werte für β dargestellt werden.

Die Ermittlung und Berücksichtigung von β ist besonders interessant, da Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien wie Wind-, PV- und Wasserkraftwerke eigentlich nur Fixkosten aufweisen (keine Brennstoffkosten, keine CO₂-Aufwendungen). Die variablen Kosten sind hier im Vergleich zu den Fixkosten

vernachlässigbar. Daher sind diese Kraftwerkstechnologien durch abnehmende Durchschnittskosten gekennzeichnet, da nur die Fixkosten durch das Output bzw. durch die Erzeugung dividiert werden. Langfristig gesehen würde ein Strommarkt nur basierend auf erneuerbaren Energien und einer Preisbildung entsprechend der Grenzkosten zu Verlusten führen.

Dass erneuerbare Energien Grenzkosten von null aufweisen, ist nur kurzfristig von Relevanz. Langfristig gesehen müssen von den Unternehmen die Vollkosten erwirtschaftet werden, um zukünftig bestehen zu können. Darüber hinaus soll auch ein angemessener Gewinn inklusive einer entsprechenden Rendite für die Fremdkapitalgeber erzielt werden. Unter Berücksichtigung der Vollkosten bei Berechnung der Stromgestehungskosten sind die konventionellen thermischen Kraftwerke meist noch günstiger als Kraftwerke basierend auf erneuerbaren Energien (Küchler, et al., 2015). Um die erneuerbaren Energien zu unterstützen, wurde in vielen europäischen Ländern ein Fördersystem eingeführt, womit die Differenz zu den konventionellen Kraftwerken beseitigt werden soll. Die Förderung wird auf die Kunden umgelegt, weshalb Kunden im Rahmen der Energiewende einen höheren Betrag für den bezogenen Strom zu bezahlen haben.

Entscheidend für die Höhe von β ist auch die Lebensdauer des Kraftwerks. Je größer die Differenz zwischen Nutzungslebensdauer und ökonomischer Nutzungsdauer, desto länger ist der Zeitraum, in dem keine Fixkosten bestehend aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen zu bezahlen sind.

Zusammenfassend kann für die Preisbildung gesagt werden, dass nachhaltige Strompreise so gestaltet werden sollen, dass langfristig die Gesamtkosten gedeckt sind und richtige Investitionsanreize gegeben werden.

6.4 Technologiestruktur von Kapitalstock und Abschreibungen im Zeitvergleich

Die Technologiestruktur des Nettokapitalstocks ist in Abbildung 36 dargestellt. Die Technologien wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit gruppiert. Wind beinhaltet Onshore- und Offshore-Anlagen, Wasser besteht aus Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Der Nettokapitalstock ist unter Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte und der Nutzungslebensdauer dargestellt. Die Abschreibungen jedoch basieren auf den historischen Anschaffungswerten und der ökonomischen Nutzungsdauer, um die tatsächliche Höhe der Aufwendungen aus Abschreibungen für die Unternehmen darzustellen.

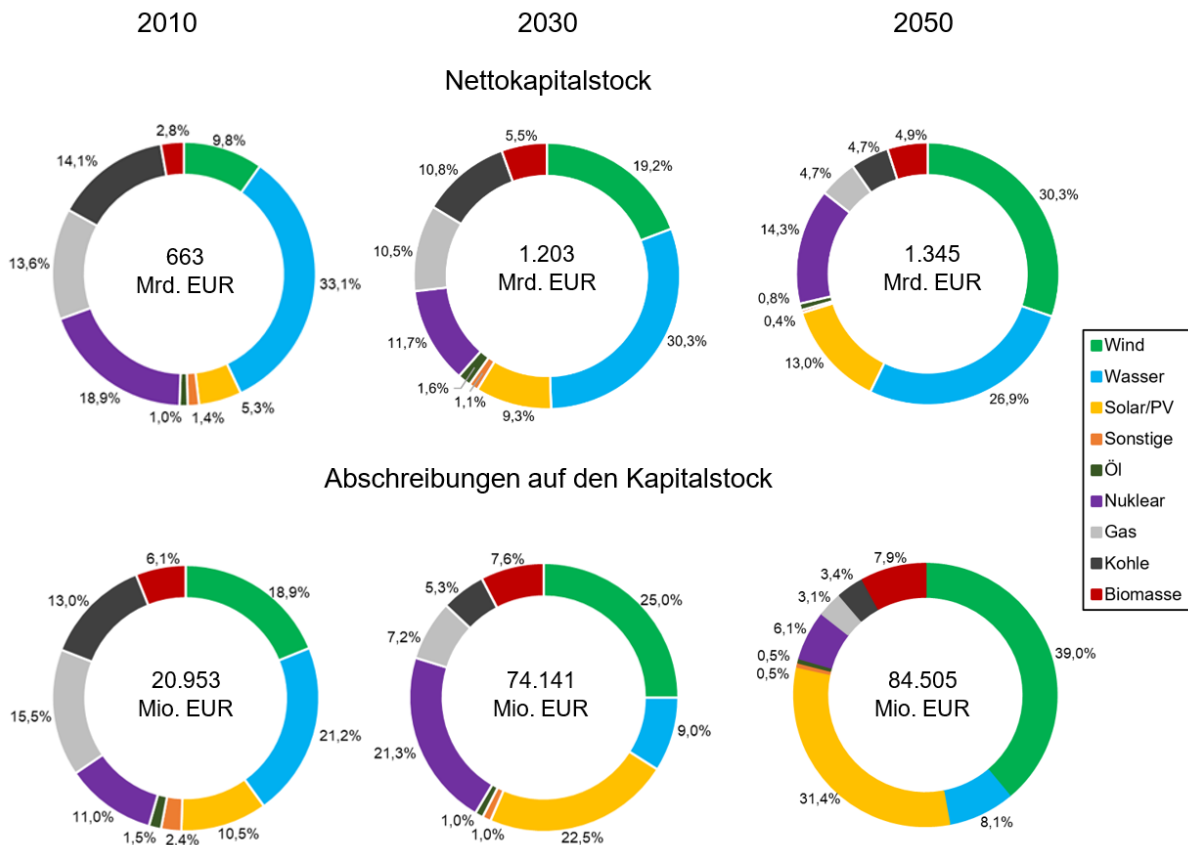


Abbildung 36: Technologiestruktur von Nettokapitalstock und Abschreibungen im Zeitvergleich. Eigene Darstellung.

Im Jahr 2010, als die Energiewende noch am Anfang stand, weist Solar/PV einen Anteil von 5,3 % am Nettokapitalstock auf. Im Jahr 2030 hat sich dieser Anteil bereits auf 9,3 % erhöht, bis Solar/PV im Jahr 2050 bei 13 % ankommt. Ein starker Anstieg ist bei der Windenergie zu beobachten, die ihren Anteil von 2010 bis 2030 auf 19,2 % um das Doppelte steigern konnte und im Jahr 2050 sogar knapp ein Drittel des gesamten Kapitalstocks (30,3 %) einnimmt. Einen weiteren großen Posten bei den erneuerbaren Energien bildet die Wasserkraft, die einen Rückgang des Nettokapitalstocks verzeichnet. Ihr Anteil sinkt von 33,1 % im Jahr 2010 auf 30,3 % im Jahr 2030. Dieser Rückgang setzt sich fort, bis die Wasserkraft im Jahr 2050 bei 26,9 % liegt.

Die grundlegende Güterstruktur des Nettokapitalstocks hat sich über den gesamten Zeitraum stark verändert. Das resultiert daraus, dass im Zuge der Energiewende vermehrt in erneuerbare Energien investiert wird. Die Wasserkraft nimmt über den gesamten Betrachtungszeitraum immer rund ein Drittel des Nettokapitalstocks ein, zeigt also ein relativ stabiles Bild. Das ist auf die verhältnismäßig lange Nutzungsdauer der Anlagen und hohen Wiederbeschaffungswerte der großteils alten Kraftwerke, gerade auch im Vergleich zu den vielen neu gebauten Wind- und PV-Anlagen, zurückzuführen.

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. Selbiges gilt unter den erneuerbaren Energien für Solar/PV. Zu mehr als 85 % setzten sich die elektrizitätswirtschaftlichen Abschreibungen im Jahr 2050 aus Abschreibungen auf erneuerbare Energien zusammen, im Vergleich zu 59 % im Jahr 2010. Unter Einbeziehung des Jahres 2006 lässt sich zeigen, dass sich der Anteil der erneuerbaren Energien an den gesamten Abschreibungen seither beinahe verdoppelt hat.

6.5 Kapitalstockkennzahlen

Nachfolgend wird detailliert auf die in Kapitel 3.3 vorgestellten Kapitalstockkennzahlen eingegangen. Diese beinhalten den Modernitätsgrad, die Kapitalproduktivität und den Beitrag des technologie-spezifischen Kapitalstocks zur Deckung der JHL.

6.5.1 Modernitätsgrad

Der Modernitätsgrad gibt das Verhältnis von Brutto- zu Nettoanlagevermögen wieder. Diese Kennzahl gibt Auskunft über den Alterungsprozess der Anlagen und zeigt, wie viel Prozent der Anlagegüter noch nicht durch Nutzung und Alterung im Wert gemindert sind (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2008). Der Modernitätsgrad des Kapitalstocks ist in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Modernitätsgrad des Kapitalstocks. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	2010	2030	2050
Biomasse	60 %	59 %	39 %
Kohle	39 %	43 %	25 %
Gas	69 %	48 %	29 %
Laufwasser	45 %	46 %	43 %
Nuklear	56 %	43 %	57 %
Öl	25 %	66 %	27 %
Sonstige	55 %	54 %	23 %
Pumpspeicher	49 %	58 %	49 %
Solar/PV	90 %	43 %	49 %
Speicher	35 %	47 %	43 %
Wind (Onshore)	75 %	55 %	47 %
Wind (Offshore)	81 %	64 %	50 %
Durchschnitt	57 %	52 %	40 %

Der Modernitätsgrad wird mit den Wiederbeschaffungswerten sowie für den Nettokapitalstock mit der Nutzungsdauer und der linearen Abschreibungsmethode berechnet. Tabelle 11 zeigt die Tendenz eines alternden Kapitalstocks. Der Modernitätsgrad des oben dargestellten Kapitalstocks zum Neuwert beziffert sich auf durchschnittlich 57 % im Jahr 2010; d. h. 57 % des Anlagevermögens sind in dieser Betrachtung bei Berücksichtigung der Nutzungsdauer noch nicht durch Verschleiß und Alterung im Wert gemindert. Der durchschnittliche Modernitätsgrad beträgt im Jahr 2030 52 % und im Jahr 2050 40 %. Zwischen 2010 und 2050 weisen nur Speicher- und Kernkraftwerke einen gestiegenen Modernitätsgrad auf. Der Modernitätsgrad der Pumpspeicherkraftwerke bleibt konstant. Während die Entwicklung des Modernitätsgrades bei den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken auf neue Anlagen

zurückzuführen ist, wurde in die Kernkraftwerke hauptsächlich im Zuge der Verlängerung der Betriebsgenehmigung investiert, während nur vergleichsweise wenige neue Anlagen in Betrieb gegangen sind. Der Modernitätsgrad ist im Jahr 2050 für die Kernkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie für Wind (Offshore) und Solar/PV eher hoch, während Kohle- und Gaskraftwerke sowie Sonstige einen eher niedrigen Modernitätsgrad aufweisen. Das zeigt, dass die fossilen Kohle- und Gaskraftwerke des konventionellen thermischen Systems an Bedeutung verlieren und auch Investitionstätigkeiten zukünftig nicht mehr auf diese Kraftwerkstechnologien fokussiert sind.

Trotz jährlicher Investitionen in die Elektrizitätswirtschaft altert der Anlagenbestand stark. Dies ist durch die eher kurze Nutzungsdauer der erneuerbaren Energien Wind (On- und Offshore) sowie Solar/PV begründet, die verglichen mit den Wasserkraftwerken als Vertreter der erneuerbaren Energien oder den Kernkraftwerken als Vertreter der konventionellen thermischen Kraftwerke sehr kurz ist. Je kürzer die Nutzungsdauer, desto schneller altert der Kraftwerkspark.

6.5.2 Kapitalproduktivität

Die Kapitalproduktivität gibt das Verhältnis der jährlichen produzierten Energie und des annualisierten Kapitalstocks wieder. Für Produktivitätsanalysen des eingesetzten Kapitals wird auf den annualisierten Bruttokapitalstock als Referenz für die gesamte vorhandene Anlagenkapazität zurückgegriffen. Die produzierte Energie umfasst die jährliche produzierte Energie des Redispatch-Modells in kWh. Der Bruttokapitalstock wurde mit den Wiederbeschaffungswerten berechnet und unter Berücksichtigung der durchschnittlichen technologiespezifischen Nutzungsdauer auf ein Jahr umgerechnet.

Nachfolgend ist die Kapitalproduktivität einer jeden Kraftwerkstechnologie für den Bruttokapitalstock für ausgewählte Jahre in Abbildung 37 dargestellt.

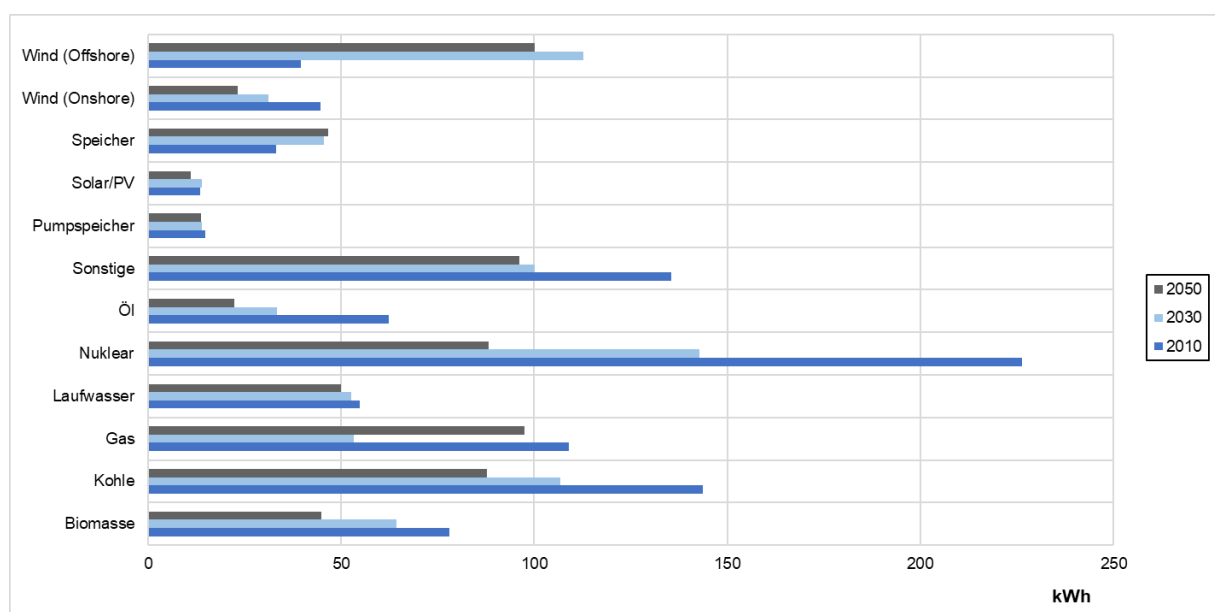


Abbildung 37: Kapitalproduktivität des annualisierten Bruttokapitalstocks. Eigene Darstellung.

Die Produktivität unter den erneuerbaren Energien ist im Jahr 2050 für die Windenergie (Offshore) sehr hoch. Das in diesem Jahr eingesetzte Kapital ist sehr produktiv und weist von allen Kraftwerkstechnologien im Jahr 2030 und 2050 die höchsten Werte auf. Im Jahr 2050 ist auch die Kapitalproduktivität der Kraftwerkstechnologien Sonstige und Gas sehr hoch. Die Kapitalproduktivität der Gaskraftwerke ist von 2010 auf 2030 gesunken, jedoch von 2030 auf 2050 wieder angestiegen. Die Gaskraftwerke kompensieren in dieser Zeit einen Teil der früher in den französischen Kernkraftwerken produzierten Energie, welche ab den 2040er Jahren trotz PLEX langsam außer Betrieb gehen. Die Kraftwerkstechnologie Nuklear zeigt im Jahr 2010 und 2030 die höchste Kapitalproduktivität, was sich aber im Jahr 2050 aufgrund der Stilllegung vieler Kernkraftwerke ändert.

Die geringste Kapitalproduktivität weist Solar/PV auf. Diese Kraftwerkstechnologie lässt in allen drei dargestellten Jahren die geringste Kapitalproduktivität erkennen. An vorletzter Stelle liegen die Pumpspeicherkraftwerke. Bei den Pumpspeicherkraftwerken muss aber darauf hingewiesen werden, dass die von den Pumpspeicherkraftwerken bezogene Energie im Pumpbetrieb schon von der produzierten Energie abgezogen ist. Die Wirkungsgradverluste sind ebenso berücksichtigt. Des Weiteren erfüllen Pumpspeicherkraftwerke eine wichtige Aufgabe im Gesamtsystem. Durch Pumpspeicherkraftwerke kann Überschussstrom zu Zeiten mit niedrigem Bedarf im Pumpbetrieb dazu genutzt werden, um Wasser vom Unter- in das Oberbecken zu pumpen. In Zeiten mit einem hohen Bedarf und/oder niedriger Erzeugung fließt das hoch gepumpte Wasser wieder nach unten durch die Turbine und Elektrizität wird ins Netz eingespeist (Turbinenbetrieb).

Die Abbildung zeigt deutlich, dass zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien mehr Kapital notwendig ist als zur Produktion von Strom in konventionellen thermischen Kraftwerken. Dieses Bild verändert sich auch unter Berücksichtigung der historischen Anschaffungswerte nicht.

Das Ergebnis der Kapitalproduktivität ist in allen betrachteten Ländern recht harmonisch. Einziges wirkliches Unterscheidungsmerkmal ist Solar/PV und in kleinerem Umfang auch Wind, welche beide dargebotsabhängig und stark standortabhängig sind und europaweit doch recht unterschiedliche Volllaststunden aufweisen. So führt die höhere Sonneneinstrahlung im südlichen Spanien, Portugal, Italien und Griechenland zu einer höheren produzierten Energie aus Solar/PV als in Mittel- und Nordeuropa.

6.5.3 Der Beitrag des technologiespezifischen Kapitalstocks zur Jahreshöchstlast

Nachfolgend wird die Wertigkeit einer bestimmten Stromerzeugung bezüglich ihres Beitrages zur Deckung der JHL dargestellt und diskutiert. Die Wertigkeit der Stromerzeugung ist abhängig vom Zeitpunkt der Stromproduktion. Hierbei ist es wichtig, dass Strom dann erzeugt wird, wenn er nachgefragt wird. Kann eine Kraftwerkstechnologie zur Deckung der JHL viel beitragen, gilt diese Technologie als sicher und zuverlässig. Idealerweise entspricht die Erzeugung der Kraftwerkstechnologie dem zu dieser Zeit auftretenden Bedarf. Das heißt, dass die Stromerzeugung beispielsweise

in den frühen Abendstunden im Winter eine höhere Wertigkeit hat als in den frühen Abendstunden im Sommer. Hinzugefügt werden muss, dass zukünftig die Bedeutung der Speichertechnologien im Elektrizitätssystem zunehmen wird. Load Shifting (Gellings, 1985), d. h. das Verschieben der Last durch den Einsatz von Speichern und Demand Side Management, wird zukünftig die JHL ändern. Dies kann jedoch in der folgenden Betrachtung nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 38 zeigt die produzierte Energie zum Zeitpunkt der JHL. Die JHL tritt in der durchgeführten Simulation im Winter auf (abends im Jänner).

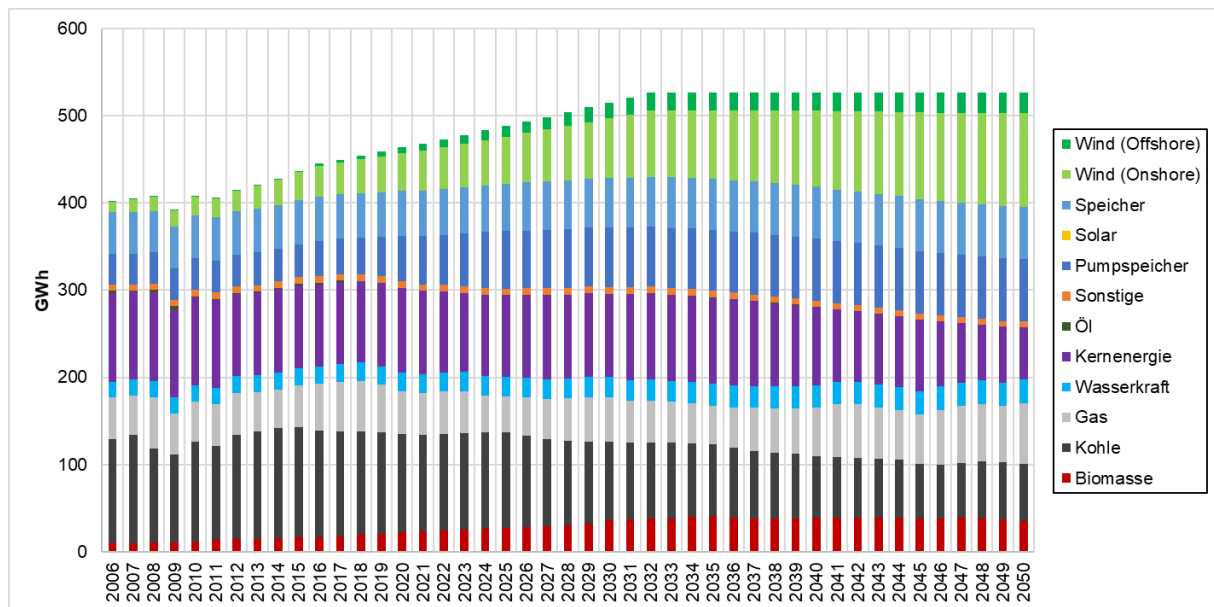


Abbildung 38: Beitrag der Kraftwerkstechnologien zur Deckung der JHL. Eigene Darstellung.

Die Abbildung zeigt, dass die Wertigkeit von Solar/PV als Beitrag zur Deckung der JHL gleich null ist. Solar/PV kann zu diesem Zeitpunkt keinen Beitrag leisten, da es sich um dunkle Abendstunden handelt.

Der Anteil des konventionellen thermischen Systems nimmt über die gesamte Zeitspanne betrachtet ab. Während der Beitrag der Kohle- und Gaskraftwerke im Jahr 2006 noch bei über 40 % liegt, ersetzen erneuerbare Energien die konventionellen Kraftwerke. Der Beitrag der Kohle- und Gaskraftwerke liegt im Jahr 2050 im verwendeten Szenario bei rund 25 %, wobei der Anteil der Gaskraftwerke leicht ansteigt und jener der Kohlekraftwerke stark zurückgeht. Die Kohle- und Gaskraftwerke werden durch Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien substituiert. Einen durchwegs hohen Anteil weisen Wasserkraftwerke in ihrer Gesamtheit auf (Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke), wobei die Pumpspeicherkraftwerke einen besonders hohen Anteil einnehmen. Der Anteil der Wasserkraftwerke liegt in der gesamtkontinentaleuropäischen Betrachtung bei 30 % im Jahr 2050 und ist somit – gefolgt von Wind (Onshore) mit 20 % im Jahr 2050 – jene Kraftwerkstechnologie mit dem höchsten Beitrag zur Deckung der JHL. Die Wasserkraft kann daher als besonders sicher und zuverlässig angesehen werden, obwohl es sich um eine regenerative und dargebotsabhängige (volatile) Kraftwerkstechnologie handelt.

Abbildung 39 zeigt den Beitrag zur Deckung der JHL, unterteilt in das erneuerbare und thermische System.

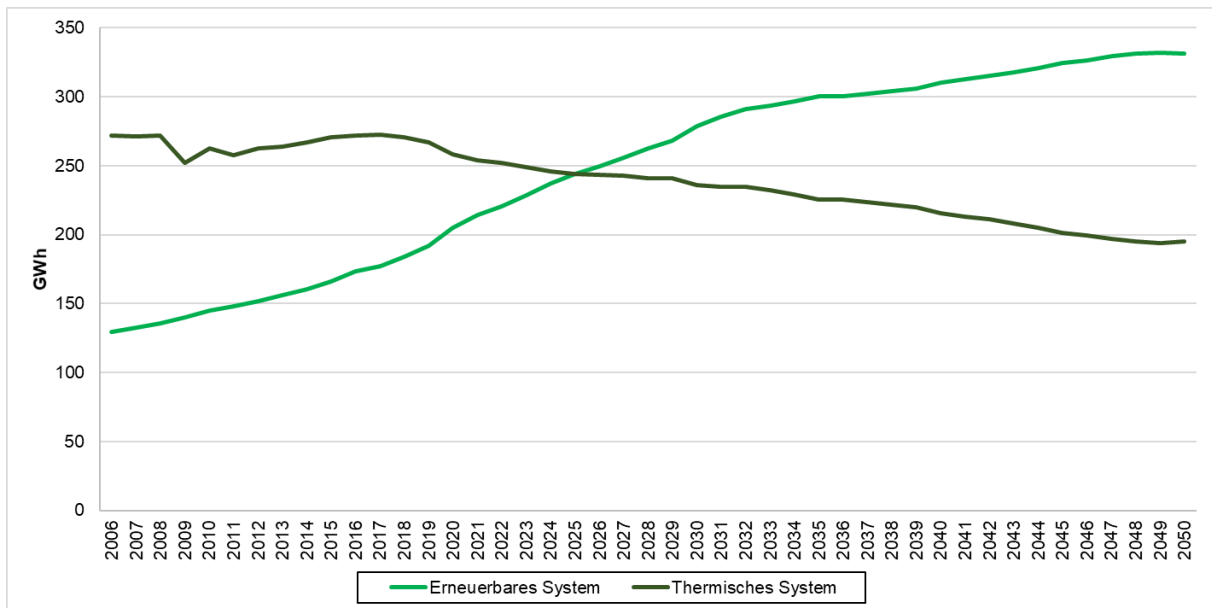


Abbildung 39: Beitrag des erneuerbaren und thermischen Systems zur Deckung der JHL. Eigene Darstellung.

Im Jahr 2026 übersteigt der Beitrag des erneuerbaren Systems zur Deckung der JHL jenen des thermischen Systems. Der Beitrag des erneuerbaren Systems liegt im Jahr 2006 bei 32 % und steigt über die Jahre kontinuierlich an, bis der Beitrag dieses Systems im Jahr 2050 63 % erreicht.

Die Kombination der diskutierten Abbildungen und Zahlen mit den Kapitalstockzahlen zeigt, wie produktiv eine jede Kraftwerkstechnologie im Verhältnis zum annualisierten Zeitwert (Nettokapitalstock) zum besonderen Zeitpunkt der JHL ist. Diese Kombination ist in Abbildung 40 dargestellt.

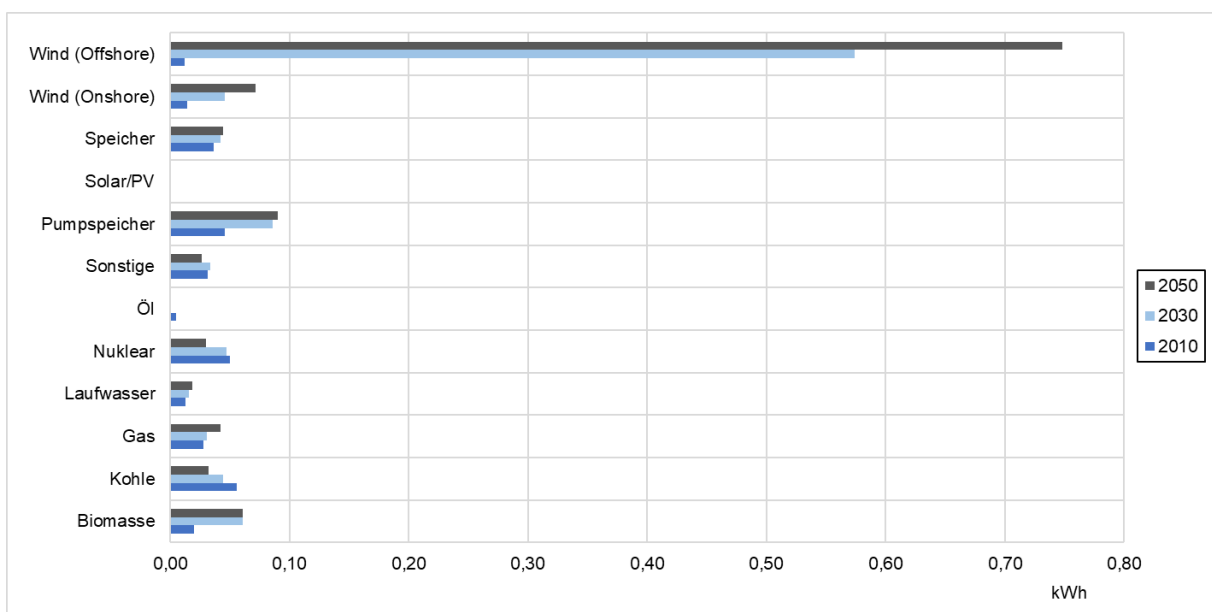


Abbildung 40: Annualisierter Nettokapitalstock im Verhältnis zur während der JHL produzierten Energie. Eigene Darstellung.

Abbildung 40 zeigt, dass Wind (Offshore) in dieser Betrachtung dominiert. Im Jahr 2030 und 2050 weist Wind (Offshore) mit sehr großem Abstand vor den Pumpspeicherkraftwerken das produktivste Kapital zum Zeitpunkt der JHL auf. Diesen zwei Technologien kommt somit zum Zeitpunkt der JHL die höchste Wertigkeit zu. Vorsicht ist jedoch geboten, da die Windenergie sehr volatil ist und die installierte Leistung nicht gesichert zur Verfügung steht. Die Pumpspeicherkraftwerke jedoch können als Konsument und Produzent auftreten und flexibel eingesetzt werden. Dies unterstreicht die bereits erwähnte besondere Rolle der Pumpspeicherkraftwerke für das Elektrizitätssystem. Im Jahr 2010 war zum Zeitpunkt der JHL die Kohle jene Kraftwerkstechnologie mit dem am produktivsten eingesetzten Kapital. An zweiter Stelle liegt die Kraftwerkstechnologie Nuklear. Dieses Bild ändert sich jedoch signifikant. Kohle und Nuklear verlieren kontinuierlich an Bedeutung. Viele Kernkraftwerke erreichen auch unter Berücksichtigung von PLEX in den 2040er Jahren das Ende der Nutzungsdauer. Das am wenigsten produktive Kapital zum Zeitpunkt der JHL ist bei Solar/PV und Öl zu finden. Das Kapital aus Solar/PV ist zum Zeitpunkt der JHL nicht produktiv, da diese Kraftwerkstechnologie zu diesem Zeitpunkt keinen Beitrag zur Stromproduktion leistet. Dasselbe gilt für die Ölkraftwerke, welche auch nicht zur Deckung der JHL eingesetzt werden.

6.6 Alter des Kraftwerksparks

Durch Kenntnis des Alters des Kraftwerksparks können zukünftige Investitionsentscheidungen geplant werden. Eine übersichtliche Darstellung des Alters zeigt, welche Kraftwerke bzw. Kraftwerkstechnologien zukünftig das Ende der Nutzungsdauer erreichen. Um den Zeitpunkt der Reinvestition planen zu können, müssen Informationen zum Alter des Kraftwerks vorhanden sein, um am Ende der Nutzungsdauer zu reinvestieren. Weiters beeinflusst die Altersstruktur des Kraftwerksparks wesentlich zukünftige fixe Aufwendungen. Die Altersstruktur unterstützt die Hypothese, dass der bestehende Kraftwerkspark aufgrund des Ausscheidens aus dem Produktionsprozess durch Alterung und Nutzung einen Erneuerungsbedarf aufweist. Zusätzlich zu den Ersatzinvestitionen werden Investitionen für den Umbau des Energiesystems getätigt.

Abbildung 41 und Abbildung 42 zeigen die Altersstruktur des Kraftwerksparks der betrachteten Länder im Jahr 2017 (Abbildung 41) und im Jahr 2050 (Abbildung 42). Die Darstellung in beiden Jahren reicht dabei bis zum Alter von 60 Jahren, ältere Kraftwerke scheinen in diesen Abbildungen nicht auf. Einige wenige Kraftwerke sind auf diese Weise aus der Betrachtung ausgeschlossen, da sie ein Alter über 60 Jahren aufweisen. Diese Kraftwerke sind jedoch nur in sehr geringem Ausmaß vertreten und weisen nur eine äußerst niedrige installierte Leistung auf, weshalb sie in einer Darstellung über einen längeren Zeitraum in den Abbildungen nicht einmal sichtbar wären. Wasserkraftwerke, bei denen ein Refurbishment durchgeführt wird, stehen nach erfolgter Investition wieder am Beginn eines neuen Lebenszyklus mit einer neuen ökonomischen Nutzungsdauer und Nutzungsdauer. Bei einem 60 Jahre alten Wasserkraftwerk wird am Ende des 60. Jahres ein Refurbishment durchgeführt. Das Refurbishment führt zum Beginn eines neuen Lebenszyklus der Anlage.

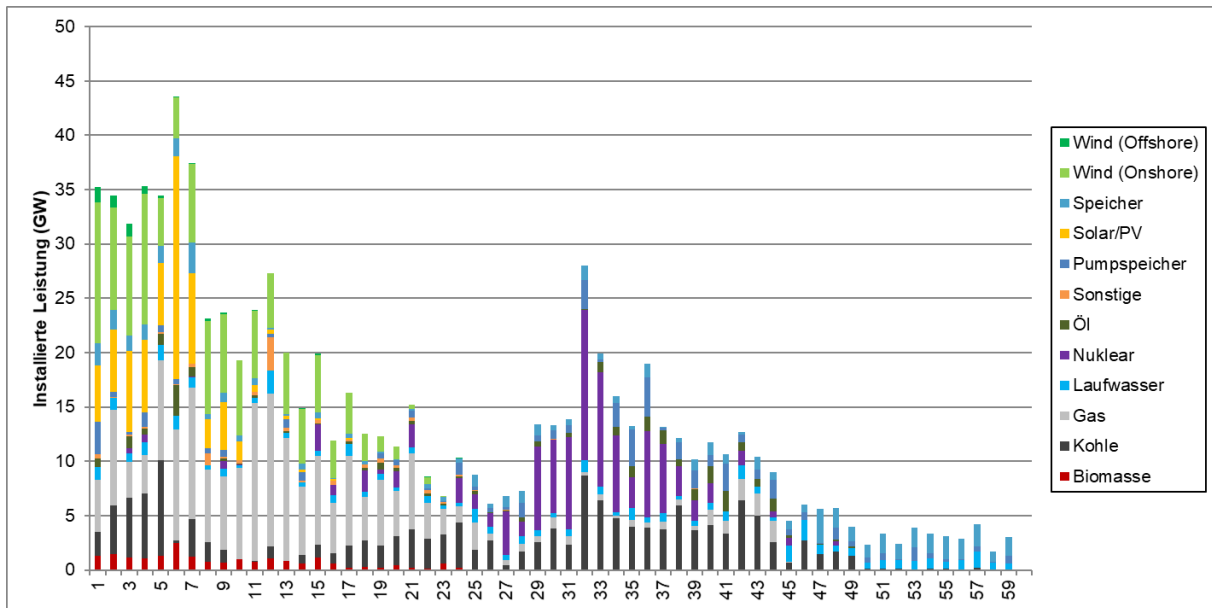


Abbildung 41: Altersstruktur des Kraftwerksparks der betrachteten Länder im Jahr 2017. Eigene Darstellung.

Gut zu sehen sind die in der Vergangenheit getroffenen Investitionsentscheidungen, d. h., auf welche Technologien in der Vergangenheit gesetzt wurde. In Abbildung 41 ist gut ersichtlich, dass Wasserkraftwerke zu den ältesten Kraftwerken gehören. Danach folgen Kohle sowie Kernkraftwerke, welche ein Alter von etwa 25 bis 45 Jahren aufweisen. Gaskraftwerke gehören zu den jüngeren Kraftwerken mit einem Alter von etwa 1 bis 25 Jahren. Wind (On- und Offshore), Solar/PV und Biomasse zählen zu den sehr jungen Kraftwerkstechnologien. In diese Technologien wurde vor allem in den letzten 15 Jahren investiert, wobei Solar/PV in der Abbildung die jüngste Kraftwerkstechnologie ist. Das Ausscheiden von alten Kraftwerken, was vor allem thermische Kraftwerke umfasst, führt dazu, dass der Kapitalstock einen Erneuerungsbedarf aufweist, da diese Kraftwerke am Ende der Nutzungsdauer zu ersetzen sind.

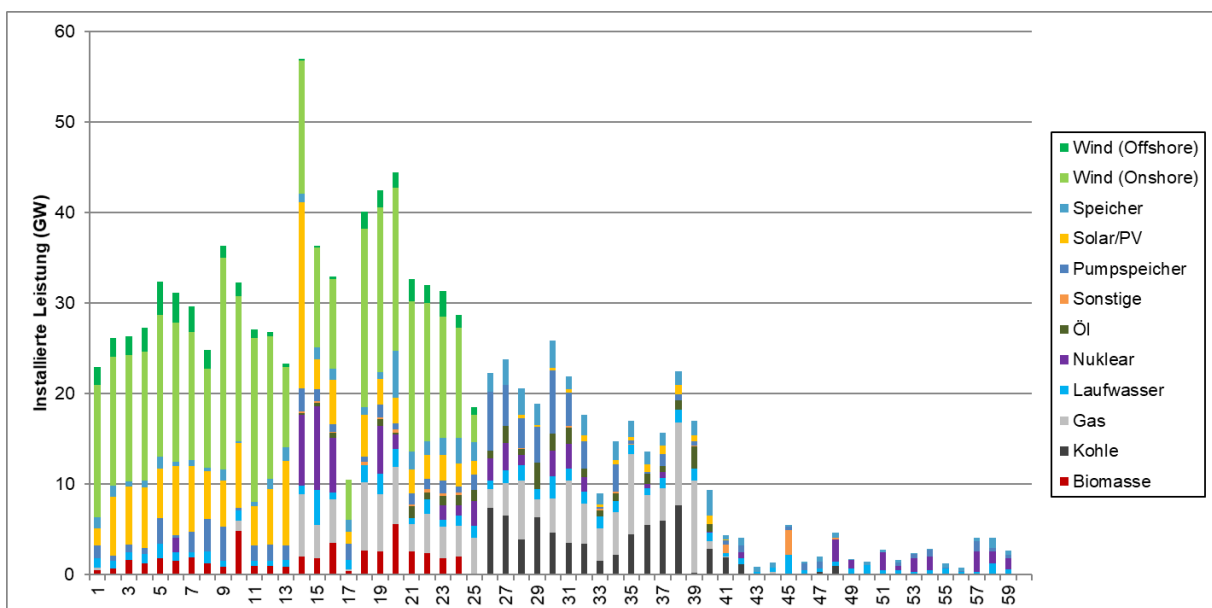


Abbildung 42: Altersstruktur der Kraftwerksparks der betrachteten Länder im Jahr 2050. Eigene Darstellung.

Die Altersstruktur der Kraftwerke im Jahr 2050 unterscheidet sich deutlich von jener aus dem Jahr 2017. In dieser Zeitspanne von 33 Jahren zeigt sich, dass Investitionen in den konventionellen thermischen Kraftwerkspark nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Während noch vereinzelt in Gaskraftwerke investiert wird, scheiden die Kohlekraftwerke langsam aber sicher aus dem Produktionsprozess elektrischer Energie aus. Das Ausscheiden der Kohlekraftwerke hätte eine Stromproduktion mit niedrigeren CO₂-Emissionen zur Folge, da Kohlekraftwerke jene Kraftwerke mit den höchsten CO₂-Emissionen pro produzierter Kilowattstunde sind (Ströbele, et al., 2012).

Investitionen in den Kraftwerkspark setzen sich im betrachteten Szenario in den kommenden Jahren zum weitaus größten Teil nur noch aus Investitionen in erneuerbare Energien zusammen, wie in Abbildung 42 dargestellt. Ein Teil der Investitionen ersetzt den bis dahin bestehenden Kapitalstock (Ersatzinvestitionen), andere Investitionen erweitern den bestehenden Kapitalstock, was auch an der höheren installierten Leistung des Systems gezeigt wird. Bei einem Vergleich beider Abbildungen zur Altersstruktur wird ersichtlich, dass die Höhe der installierten Leistung eines Jahres über die Zeit zunimmt. Dies ist dadurch zu begründen, dass thermische Kraftwerke bedarfsgerecht eingesetzt werden können und über beinahe jede Stunde eines Jahres (mit Ausnahme der Zeiten für Revisionen, etc.) zur Verfügung stehen. Erneuerbare Energien sind jedoch volatil und können nur Strom produzieren, wenn auch ein entsprechendes Angebot der erneuerbaren Energie vorhanden ist. Aus diesem Grund muss die installierte Leistung der erneuerbaren Energien höher sein als jene des thermischen Kraftwerksparks.

Besonderheit: Wasserkraftwerke

Eine besondere Rolle hinsichtlich der Betrachtung der Lebensdauer nehmen die Wasserkraftwerke ein. Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke weisen von allen Kraftwerkstechnologien die längste Nutzungslebensdauer auf. Bei keiner anderen Kraftwerkstechnologie ist es möglich, mit nur so geringen Investitionen in Refurbishment-Maßnahmen die Nutzungslebensdauer um so viele Jahre zu verlängern. Die Nutzungslebensdauer eines Wasserkraftwerks erstreckt sich über viele Generationen, wodurch die zukünftigen Generationen von der Investition der vorhergehenden Generation profitieren können. Speziell in Österreich und in der Schweiz – Länder, die aufgrund ihrer geographischen Lage die Wasserkraft gut nutzen können – sind viele Wasserkraftwerke, vor allem Klein- und Kleinstwasserkraftwerke, seit weit über 100 Jahren in Betrieb. Diese Kraftwerke sind aufgrund der Annahme des durchgeführten Refurbishments am Ende der Nutzungslebensdauer von 60 Jahren allerdings nicht mit ihrem „tatsächlichen“ Alter in den gezeigten Abbildungen zur Altersstruktur enthalten.

Typisch für ein Kraftwerk ist die Verknüpfung von verschiedensten technischen Komponenten und die Zusammenarbeit verschiedener Fachgebiete. Gerade bei Wasserkraftwerken umfasst der Bau der Anlage u. a. die Fachgebiete Tief- und Hochbau sowie Elektronik und Maschinenbau. Alle Anlagenkomponenten sind mit einer unterschiedlichen ökonomischen Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer behaftet. Bei einem Refurbishment von Wasserkraftwerken wird meist nur die maschinelle und

elektrotechnische Ausrüstung erneuert, da die baulichen Anlagen wie Staudamm, Talsperre oder Begleitdämme nicht wirklich altern. Manche Autoren gehen davon aus, dass die baulichen Teile eines Wasserkraftwerks wie die Talsperre eines Speichersees auch nach 150 Jahren noch keineswegs am Ende ihrer Lebensdauer angelangt sind. Die maschinelle und elektrotechnische Ausrüstung eines Wasserkraftwerks ist im Vergleich zu den baulichen Anlagen nur für einen geringen Teil der Investitionskosten verantwortlich. Der Ersatz dieser Teile stellt in den meisten Fällen keinen enormen finanziellen Aufwand dar, der zusätzlich mit einer Steigerung des zukünftigen Energieertrags einhergehen kann (Frischknecht, 1996; Engel, et al., 1985). Details zur Zusammensetzung der Investitionskosten in ausgewählte Wasserkraftwerke finden sich in der Österreichischen Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft (1948-1993).

Abbildung 43 gibt einen Überblick über die Altersstruktur von Wasserkraftwerken in drei ausgewählten Ländern. Österreich, Schweiz und Frankreich wurden gewählt, da zum einen die Nutzung der Wasserkraft in diesen Ländern aufgrund der geographischen Gegebenheiten und der hohen Verfügbarkeit der Wasserkraft im Gebiet der Alpen die Nutzung der Wasserkraft schon eine lange Tradition hat. Zum anderen ist die installierte Leistung der Wasserkraftwerke in diesen Ländern hoch. Des Weiteren weisen diese Länder eine gute Durchmischung der Kraftwerkstechnologien auf. Es sind sowohl Lauf- und Schwellwasserkraftwerke als auch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in großer Zahl und mit hoher installierter Leistung zu finden.

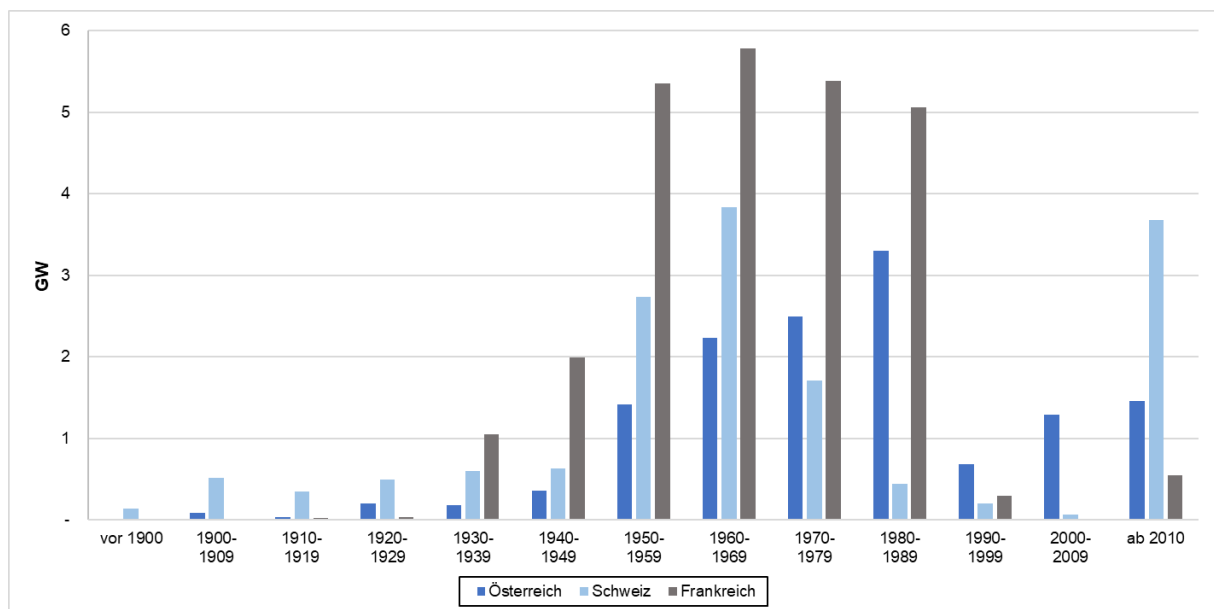


Abbildung 43: Altersstruktur von Wasserkraftwerken (Lauf-, Schwell-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) in ausgewählten Ländern. Eigene Darstellung.

Die Abbildung zeigt die in der ATLANTIS Datenbank hinterlegten Inbetriebnahmejahre der Kraftwerke ohne Berücksichtigung des automatischen Refurbishments, sobald das Kraftwerk ein Alter von 60 Jahren erreicht. Es ist ersichtlich, dass ein Großteil der Kraftwerke zwischen 1950-1989 gebaut worden

ist. Bei einer angenommenen ökonomischen Nutzungsdauer von 50 Jahren sind viele der in Abbildung 43 dargestellten Kraftwerke buchhalterisch schon vollständig abgeschrieben.

Die in der Vergangenheit getätigten Investitionen bestimmen maßgeblich die Altersstruktur des Kraftwerksparks und die daraus resultierenden fixen Aufwendungen. Je länger die Nutzungslebensdauer eines Kraftwerks ist, umso länger ist der zeitliche Abstand zur Reinvestition. Je weiter die Nutzungslebensdauer und die ökonomische Nutzungsdauer voneinander abweichen, desto länger ist die Zeit, in der – vor allem bei den Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien – fast nur Erträge anfallen. Die Erträge sollen für die Reinvestition in ein neues Kraftwerk verwendet werden. Die Abschreibungsdauer beeinflusst die zukünftigen fixen Aufwendungen wesentlich. Vor allem bei Wasserkraftwerken ist die Differenz zwischen ökonomischer Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer sehr groß. Ein Investitionsbeispiel in ein Wasserkraftwerk, welches auch ein Refurbishment beinhaltet, ist in Kapitel 3.5.2 dargestellt.

6.7 Cashflow und Investitionen in den Kraftwerkspark

Investitionen sind notwendig, um das Niveau des Kapitalstocks zu halten und um eine nachhaltige Entwicklung zu garantieren (siehe Kapitel 3.5). Speziell in langlebigen und kapitalintensiven Branchen wie der Elektrizitätswirtschaft ist es wichtig, dass für den Substanzerhalt in neue Kraftwerke und in Refurbishment-Maßnahmen investiert wird. Kapital für Investitionen stammt idealerweise aus dem Cashflow. Der Cashflow stellt die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben aus laufender Geschäftstätigkeit dar (Wöhe & Döring, 2013) und setzt sich im Groben aus den Aufwendungen für Abschreibungen und dem Gewinn zusammen. Die Bildung von Vermögen, also das Investieren in Anlagevermögen, wird als Treiber des Wohlstandes angesehen. Die Auf- und Abbauraten des Systems gelten in diesem Zusammenhang als Indikatoren für nachhaltige Entwicklung (The World Bank, 2006).

Die Energiewende verlangt u. a. einen Wechsel der Primärenergieträger, weshalb das Elektrizitätssystem umgebaut werden muss. Dies bedingt hohe Sparquoten und hohe Investitionen in die neue Elektrizitätsinfrastruktur. Da das neue System mit neuen Primärenergieträgern mit höheren Fixkosten als bisher verbunden ist, soll der Umbau des Systems mit möglichst geringen Kosten einhergehen. Dies bedingt, dass der Umbau des Elektrizitätssystems mit dem Cashflow finanziert wird. Die Investitionen in das neue System sollten daher dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital entsprechen. Nachfolgend werden einige Abbildungen zum Cashflow und den Investitionen in das System dargestellt.

Abbildung 44 zeigt die Bruttoinvestitionen (ohne Berücksichtigung der Abschreibungen im Inbetriebnahmejahr) eines jeden Jahres in das erneuerbare und thermische Elektrizitätssystem.

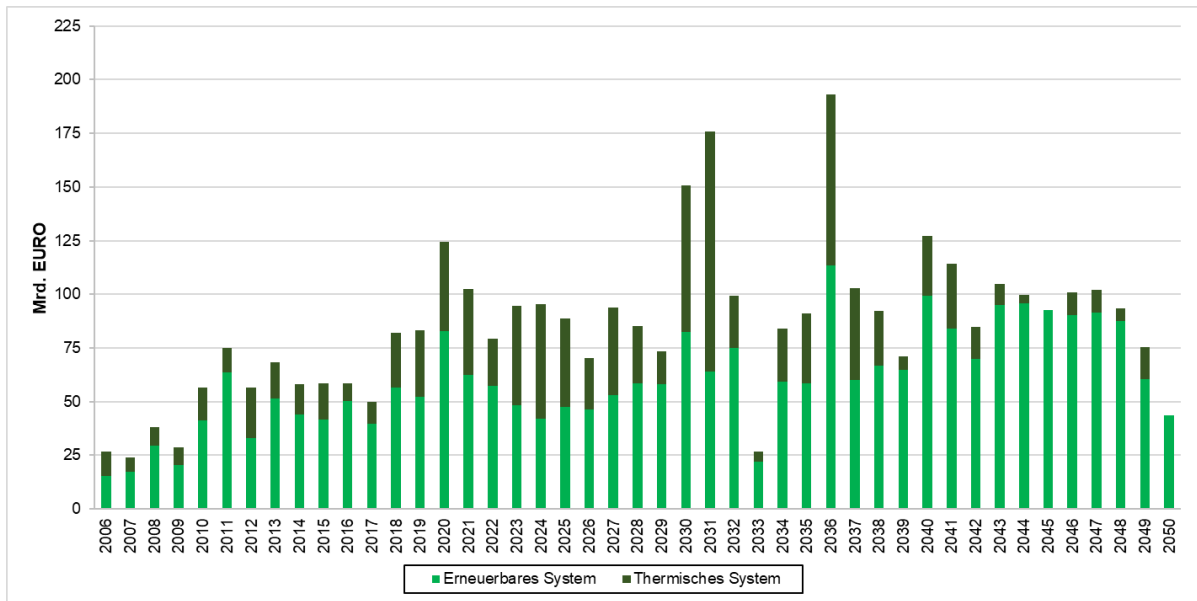


Abbildung 44: Investitionen in das erneuerbare und thermische Elektrizitätssystem. Eigene Darstellung.

Gut zu sehen ist, dass das Niveau der Investitionen in das erneuerbare System ansteigt. Die hohe Investition im Jahr 2036 in das erneuerbare System ist dadurch begründet, dass Wind- und PV-Anlagen im Simulationsmodell automatisch am Ende der Nutzungsdauer erneuert werden. Im Jahr 2011 gingen im Zuge der Energiewende sehr viele Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien erstmals ans Netz. Nach einer Nutzungsdauer von 25 Jahren werden diese Anlagen im Jahr 2036 ersetzt. Aufgrund der Inflation in dieser Zeit (Annahme für zukünftige Jahre, für die keine Prognosen vorhanden sind: 2 % p.a.) gibt es zwischen der Erstinvestition und der Ersatzinvestition trotz der Berücksichtigung von Lernkurveneffekten, welche die Preise abhängig von der installierten Leistung verringern, Preisanstiege. Zusätzlich werden in diesem Jahr Investitionen in PLEX bei Kernkraftwerken getätigt.

Abbildung 45 zeigt die anteiligen Investitionen nach Kraftwerkstechnologie aufgeteilt.

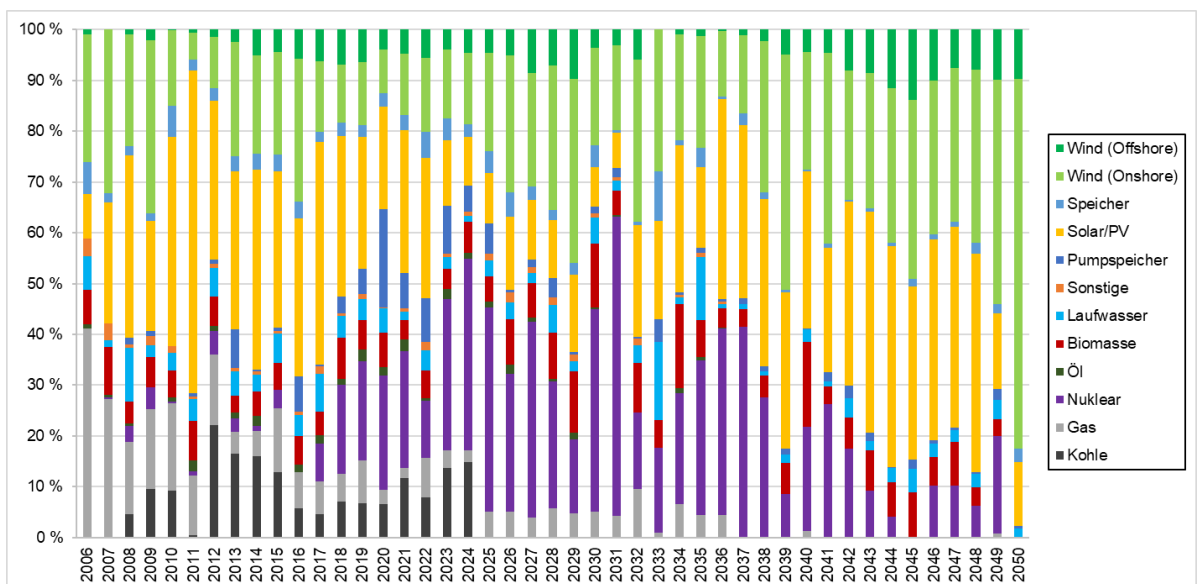


Abbildung 45: Anteilige technologiespezifische Investitionen in das Elektrizitätssystem. Eigene Darstellung.

Der größte Teil der Investitionen in das erneuerbare System ist auf Wind (Onshore) und Solar/PV zurückzuführen. Diese Investitionen machen in den meisten Fällen weit mehr als 50 % aller jährlichen Investitionen aus. Der größte Teil der Investitionen in das thermische System stammt von Investitionen in Kernkraftwerke. Hierbei handelt es sich aber in fast allen Fällen nicht um einen Neubau, sondern um eine Investition aufgrund von PLEX bzw. zur Verlängerung der Betriebsgenehmigung. Bis ins Jahr 2050 steigen die kumulierten Investitionen von 26,8 Mrd. EUR auf 3.798 Mrd. EUR. Hiervon entfallen 1.107 Mrd. EUR auf das thermische System und 2.690 Mrd. EUR auf das erneuerbare System. Dies zeigt den enormen Investitionsbedarf, der für die Transformation des Elektrizitätssystems im Rahmen der Energiewende notwendig ist. Ab dem Jahr 2040 stagnieren die Investitionen in das thermische System, wobei in etwa ab dem Jahr 2025 die Investitionen in das thermische System fast nur noch Investitionen in Kernkraftwerke beinhaltet.

Die Investitionen in das Elektrizitätssystem sollen aus dem Cashflow finanziert werden. Abbildung 46 zeigt das aus dem Cashflow zur Verfügung stehende Kapital, welches sich nachfolgend aus den Abschreibungen und dem Bilanzgewinn zusammensetzt. Der Bilanzgewinn wurde für jedes in ATLANTIS hinterlegte Unternehmen berechnet und nach Ländern bzw. für alle Länder gesamt aufsummiert. Der Bilanzgewinn ergibt sich aus der Differenz zwischen erwirtschaftetem Gewinn abzüglich der auszuschüttenden Dividende.

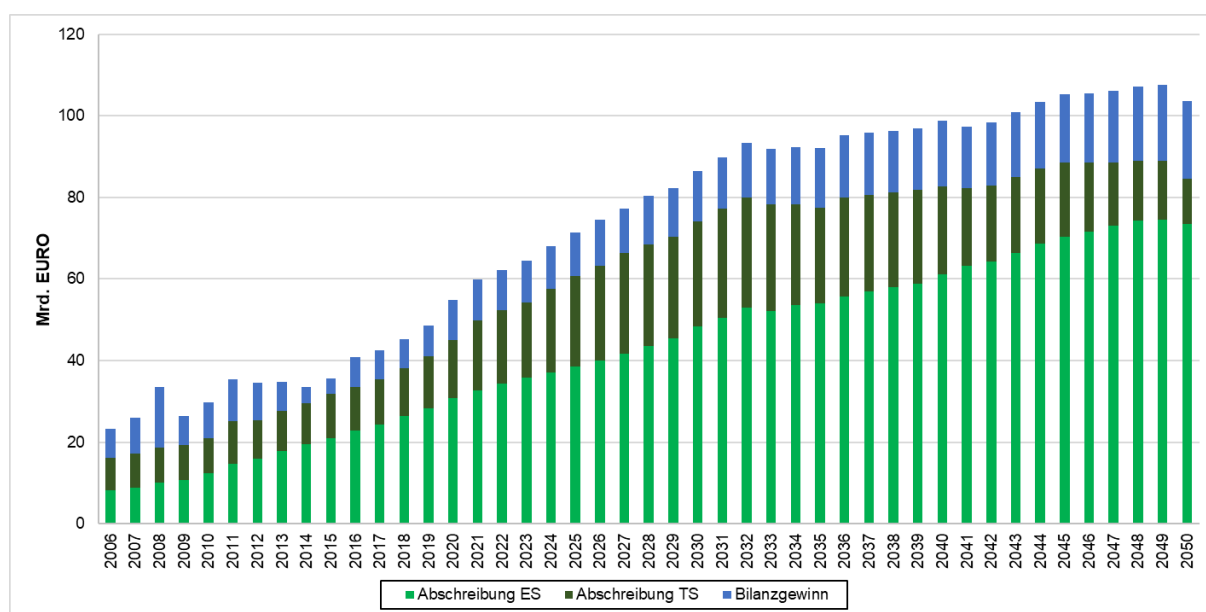


Abbildung 46: Der Cashflow. ES = Erneuerbares System, TS = Thermisches System. Eigene Darstellung.

In Summe stehen aus dem Cashflow bis ins Jahr 2050 2.705 Mrd. EUR aus den kumulierten Abschreibungen zur Verfügung. Zusätzlich beträgt der kumulierte Bilanzgewinn von 2006 bis 2050 544 Mrd. EUR. Dies ergibt bei einem Vergleich der Bruttoinvestitionen im selben Zeitraum eine Investitionslücke von rund 549 Mrd. EUR. Die Investitionen liegen somit im betrachteten Zeitraum weit über dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital. Bei alleiniger Betrachtung der

Abschreibungen als zur Verfügung stehendes Kapital beträgt die Investitionslücke rund 1.093 Mrd. EUR. Es ist daher unbedingt notwendig, dass ein Teil des erwirtschafteten Gewinnes der Unternehmen nicht ausgeschüttet wird, sondern für den Aufbau des neuen Systems im Unternehmen belassen wird. Musil (1972) hebt hervor, dass die Finanzierung von Ersatzinvestitionen aus Abschreibungen nur bei Anlagen mit einer kurzen Nutzungsdauer möglich ist.

Abbildung 47 zeigt eine Gegenüberstellung von kumulierten Bruttoinvestitionen und Cashflow. Bruttoinvestitionen und Cashflow sind dabei nach erneuerbarem (aufzubauendem) und thermischem System aufgeteilt dargestellt. Bruttoinvestitionen wurden gegenüber Nettoinvestitionen in der Darstellung bevorzugt, da die gesamte Summe der nötigen Investitionen gezeigt werden soll. Von den Nettoinvestitionen wird im Gegensatz zu den Bruttoinvestitionen schon im ersten Jahr der Investition die Abschreibung abgezogen.

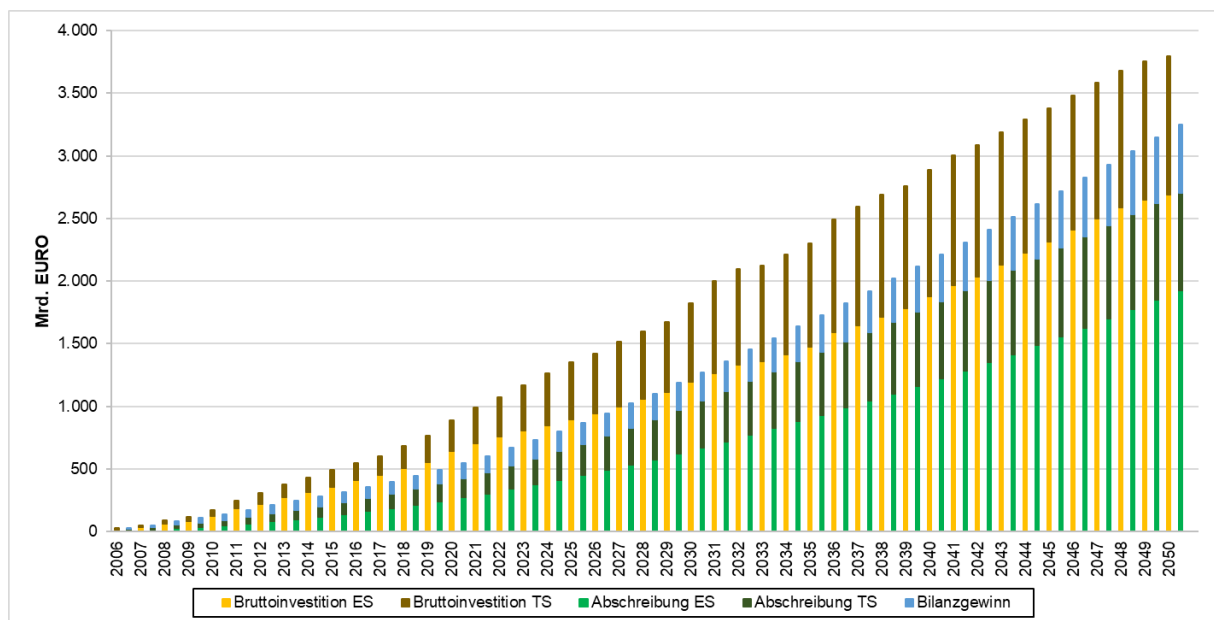


Abbildung 47: Gegenüberstellung des kumulierten Cashflows und der kumulierten Bruttoinvestitionen. ES = Erneuerbares System, TS = Thermisches System. Eigene Darstellung.

Gut sichtbar wird in dieser Art der Darstellung die Überschreitung der Investitionen im Vergleich zum zur Verfügung stehenden Kapital aus Abschreibungen und Bilanzgewinn in vielen Jahren, was kumuliert über alle Jahre zu einer Investitionslücke führt. Die kumulierten Abschreibungen und der kumulierte Bilanzgewinn reichen in der gesamteuropäischen Betrachtung nicht aus, um die gesamten Bruttoinvestitionen zu finanzieren.

Liegen die Investitionen in das System über dem zur Verfügung stehenden Kapital aus dem Cashflow, hat dies zur Folge, dass alternative Möglichkeiten für die Finanzierung gesucht werden müssen. Solch eine Alternative wäre die Finanzierung der Investitionen mittels Förderungen wie Einspeisetarife oder Investitionszuschüsse, wie sie derzeit in vielen Ländern Europas angewandt werden (Details zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in Europäische Kommission (2012) zu finden).

Im Sinne der Intergenerationengerechtigkeit muss so in das zukünftige System investiert werden, sodass die Abbaurate der Aufbaurrate entspricht. Weiters muss genug verfügbares Kapital aus den Abschreibungen vorhanden sein, um mit dem Cashflow die Investitionen zu finanzieren. In diesem Zusammenhang ist auch die Nutzungslebensdauer der Anlagen von Bedeutung. Je höher die Differenz zwischen Nutzungslebensdauer und ökonomischer Nutzungsdauer, desto länger ist der Zeitraum, in dem die Anlage keine Fixkosten in Form von Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen verursacht. Dies ist bei den erneuerbaren Energien umso bedeutender, da vor allem Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien nahezu ausschließlich durch Fixkosten charakterisiert sind. Details hierzu inklusive eines anschaulichen Beispiels sind in Kapitel 3.5.2 zu finden. Durch den politisch motivierten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland wird dem System die Möglichkeit genommen, die Differenz zwischen ökonomischer Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer der Kernkraftwerke zu nützen. Kernkraftwerke weisen zwar auch variable Kostenbestandteile auf, jedoch sind durch die gesamt hohe produzierte Energie und die dadurch resultierenden sehr niedrigen variablen Kosten je produzierter Einheit bei dieser Technologie die Fixkosten ebenso sehr bedeutsam. Der Wegfall der Fixkosten durch Abschreibung und Fremdkapitalzinsen bei den Kernkraftwerken würde auch hier eine Zeitspanne eröffnen, in der Erträge ohne kapitalbezogene Aufwendungen anfallen. Ein großer Nachteil des erneuerbaren Energiesystems sind die niedrigen Differenzen zwischen der ökonomischen Nutzungsdauer und der Nutzungslebensdauer der dargebotsabhängigen Wind- und Solar/PV-Anlagen. Bei diesen Anlagen entfällt die Zeitspanne, in der Erträge ohne achtenswerte Aufwendungen erwirtschaftet werden, nahezu komplett.

Länderspezifische Ergebnisse

Die länderspezifischen Ergebnisse zum Cashflow zeigen, dass durchaus in einigen Ländern der Cashflow aus Abschreibungen und Bilanzgewinn reicht, um die Investitionen zu finanzieren. Dies schließt nicht zwangsläufig aus, dass die betreffenden Länder in erneuerbare Energien investieren. Der Cashflow ist in Italien, Luxemburg, Niederlande, Polen, Portugal und Tschechien ausreichend für die Bruttoinvestitionen. Italien verdoppelt die installierte Leistung des Landes von 2006 bis Mitte der 2030er Jahre hauptsächlich durch Investitionen in neue Wind- und Solar/PV-Anlagen. Ab den 2040er Jahren nimmt die installierte Leistung ab, da die bestehenden Gaskraftwerke aus dem Produktionsprozess ausscheiden. Die installierte Leistung in Luxemburg ist sehr gering. Dennoch erhöht sich diese in Luxemburg durch Investitionen in Gaskraftwerke sowie Wind- und Solar/PV-Anlagen. Die installierte Leistung in den Niederlanden wird auch etwas ausgebaut (von 22,5 GW im Jahr 2006 auf 36,7 GW im Jahr 2050). Hier werden vor allem bestehende Gaskraftwerke durch Windenergieanlagen ersetzt. Polen bleibt im betrachteten Szenario ein Land, welches durch den thermischen Kraftwerkspark geprägt ist. Die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke bleibt in etwa konstant, der Zubau fokussiert sich auf Windenergieanlagen (0,1 GW im Jahr 2006 auf 48,8 GW im Jahr 2050). In Polen handelt es sich beim Neubau der Anlagen nicht um Ersatz-, sondern rein um Erweiterungsinvestitionen, da die installierte Leistung des thermischen Kraftwerksparks nicht rückläufig ist. Portugal ist ein Land,

das vermehrt auf erneuerbare Energien setzt. Die installierte Leistung erhöht sich um mehr als das Doppelte, wobei der mit Abstand größte Zuwachs auf die Windenergieanlagen entfällt. Der Kraftwerksbestand in Tschechien erhöht sich – wie auch in den Niederlanden – nur leicht. Es werden nur vereinzelt Wind- und Solar/PV-Anlagen zugebaut.

Anhand der kurz diskutierten Beispiele ist ersichtlich, dass der Umbau des Elektrizitätssystems nicht zwangsläufig mit zu hohen Investitionen, welche nicht mehr aus dem Cashflow finanziert werden können, einhergeht. Während viele der genannten Länder mit Investitionen in erneuerbare Energien noch zurückhaltend sind, sind Italien und Portugal gute Beispiele für die Transformation des Elektrizitätssystems. Portugal ist beispielsweise ein Land, welches neben der kapitalintensiven und langlebigen Wasserkraft auch in den Ausbau der restlichen erneuerbaren Energien investiert. Die Investitionen werden so getätigt, dass der Cashflow des bestehenden Systems ausreicht.

6.8 Substitutionsprozess der Primärenergieträger

Marchetti (1977, 1979) hat im Modell zum Substitutionsprozess von Primärenergieträgern aufgezeigt, dass der Umbau des Energiesystems ausreichend Zeit benötigt. Der Marktanteil eines Primärenergieträgers steigt an, während der eines anderen Primärenergieträgers abnimmt. Der neue Primärenergieträger, der in das Energiesystem eintritt und dessen wachsender Marktanteil seine Bedeutung im Energiemarkt erhöht, substituiert den ältesten vorhandenen Primärenergieträger (Marchetti, 1979). Die Finanzierung der neuen Kraftwerke soll über den Cashflow erfolgen, welcher zu einem großen Teil aus den Abschreibungen der bestehenden Anlagen besteht. Die Höhe des zur Verfügung stehenden Cashflows ist dabei stark von der Abschreibungsdauer sowie vom historischen Anschaffungswert abhängig. Abbildung 48 zeigt den Zusammenhang zwischen dem Kraftwerksbestand und den Investitionen in den Kraftwerkspark.

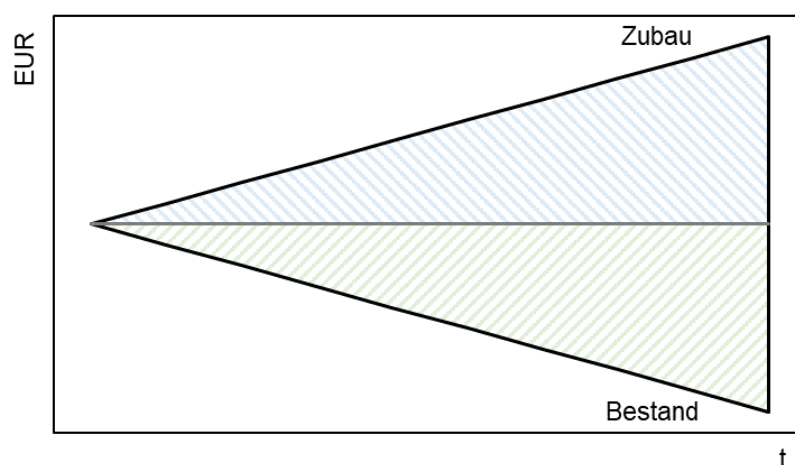


Abbildung 48: Darstellung des Zusammenhangs zwischen dem Ausscheiden des bestehenden Kraftwerksparks aus dem Produktionsprozess und dem Bau neuer Kraftwerke. Eigene Darstellung.

Während die Bestandskraftwerke auf natürliche Art und Weise durch Nutzung und Alterung aus dem Produktionsprozess ausscheiden und die grün strichlierte Fläche zwischen der grauen Linie und dem

Bestand abgebaut wird, werden mittels Cashflow der Bestandskraftwerke die Investitionen in den neuen Kraftwerkspark finanziert und die blau strichlierte Fläche zwischen der grauen Linie und dem Zubau aufgebaut. Je nachdem, wie schnell der Bestand abgebaut wird, so schnell soll der Zubau erfolgen.

In der Vergangenheit passierte der Wechsel von einem Primärenergieträger auf einen anderen immer von einem teuren auf einen günstigeren. Der aktuelle Wechsel weg von den thermischen Kraftwerkstechnologien hin zu den erneuerbaren Energien ist aber ein Wechsel hin zu einem System mit höheren Fixkosten. Deshalb ist es insbesondere von Bedeutung, den Wechsel der Primärenergieträger so kostenoptimal wie nur möglich zu gestalten. Der Auf- und Abbau eines Systems muss immer Hand in Hand gehen, ansonsten ergeben sich Über- bzw. Fehlkapazitäten und Stranded Investments können entstehen. Aktuelle Entwicklungen im Zuge der Energiewende in Europa und insbesondere in Deutschland haben zu Überkapazitäten geführt, da das neue System zu schnell aufgebaut wurde. Der Kapitalstock bestehender Kraftwerke wird durch einen zu hohen Zubau neuer Anlagen auf nicht natürliche Weise abgebaut, da die bestehenden Anlagen nicht durch Nutzung und Alterung aus dem System ausscheiden. Dem Substitutionsmodell der Primärenergieträger entsprechend soll nur jene Kapazität zugebaut werden, die aufgrund der Altersstruktur der Kraftwerke auf natürliche Art und Weise aus dem Produktionsprozess ausscheidet. Der Aufbau eines neuen Systems soll dabei mit dem Cashflow des aktuellen bzw. alten Systems finanziert werden. Dies wurde im Zuge der Energiewende nicht eingehalten, wie folgende Abbildungen zeigen werden. In vielen Jahren übersteigt die Höhe der Investitionen das aus dem Cashflow zur Verfügung stehende Kapital. Durch die Nichteinhaltung dieser Grundlagen (Finanzierung durch Cashflow, Aufbau soll Abbau des Systems entsprechen), mussten zwei Systeme gleichzeitig bezahlt werden. Die Nutzung der erneuerbaren Energien wurde daher mit Förderungen (Bode & Groscurth, 2009) und nicht mit dem Cashflow finanziert. Alte und bereits abgeschriebene Kraftwerke verursachen geringe Fixkosten durch Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen. Der Besitz solcher Kraftwerke ermöglicht den Bau neuer Kraftwerke. Durch Abschalten einer Kraftwerkstechnologie steigen zwar die Marktpreise, langfristig gesehen wird aber Kapitalstock vernichtet und die Möglichkeit, die Differenz zwischen ökonomischer Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer als Zeitspanne zu nutzen, in der keine kapitalbezogenen Aufwendungen aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen anfallen, wird genommen. Ein Unternehmen, welches langfristig gesehen in der Elektrizitätswirtschaft erfolgreich sein möchte, benötigt eine gute Durchmischung des Kraftwerksparks. Auf der einen Seite werden Kraftwerke benötigt, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht schon sehr fortgeschritten beschrieben sind, auf der anderen Seite werden Kraftwerke mittleren Alters benötigt, durch welche ein Cashflow für die zukünftigen Investitionen erwirtschaftet wird. Diese Kombination ermöglicht unter so geringen finanziellen Aufwendungen wie nur möglich, neue Kraftwerke zu bauen.

Nachfolgend ist die Nutzung der Kraftwerkstechnologien eingeteilt in das erneuerbare System, welches aufzubauen ist, und das thermische System, welches abgebaut werden soll, dargestellt. Gezeigt wird der

Substitutionsprozess der Primärenergieträger, abgebildet durch die Höhe des Brutto- und Nettokapitalstocks (Abbildung 49), die installierte Leistung und die produzierte Energie (Abbildung 50).

Abbildung 49 stellt den Kapitalstock unter Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte und für den Nettokapitalstock unter Verwendung der Nutzungsdauer und der linearen Abschreibungsmethode dar.

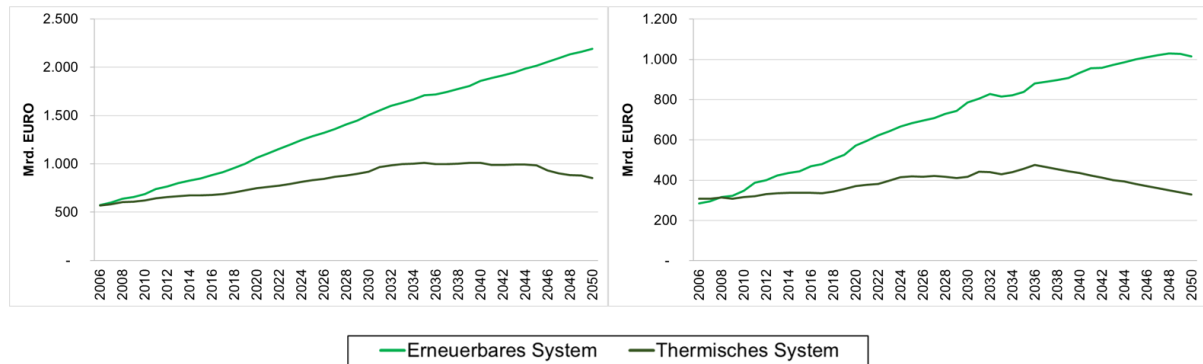


Abbildung 49: Anteiliger Bruttokapitalstock (links) und Nettokapitalstock (rechts) des erneuerbaren und thermischen Systems. Eigene Darstellung.

Aus Abbildung 49 ist gut ersichtlich, dass der Kapitalstock beider Systeme zu Beginn aufgebaut wird. Dies ändert sich für den Bruttokapitalstock erst ab etwa 2040 und für den Nettokapitalstock etwas früher (2036), wenn der Kapitalstock des thermischen Systems zu sinken beginnt. Der Zeitwert des Anlagevermögens (Nettokapitalstock) des erneuerbaren Systems steigt von rund 285 Mrd. EUR im Jahr 2006 auf rund 1.015 Mrd. EUR im Jahr 2050. Der Zeitwert des Anlagevermögens (Nettokapitalstock) des thermischen Systems steigt von rund 308 Mrd. EUR im Jahr 2006 auf rund 477 Mrd. EUR im Jahr 2036 und sinkt bis ins Jahr 2050 wieder auf rund 330 Mrd. EUR. In den ersten paar Jahren ist sogar der Nettokapitalstock des thermischen Systems höher als jener des erneuerbaren Systems.

Aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen benötigt ein Wechsel der Kraftwerkstechnologien Zeit. Wie schon Marchetti (1977, 1979) in seiner Arbeit erwähnte, benötigt ein Primärenergieträger in etwa 100 Jahre, um von einem Marktanteil von 1 % auf 50 % zu wachsen. Die Analyse hat gezeigt, dass der Anteil des erneuerbaren Systems als Gesamtes an der produzierten elektrischen Energie von 22 % im Jahr 2006 auf 50 % im Jahr 2035 wächst. Bis 2050 erhöht sich der Anteil auf 56 %. In 30 Jahren hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien etwas mehr als verdoppelt, in 45 Jahren hat sich das Wachstum nur leicht erhöht. Dies zeigt, dass langfristig enorme Anstrengungen sowie konkrete Strategien und Maßnahmen notwendig sind, um den Anteil der erneuerbaren Energien an der produzierten Energie zu erhöhen. In der Betrachtung der einzelnen Technologien ist die Windenergie (Onshore) jene mit dem größten Anteil der produzierten Energie im Jahr 2050. Der Anteil der Windenergie (Onshore) wächst von 3 % im Jahr 2006 auf 22 % im Jahr 2050. Die langen Durchdringungszeiten aufgrund der Langlebigkeit spiegeln sich natürlich entsprechend im Kapitalstock wider. Ein einmal aufgebauter Kapitalstock trägt über die gesamte Lebensdauer zur Höhe des Kapitalstocks bei. Für die Zielerreichung des Paris-Ziels bedeutet

dies: Je länger der CO₂-lastige Kapitalstock bestehen bleibt, umso rascher muss der Wechsel der Primärenergieträger in den verbleibenden Jahren vonstattengehen (Bertram, et al., 2015).

Bei Betrachtung der installierten Leistung des erneuerbaren und thermischen Systems in Abbildung 50 ist wieder zu sehen, dass zu Beginn beide Systeme gleichzeitig aufgebaut werden.

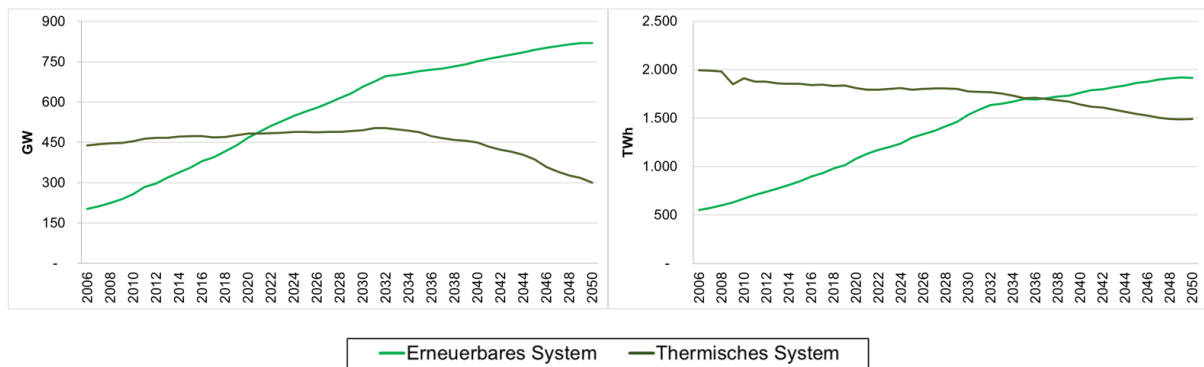


Abbildung 50: Anteilige installierte Leistung (links) und produzierte Energie (rechts) des erneuerbaren und thermischen Systems. Eigene Darstellung.

Die installierte Leistung des thermischen Systems erreicht ihren Höchststand im Jahr 2031 mit rund 503 GW. Die installierte Leistung des erneuerbaren Systems steigt kontinuierlich bis ins Jahr 2050 an, wo sie rund 819 GW erreicht. Vergleicht man die installierte Leistung mit dem Nettokapitalstock wird ersichtlich, dass der Zeitwert des erneuerbaren Systems jenen des thermischen Systems schon recht früh, nämlich im Jahr 2009 übersteigt, die installierte Leistung des erneuerbaren Systems liegt allerdings erst im Jahr 2021 erstmals über der installierten Leistung des thermischen Systems. Dies unterstreicht nochmals, dass das erneuerbare System einen höheren Kapitalbedarf als das thermische System aufweist.

Bei Betrachtung der produzierten Energie wird erstmals eine von Anfang an sinkende Entwicklung des thermischen Systems gezeigt. Von Beginn an steigt die produzierte Energie des erneuerbaren Systems, von rund 549 TWh im Jahr 2006 auf rund 1.913 TWh im Jahr 2050. Die produzierte Energie des thermischen Systems sinkt von rund 1.993 TWh im Jahr 2006 auf rund 1.491 TWh. Die produzierte Energie des erneuerbaren Systems übersteigt jene des thermischen Systems erst im Jahr 2037. Hierdurch wird die starke Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien gezeigt. Während beim thermischen System die gesamte installierte Leistung ziemlich sicher zur Verfügung steht, ist dies beim erneuerbaren System nicht der Fall. Aufgrund der geringeren Volllaststundenzahl muss viel mehr erneuerbare Kapazität zugebaut werden, als es beim thermischen System notwendig wäre.

Während das konventionelle thermische System (Kohle, Öl, Gas, Kernenergie) hinsichtlich der Kapitalverwendung im Brutto- und Nettokapitalstock nur noch eine untergeordnete Rolle spielt, ist der Anteil des thermischen Systems an der installierten Leistung und produzierten Energie noch höher und somit für das System noch bedeutender.

Um zu verhindern, dass zwei Systeme gleichzeitig aufgebaut werden und die Fixkosten beider Systeme getragen werden müssen, soll der Abbau des bestehenden Systems dem Aufbau des neuen Systems entsprechen. Abbildung 51 zeigt die neuinstallierte Leistung und die außer Betrieb genommene Leistung eines jeden Jahres. Die In- und Außerbetriebnahmen der Kraftwerke, die die jährliche installierte Leistung beeinflussen, ist aufgeteilt in das konventionelle thermische System und das erneuerbare System. Die In- und Außerbetriebnahme entspricht nicht der Veränderung der installierten Leistung, da die Veränderung nur die Differenz von Jahr t und Jahr $t-1$ berücksichtigt, die In- und Außerbetriebnahme bezieht sich aber auf die tatsächlichen In- und Außerbetriebnahmen und wird nicht miteinander gegengerechnet.

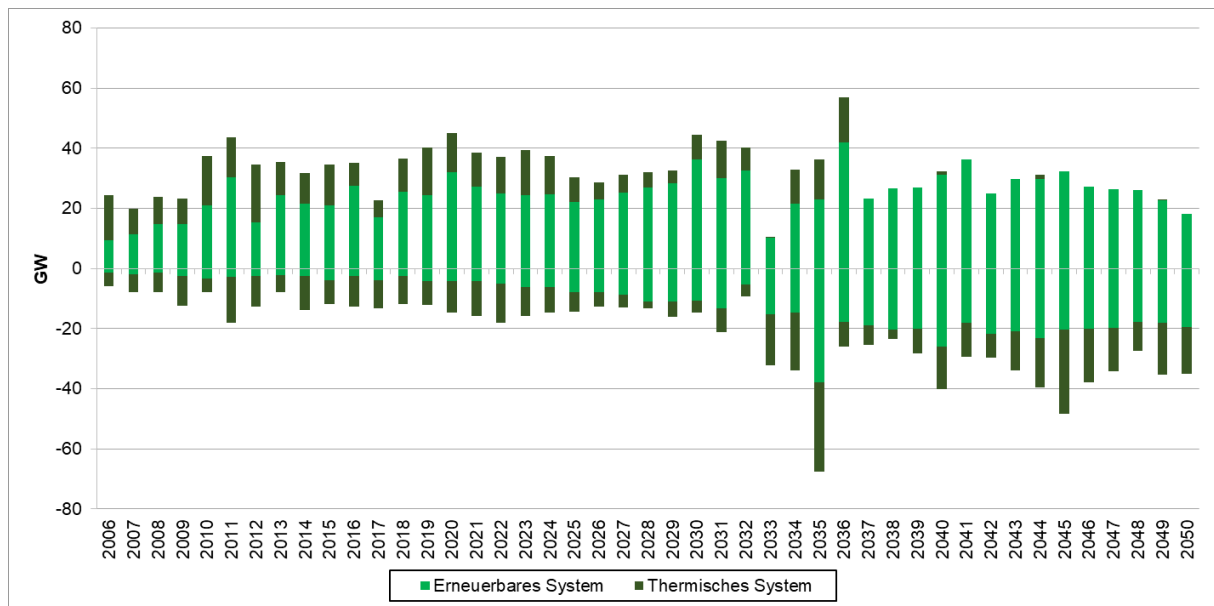


Abbildung 51: In- und Außerbetriebnahmen im erneuerbaren und thermischen System. Eigene Darstellung.

Gut zu erkennen ist, dass bis ungefähr in die 2030er Jahre die Neuinbetriebnahme deutlich über der Außerbetriebnahme liegt. Erst in späteren Jahren entsprechen Auf- und Abbau in etwa einander. Wie auch schon zuvor erwähnt, ist vom erneuerbaren System aufgrund der geringeren Volllaststunden eine größere installierte Leistung notwendig, um dieselbe Menge der produzierten Energie des thermischen Systems zu kompensieren. Ab Mitte der 2030er Jahre werden auch nahezu keine Kapazitäten des thermischen Systems mehr zugebaut. Während sich zu Beginn der Betrachtung der Zubau im erneuerbaren System zu einem Großteil aus neuen Kraftwerken zusammensetzt, besteht der Zubau in den späteren Jahren aus neuen Kraftwerken und automatisch wiedererrichteten Kraftwerken. Ab Mitte der 2030er Jahre besteht der Aufbau des Systems fast nur noch aus neuinstallierter Leistung im erneuerbaren System.

Eine monetäre Betrachtung der in Abbildung 51 dargestellten Entwicklung findet sich in Kapitel 6.7, in dem die Investitionen in den Kraftwerksparks eines jeden Jahres dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital entgegengestellt wird.

Der Abbau des bestehenden Systems entspricht nicht immer dem Ausscheiden der Anlagen, welches durch Nutzung und Alterung zu beobachten wäre. Politisch motivierte Entscheidungen (wie der Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland) beenden die Nutzung einer Kraftwerkstechnologie vorzeitig. Die Auswirkungen dieser Entscheidungen sind auch in entsprechenden Analysen dargestellt. Beispielsweise ist im Jahr 2011 gut zu erkennen, dass ein vergleichsweise großer Block des thermischen Systems außer Betrieb geht. Dieser Block beinhaltet die ersten stillgelegten Kernkraftwerke in Deutschland. Die Außerbetriebnahme bezieht sich immer auf das Jahresende, d. h. am Ende des Jahres stehen die Anlagen nicht mehr zur Verfügung. Zur Außerbetriebnahme der Kraftwerke des erneuerbaren Systems muss hinzugefügt werden, dass ATLANTIS so programmiert ist, dass Wasser-, Wind- und Solarkraftwerke am Ende der Nutzungslebensdauer automatisch wiedererrichtet werden bzw. ein Refurbishment durchgeführt wird, sofern dies nicht manuell abgestellt wird. Diese zwei Erklärungen – die Außerbetriebnahme und die automatische Wiedererrichtung – sind anschaulich in den Jahren 2035 und 2036 dargestellt. Im Jahr 2035 geht ein großer Teil der zu Beginn der Energiewende installierten Leistung (2011) außer Betrieb und wird im darauffolgenden Jahr wiedererrichtet.

Länderspezifische Ergebnisse

Je nach länderspezifischer Strategie zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zum Rückgang des thermischen Elektrizitätssystems vollzieht sich der Substitutionsprozess in einigen Ländern schneller bzw. langsamer. Einige Länder wie Österreich oder die Schweiz haben aufgrund der vorteilhaften geographischen Bedingungen heute schon ein Elektrizitätssystem, welches zum größten Teil auf erneuerbaren Energien basiert. Nachfolgende Aussagen beziehen sich auf die produzierte elektrische Energie und nicht auf die installierte Leistung der Länder.

In den Ländern, Albanien, Kroatien, Montenegro, Österreich, Portugal und Schweiz hatte von Beginn an das erneuerbare System einen höheren Marktanteil als das thermische System. Dies bleibt für alle Länder bis zum Ende der Betrachtung der Fall, außer für Kroatien. Aufgrund von Investitionen in das thermische System (Gaskraftwerke) steigt der Anteil der produzierten Energie des thermischen Systems. Das thermische System hat ab 2029 einen größeren Marktanteil als das erneuerbare System. Die Länder Belgien, Bulgarien, Tschechien, Frankreich, Ungarn, Luxemburg, Polen, Kosovo, Slowenien und Slowakei haben über die gesamte Betrachtung einen höheren Marktanteil des thermischen Systems. In den meisten Ländern ist zwar eine verstärkte Investitionstätigkeit in die erneuerbaren Energien erkennbar, jedoch reicht es nicht aus, um einen Wandel der Nutzung der Primärenergieträger herbeizuführen. Es gibt auch Länder, in denen während der Betrachtung von 2006 bis 2050 ein Wandel zu beobachten ist. Hierzu gehören Deutschland, Dänemark, Griechenland, Spanien, Italien, Mazedonien, Niederlande, Rumänien und Serbien. In einigen Ländern (Dänemark, Spanien) vollzieht sich der Wandel rascher als in anderen (Mazedonien, Serbien).

Teilt man die Systeme anstelle des erneuerbaren und des thermischen Systems in ein CO₂-neutrales und ein CO₂-produzierendes System, ergibt sich wiederum ein anderes Bild. Frankreich beispielsweise hätte von Beginn an ein System, in dem die Kraftwerke, welche direkt in der Stromproduktion CO₂-frei sind, einen Marktanteil von weit über 90 % aufweisen. Dieses Bild ändert sich erst gegen Ende der Betrachtung, wenn die Gaskraftwerke jene Kernkraftwerke, die durch Nutzung und Alterung aus dem Produktionsprozess von elektrischer Energie ausscheiden, ersetzen. Trotzdem hat auch dann das CO₂-freie System noch einen Marktanteil von rund 80 %.

6.9 Vergleichsszenarien

In diesem Teil der kapitalstockbezogenen Auswertungen erfolgt eine überblicksmäßige Betrachtung der Ergebnisse für das Szenario Wind und Photovoltaik. Dargestellt sind – wie auch im Basisszenario – Brutto- und Nettokapitalstock, die Kosten des Kapitalstocks, die Technologiestruktur, der Cashflow sowie Investitionen und der Substitutionsprozess der Primärenergieträger.

6.9.1 Auswertungen Szenario Wind

Aufgrund des verstärkten Ausbaus der Windenergie besteht demzufolge der Brutto- und Nettokapitalstock unter Verwendung von Wiederbeschaffungswerten zukünftig zu einem großen Teil aus Windenergieanlagen. Der Bruttokapitalstock ist im Szenario Wind im Jahr 2050 um 613 Mrd. EUR höher als im Basisszenario und beträgt 3.677 Mrd. EUR. Ein verstärkter Ausbau der Windenergie erfordert entsprechend hohe Investitionen, welche sich in der Höhe des Kapitalstocks zeigen. Der Nettokapitalstock unter Berücksichtigung von Nutzungslebensdauer und linearer Abschreibung ist im Szenario Wind im Jahr 2050 um 294 Mrd. EUR höher als im Basisszenario und beträgt 1.640 Mrd. EUR.

Obwohl die bilanziellen Aufwendungen des Szenarios Wind niedriger sind als jene des Basisszenarios, sind die Kosten des Kapitalstocks aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen höher. Die Kosten des Kapitalstocks spiegeln die verstärkte Investitionstätigkeit wider. Die Kosten des Kapitalstocks liegen im Jahr 2050 bei 270,5 Mrd. EUR und sind somit um 45,8 Mrd. EUR höher. In Summe über den gesamten betrachteten Zeitraum sind die Kosten des Kapitalstocks um 912 Mrd. EUR höher als im Basisszenario (8.923. EUR im Basisszenario, 9.834 Mrd. EUR im Vergleichsszenario Wind).

Die kumulierten Investitionen zeigen im Vergleich zum Basisszenario natürlich einen Anstieg. Die verstärkte Investitionstätigkeit in den Bau von Windenergieanlagen führt zu einer Gesamtbruttoinvestition in die Windenergie zwischen 2018 und 2050 von 1.686 Mrd. EUR im Vergleich zu 943 Mrd. EUR im selben Zeitraum des Basisszenarios. Insgesamt sind die Bruttoinvestitionen daher um 743 Mrd. EUR höher. Der Anteil der Investitionen in die Windenergie an den gesamten jährlichen Bruttoinvestitionen beträgt im Basisszenario durchschnittlich 29 % und im Szenario Wind durchschnittlich 39 %. Entsprechend den höheren Investitionen sind auch die Abschreibungen als Teil des Cashflows höher. Die Gegenüberstellung der Investitionen mit dem Cashflow zeigt ein ähnliches Bild

wie im Basisszenario (Abbildung 47), jedoch ist das Niveau von Cashflow und Investitionen höher. Die Differenz zwischen dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital (3.315 Mrd. EUR) und den gesamten Bruttoinvestitionen (3.746 Mrd. EUR) beträgt 431 Mrd. EUR. Im Vergleich zum Basisszenario, in dem die Differenz 549 Mrd. EUR beträgt, verringert sich die Differenz zwischen Cashflow und verfügbarem Kapital trotz der verstärkten Investitionstätigkeit.

Der Substitutionsprozess der Primärenergieträger folgt der durch die erhöhte installierte Leistung der Windenergie vorgegebenen Entwicklung und vollzieht sich rascher als im Basisszenario. Die installierte Leistung des erneuerbaren Systems ist ab 2019 höher als jene des thermischen Systems, also um 2 Jahre früher als im Basisszenario. Noch besser ist der schnellere Wechsel der Primärenergieträger bei der produzierten Energie zu beobachten. Die produzierte Energie des erneuerbaren Systems übersteigt jene des thermischen Systems im Jahr 2028. Im Basisszenario ist dies erst im Jahr 2037 der Fall, also beinahe ein Jahrzehnt später. Die produzierte Energie des erneuerbaren Systems liefert gegen Ende der Betrachtung rund drei Viertel der benötigten Energie im Elektrizitätssystem.

6.9.2 Auswertungen Szenario Photovoltaik

Aufgrund des verstärkten Ausbaus von Solar/PV besteht demzufolge der Brutto- und Nettokapitalstock unter Verwendung von Wiederbeschaffungswerten zukünftig zu einem großen Teil aus Solarthermie- und PV-Anlagen. Der Bruttokapitalstock beträgt im Szenario PV im Jahr 2050 3.296 Mrd. EUR und ist somit um 232 Mrd. EUR höher als im Basisszenario. Ein verstärkter Ausbau von Solar/PV erfordert natürlich entsprechend hohe Investitionen, welche sich in der Höhe des Kapitalstocks zeigen. Der Nettokapitalstock unter Berücksichtigung von Nutzungsdauer und linearer Abschreibung beträgt im Szenario PV im Jahr 2050 1.464 Mrd. EUR und ist somit um 119 Mrd. EUR höher als im Basisszenario. Der Brutto- und Nettokapitalstock des Szenarios PV liegt somit über denen des Basisszenarios, aber unter denen des Szenarios Wind. Eine Verdoppelung des Ausbaus der installierten Leistung von Solar/PV führt aufgrund der im Vergleich zum Basisszenario höheren installierten Leistung zu einem höheren Kapitalstock und aufgrund der im Vergleich zum Szenario Wind niedrigeren installierten Leistung zu einem niedrigeren Kapitalstock als im Vergleichsszenario Wind.

Ebenso wie die bilanziellen Aufwendungen des Szenarios PV sind auch die Kosten des Kapitalstocks aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen höher als jene des Basisszenarios. Die Kosten des Kapitalstocks liegen im Jahr 2050 bei 290,2 Mrd. EUR und sind somit um 65,4 Mrd. EUR höher als im Basisszenario. Die kumulierten Kosten des Kapitalstocks über alle Jahre sind im Vergleich zum Basisszenario um 1.311 Mrd. EUR höher, im Vergleich zum Szenario Wind um 400 Mrd. EUR (8.923 Mrd. EUR im Basisszenario, 9.834 Mrd. EUR im Vergleichsszenario Wind, 10.234 Mrd. EUR im Vergleichsszenario PV). Der verstärkte Ausbau von Solar/PV in diesem Szenario führt – obwohl die installierte Leistung gesamt gesehen geringer ist – zu den höchsten Kosten des Kapitalstocks in allen Betrachtungen.

Die kumulierten Investitionen zeigen im Vergleich zum Basisszenario natürlich einen Anstieg. Die verstärkte Investitionstätigkeit in den Bau von Solarthermie- und PV-Anlagen führt zu einer Gesamtbruttoinvestition dieser Technologie zwischen 2018 und 2050 von 1.592 Mrd. EUR im Vergleich zu 805 Mrd. EUR im selben Zeitraum des Basisszenarios. Insgesamt sind die Bruttoinvestitionen daher um 787 Mrd. EUR höher. Der Anteil der Investitionen in Solar/PV an den gesamten jährlichen Bruttoinvestitionen beträgt im Basisszenario durchschnittlich 27 % und im Szenario PV durchschnittlich 37 %. Den höheren Investitionen entsprechend sind auch die Abschreibungen als Teil des Cashflows höher. Die Gegenüberstellung der Investitionen mit dem Cashflow zeigt das höhere Niveau von Cashflow und Investitionen im Szenario PV. Es wird in etwa der gesamte zur Verfügung stehende Cashflow benötigt, um die Investitionen in das erneuerbare System zu finanzieren. Dieses Verhältnis ist im Basisszenario noch nicht so dramatisch, wo ungefähr noch die Hälfte der Investitionen in das thermische System (hauptsächlich PLEX bei Kernkraftwerken) aus dem Cashflow finanziert werden kann. Die Differenz zwischen dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital (3.762 Mrd. EUR) und den gesamten Bruttoinvestitionen (4.600 Mrd. EUR) beträgt 838 Mrd. EUR. Im Vergleich zum Basisszenario, in dem die Differenz 549 Mrd. EUR beträgt, vergrößert sich die Differenz zwischen Cashflow und verfügbarem Kapital. Im Vergleich zum Szenario Wind, welches das günstigste Verhältnis von Investition und Cashflow aufweist, ist die Differenz sogar beinahe doppelt so hoch.

Der Substitutionsprozess der Primärenergieträger folgt der durch die erhöhte installierte Leistung von Solar/PV vorgegebenen Entwicklung und vollzieht sich nur ein wenig rascher als im Basisszenario. Die installierte Leistung des erneuerbaren Systems ist ab 2020 höher als jene des thermischen Systems, also um ein Jahr früher als im Basisszenario. Die produzierte Energie des erneuerbaren Systems übersteigt jene des thermischen Systems im Jahr 2033. Im Basisszenario ist dies im Jahr 2037 der Fall, vier Jahre später. Die produzierte Energie des erneuerbaren Systems liefert gegen Ende der Betrachtung in etwa 60 % der benötigten Energie im Elektrizitätssystem.

6.10 Resümee

Die kapitalstockbezogenen Auswertungen bestätigen die bereits in den allgemeinen Auswertungen gewonnenen Erkenntnisse. Die verstärkte Integration von Solar/PV in das Elektrizitätssystem führt zwar zu vergleichsweise niedrigeren Investitionen als im Szenario Wind, jedoch sind die Kosten des Kapitalstocks trotz der niedrigeren installierten Leistung im Szenario Photovoltaik höher. Eine Verdoppelung der installierten Leistung von PV entspricht in etwa einem Drittel der installierten Leistung des Szenarios Wind, jedoch verursacht diese Verdoppelung etwas mehr als ein Drittel der Kosten des Kapitalstocks des Szenarios Wind. Die installierte Leistung ist somit im Szenario PV um gut ein Drittel geringer als im Szenario Wind, aber für gut ein Drittel an Mehrkosten des Kapitalstocks verantwortlich.

Für die klassische Kapitalstockbetrachtung kann gesagt werden, dass ein hoher Kapitalstock nur dann vorteilhaft ist, wenn er nicht dauernd neu aufgebaut werden muss. Steht der Kapitalstock aufgrund der

niedrigen Nutzungslebensdauer der Kraftwerke nur kurz zur Verfügung, sind die Belastungen durch die Wiedererrichtung entsprechend hoch. Handelt es sich jedoch um Kraftwerke mit einer hohen Nutzungslebensdauer, kann auch der Kapitalstock höher sein, da die Differenz zwischen ökonomischer Nutzungsdauer und Nutzungslebensdauer mit der Höhe der Nutzungslebensdauer ansteigt. Je höher die Differenz, desto geringer sind die fixen jährlichen Belastungen aus Fremdkapitalverzinsung und Abschreibung verteilt auf die gesamte Nutzungslebensdauer. Im Falle einer hohen Differenz zwischen ökonomischer Lebensdauer und Nutzungslebensdauer fallen nur variable Kosten an (Beispiel Wasserkraftwerk, siehe Kapitel 3.5.2), die insbesondere bei den erneuerbaren Energien sehr gering sind.

Eine Verdoppelung der installierten Leistung im Zeitraum 2018 bis 2050 von Wind bzw. Solar/PV führt zu folgendem Ergebnis. Der Bruttokapitalstock ist im Jahr 2050 im Szenario Wind um 613,1 Mrd. EUR höher als im Basisszenario. Für das Szenario PV liegt der Bruttokapitalstock um 231,9 Mrd. EUR über dem des Basisszenarios. Für das Szenario Wind ergibt sich ein Nettokapitalstock, der um 294,5 Mrd. EUR über dem des Basisszenarios liegt. Im Szenario PV liegt der Nettokapitalstock um 119,1 Mrd. EUR über dem des Basisszenarios. Das Verhältnis zwischen Brutto- und Nettokapitalstock in den beiden Vergleichsszenarien ist in etwa gleich hoch. Dies lässt auf eine annähernd gleiche Nutzungslebensdauer schließen. Ein deutlich höherer Kapitalstock im Szenario Wind führt nur zu 45,8 Mrd. EUR an höheren Kosten im Jahr 2050, während der niedrigere Kapitalstock des Szenarios Solar/PV zu höheren Kosten von 65,4 Mrd. EUR im Jahr 2050 führt. Die kumulierten Kosten des Kapitalstocks liegen im gesamten betrachteten Zeitraum im Szenario Wind um 912 Mrd. EUR über den Kosten des Basisszenarios und im Szenario PV um 1.311 Mrd. EUR. Die kumulierten Investitionen in den beiden Szenarien entsprechen nicht einer Verdoppelung im Vergleich zum Basisszenario. Aufgrund der Lernkurveneffekte fallen die zukünftigen Investitionen wegen der höheren installierten Leistung geringer aus. Im Basisszenario betragen die kumulierten Investitionen in die Windenergie 943 Mrd. EUR, im Vergleichsszenario 1.686 Mrd. EUR. Für Solar/PV betragen die Investitionen im Basisszenario 805 Mrd. EUR, im Vergleichsszenario 1.592 Mrd. EUR. Eine Verdoppelung der geplanten installierten Leistung der Windenergie verursacht einen Wechsel der Primärenergieträger bei der produzierten Energie im Jahr 2028, während das Szenario PV den Primärenergieträgerwechsel erst im Jahr 2033 abbildet. Im Vergleich zum Basisszenario mit einem Wechsel im Jahr 2037 vollzieht sich der Wechsel in beiden Szenarien rascher, jedoch ist die Geschwindigkeit im Szenario Wind höher.

Der größte Nachteil des Szenarios PV, in dem die installierte Leistung von Solar/PV verdoppelt wird, ist, dass dieses Szenario höhere Kosten des Kapitalstocks gemeinsam mit höheren Aufwendungen über den betrachteten Zeitraum verursacht, während die installierte Leistung und vor allem die produzierte Energie um einiges geringer sind als in den anderen betrachteten Szenarien.

7 Diskussion

Innerhalb der Diskussion werden zuerst die Forschungsfragen beantwortet, danach werden Optionen für die zukünftige Transformation der Elektrizitätswirtschaft aufgezeigt. Die Arbeit soll nicht als Projektion einer möglichen zukünftigen Elektrizitätswirtschaft angesehen werden. Vielmehr ist es das Ziel dieser Arbeit, Anhaltspunkte zu liefern, welcher zukünftige Umbau des Elektrizitätssystems sinnvoll ist und welche Entwicklungen problematisch sein können. Besonders wichtig ist es in der Elektrizitätswirtschaft aufgrund der Langlebigkeit, dass Entscheidungen auf umfassenden Vorab-Analysen basieren.

7.1 Beantwortung der Forschungsfragen

Nachfolgend werden zusammengefasst die eingangs gestellten Forschungsfragen beantwortet. Die Beantwortung erfolgt laut der definierten Themengebiete. Da die Forschungsfragen innerhalb der Themengebiete zusammenhängend sind, wird eine gesammelte Beantwortung gegenüber einzelnen Antworten vorgezogen. Zuerst werden jene Forschungsfragen beantwortet, die sich direkt mit dem Kapitalstock beschäftigen. Darauf aufbauend werden die Forschungsfragen zum Themengebiet Investitionen beantwortet. Danach folgt die Beantwortung der Forschungsfragen zum Substitutionsprozess der Primärenergieträger.

7.1.1 Kapitalstock

Die im Vordergrund stehende zentrale Fragestellung der Kapitalstockschätzung spielt insbesondere im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle. Hahn & Schmoranz (1983) erkannten schon früh, dass strukturelle Veränderungen mit Hilfe von Kapitalstockberechnungen analysiert werden können. Eine großflächige Integration von erneuerbaren Energietechnologien, insbesondere von Wind und Photovoltaik, verursacht einen relativ starken Paradigmenwechsel von einem bedarfsgerechten und bedarfsnahen hin zu einem dargebotsabhängigen und bedarfsfernen Elektrizitätsversorgungssystem. Wird der Ausbau der erneuerbaren Energien immer weiter gesteigert, führt dies dazu, dass bestehende konventionelle Kraftwerke, die noch nicht am Ende ihrer Lebensdauer sind, stillgelegt werden und sich somit die Zusammensetzung des Kapitalstocks stark ändert. Gemeinsam mit der Änderung des Kapitalstocks geht eine Änderung der zukünftigen Fixkosten des Systems einher, die insbesondere die Abschreibungen und die Fremdkapitalzinsen betrifft.

Der Kapitalstock bildet das investierte Kapital ab und nimmt aufgrund der Kapitalintensität in der Elektrizitätswirtschaft eine besondere Bedeutung ein. Brutto- und der Nettokapitalstock steigen in den kommenden Jahrzehnten stark an. Bedingt ist dieser Anstieg durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien, vor allem im Bereich der Windenergie und Photovoltaik. Eine erfolgreiche Marktdurchdringung erneuerbarer Energien benötigt zusätzlich zum Ausbau der entsprechenden Technologien Investitionen in Speicher und Netze, damit die dargebotsabhängige elektrische Energie den Nachfragern

bestmöglich zur Verfügung steht. Der Anstieg des Brutto- und Nettokapitalstocks bedingt einen großen Investitionsaufwand (Abbildung 44), vor allem wenn zusätzlich Investitionen in Speicher und Netzausbau eingerechnet werden. Allerdings hat der Investitionsaufwand aufgrund der sehr langen Lebensdauer eine über Jahrzehnte anhaltende positive Wirkung, sofern die Investitionsprojekte vorteilhaft ausgewählt und Stranded Investments vermieden werden.

Indikatoren zur Messung einer nachhaltigen Entwicklung in der Elektrizitätswirtschaft beinhalten die Höhe des Kapitalstocks (siehe Kapitel 3.5). Langfristig muss das Niveau des Wohlstands, d. h. die Höhe des Kapitalstocks, zumindest erhalten werden, damit das System einer nachhaltigen Entwicklung folgt und die zukünftige Generation nicht benachteiligt wird. Dieses Kriterium einer nachhaltigen Entwicklung, welches eines von vielen weiteren darstellt (CO₂-Emissionen, Lebensdauer, etc.), ist erfüllt, da der Kapitalstock in der Betrachtung ansteigt bzw. stagniert. Der Bruttokapitalstock steigt in der Betrachtung kontinuierlich an, der Nettokapitalstock stabilisiert sich in späten Jahren auf konstant hohem Niveau. Gleichzeitig mit einem Anstieg des Kapitalstocks erfolgt aber auch ein Anstieg der kapitalbezogenen Aufwendungen für Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen, welche von den getätigten Investitionen abhängen.

Die Auswertungen zeigen, dass vor allem die Photovoltaik ein schlechtes Verhältnis zwischen dem annualisierten technologiespezifischen Kapitalstock und der produzierten Energie der Technologie aufweist. Das jährliche eingesetzte Kapital ist für die resultierende produzierte Energie eines Jahres sehr hoch. Die länderspezifische Betrachtung zeigt beim Vergleich des annualisierten Kapitalstocks und des Nutzens (der jährlichen produzierten Energie), dass Photovoltaik in südlichen Ländern wie Spanien ein besseres Verhältnis aufweist. Daraus kann geschlossen werden, dass der Ausbau von Photovoltaik in den südlichen, sonnenreichen Ländern Europas wegen der höheren Volllaststundenanzahl besser geeignet ist als in Mittel- und Nordeuropa. Dieselbe Investition führt aufgrund der höheren Volllaststunden zu mehr produzierter Energie. Der Ausbau der erneuerbaren Energien soll sich bestmöglich am Angebot orientieren. Dies ist umso wichtiger, solange entsprechende Speichertechnologien nicht so umfangreich zur Verfügung stehen, dass die Volatilität der erneuerbaren Energien ausgeglichen werden kann.

Die Entwicklung der kapitalstockbezogenen Kennzahlen zeigt, dass der Modernitätsgrad des Kapitalstocks abnimmt. Grund hierfür sind die zu Beginn der Betrachtung vergleichsweise jungen Windenergie-, Solar- und Photovoltaikanlagen. Im Laufe der Betrachtung altern auch diese jungen Kraftwerke. Von der Alterung des Kapitalstocks am meisten betroffen sind die fossilen Gas- und Kohlekraftwerke, da neue Investitionen in diese Kraftwerkstechnologien stark abnehmen. Die Kapitalproduktivität zeigt im Lauf der Zeit, dass die Produktivität des annualisierten eingesetzten Kapitals in Wind (Offshore) stark ansteigt, während gleichzeitig auf das schlechte Verhältnis zwischen annualisiertem eingesetzten Kapital und jährlich produzierter Energie bei Solar/PV hingewiesen wird. Zukünftig ist darauf zu achten, dass konventionelle fossile Kraftwerke nicht dafür eingesetzt werden,

die zurückgehende produzierte Energie der alternden Kernkraftwerke zu übernehmen, was die CO₂-Emissionen ansteigen lassen würde.

Der Umbau des Kapitalstocks muss die Wertigkeit der Kraftwerkstechnologien berücksichtigen. Wertigkeit bezieht sich in dieser Arbeit auf die Fähigkeit der Kraftwerkstechnologie, einen nennenswerten Beitrag zur Deckung der JHL zu leisten¹⁷. Der annualisierte technologiespezifische Kapitalstock und dessen Beitrag zur Deckung der JHL wird in Kapitel 6.5.3 ausführlich behandelt. Aufgrund dessen, dass Solar/PV ohne entsprechende Speicher nur während des Tages bei Schönwetter und ausreichend Sonneneinstrahlung Strom produzieren kann, ist der Beitrag des Kapitalstocks von Solar/PV zur Deckung der JHL im betrachteten Szenario null. Die JHL tritt in den gezeigten Szenarien (Basis- und Vergleichsszenarien) an einem Abend im Jänner auf. Zur Deckung der JHL leistet vor allem die Wasserkraft einen wichtigen Beitrag. Von allen erneuerbaren Energien stellt die Wasserkraft zu diesem Zeitpunkt den größten Anteil an elektrischer Energie bereit (Eurostat, 2018d). Die Wasserkraft zählt zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und weist viele weitere Vorteile auf. Es folgt ein kurzer Exkurs, in dem auf einige Besonderheiten der Stromerzeugung aus Wasserkraft eingegangen wird:

- Die Erzeugung elektrischer Energie in Wasserkraftwerken schwankt, ist jedoch verglichen mit der Windenergie und Solar/PV relativ konstant. Tägliche Schwankungen sind viel geringer als bei Wind oder Solar/PV. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft weist eine gut prognostizierbare und konstante Erzeugung in den Laufwasserkraftwerken auf und dient zur Bereitstellung von Reserveleistung und Spitzenlast in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken (VGB PowerTech e.V., 2018).
- Die Erzeugungscharakteristik der Wasserkraft im Jahresverlauf ist regional unterschiedlich. Die Erzeugung elektrischer Energie im Jahresverlauf in Mittel- und Westeuropa ist jener in Südosteuropa genau entgegengesetzt. Das Erzeugungsmaximum der Wasserkraftwerke in Südosteuropa ist im Winterhalbjahr, wenn die Erzeugung in den Wasserkraftwerken in Mittel- und Westeuropa geringer ist. Die jahreszeitlichen Schwankungen der Wasserkraftwerke gleichen sich in einer gesamteuropäischen Betrachtung aus.
- Wasserkraftwerke zeichnen sich vor allem durch ihre sehr lange Lebensdauer aus (Engel, et al., 1985). Keine andere Technologie zur Stromerzeugung ermöglicht es, mit nur sehr geringen Aufwendungen für ein Refurbishment die Lebensdauer für so viele Jahre zu verlängern.
- Zu den Besonderheiten, welche der gesamten Gesellschaft zugutekommen, zählt neben der CO₂-Neutralität auch der Hochwasserschutz, von dem ein großer Teil der Bevölkerung in Europa durch Wasserkraftwerke profitiert (Deane, et al., 2010).
- Für die zukünftig erfolgreiche Integration von erneuerbaren Energien sind Speicherkraftwerke dringend notwendig, um die Volatilität der Erzeugung auszugleichen. Erneuerbare Energien

¹⁷ Siehe auch Dyllong & Maaßen (2014).

benötigen Langzeitspeicher, um auch z. B. längere Windflauten ausgleichen zu können. Kurzzeitspeicher sind eher für den Netzausgleich geeignet. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bieten eine gute Möglichkeit, als Kurz- und Langzeitspeicher zu fungieren. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch einen hohen Wirkungsgrad und durch niedrige Betriebskosten aus (Dötsch, et al., 2009). Die hohen Investitionskosten werden als Abschreibungen über die sehr lange Lebensdauer aufgeteilt. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke benötigen jedoch bestimmte geographische Gegebenheiten. Dort wo immer diese Gegebenheiten zutreffen, soll – so ökologisch vertretbar wie nur möglich – in den Bau von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken investiert werden, um die Integration der volatilen erneuerbaren Energien zu unterstützen.

- Pumpspeicherkraftwerke treten als Verbraucher und Nachfrager auf, weshalb sie besonders wertvoll für das Elektrizitätssystem sind. Europaweit gesehen gibt es die meisten Pumpspeicherkraftwerke in den alpinen Regionen von Frankreich, Österreich und in der Schweiz. Die höchste installierte Leistung an Pumpspeicherkraftwerken ist mit 5.350 MW in Spanien zu finden (Moreno, et al., 2013).
- Wasserkraftwerke unterstützen die Intergenerationengerechtigkeit im Elektrizitätssystem. Die hohen Investitionskosten müssen zu einem großen Teil von der investierenden Generation getragen werden. Aufgrund des historischen Anschaffungswertprinzips als Höchstgrenze für die Bewertung nimmt aber die Bedeutung der Abschreibung dieser Kraftwerke über die Zeit ab. Zukünftigen Generationen wird die Möglichkeit gegeben, wieder in das Kraftwerk zu reinvestieren (Kapitel 3.5.2), wodurch zukünftige Generationen durch die in der Vergangenheit getätigte Investition profitieren.

Im Jahr 2050 ist der Beitrag der Wasserkraftwerke (Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) zur Deckung der JHL am größten. Die Wasserkraftwerke decken beinahe ein Drittel der gesamten benötigten elektrischen Energie ab. Dies ist insofern bemerkenswert, als dass die JHL im Winterhalbjahr auftritt, wo tendenziell die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke in Mittel- und Westeuropa aufgrund des geringeren Dargebots niedriger ausfällt. Die Pumpspeicherkraftwerke stechen hier besonders positiv hervor, welche mit nur 7 % der gesamten installierten Leistung im Jahr 2050 14 % der benötigten elektrischen Energie produzieren. An zweiter Stelle bei der Deckung der JHL steht die Windenergie (On- und Offshore), welche rund ein Viertel der elektrischen Energie bereitstellt. Danach folgen schon die thermischen Kraftwerke, welche mit 12–13 % alle in etwa gleichauf liegen. Tabelle 12 zeigt den Beitrag einer jeden Technologie zur Deckung der JHL als Anteil der zu diesem Zeitpunkt gesamten produzierten elektrischen Energie im Vergleich mit der anteiligen installierten Leistung.

Tabelle 12: Vergleichende Darstellung des anteiligen Beitrags zur Deckung der JHL und der anteiligen installierten Leistung in %. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	Jahreshöchstlast [%]	Installierte Leistung [%]
Biomasse	7	4
Kohle	12	7
Gas	13	12
Wasser	30	19
Nuklear	12	6
Öl	0	2
Sonstige	1	1
Solar/PV	0	13
Wind	25	36

Biomasse, Kohle, Gas, Wasser und Nuklear produzieren im Vergleich zur installierten Leistung anteilmäßig mehr elektrische Energie. Wind produziert in etwa ein Drittel weniger, trotzdem ist der Beitrag zur Deckung der JHL der zweit höchste. Ein umgedrehtes Verhalten zeigen Öl und Solar/PV. Während der Beitrag der Ölkraftwerke in der gesamten Elektrizitätswirtschaft nur noch verschwindend gering ist und diese Kraftwerke so gut wie bedeutungslos sind, sind Solar/PV-Anlagen eine wichtige Säule in der Energiewende und somit bei der Transformation des Elektrizitätssystems. Aufgrund des nicht zeitgleichen Auftretens von Bedarf und Erzeugung schneidet Solar/PV in dieser Betrachtung schlecht ab. Die Erhöhung der Nutzbarkeit der produzierten elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien kann durch Speicherkraftwerke gesteigert werden. Überschussstrom wird zu Zeiten mit einem hohen Dargebot und niedriger Nachfrage gespeichert, zu Zeiten mit niedrigem Dargebot und hoher Nachfrage wird der Strom wieder ins Netz eingespeist. Dies hebt die Bedeutung von Speicherkraftwerken zur Integration der erneuerbaren Energien hervor. Aufgrund der starken tageszeitabhängigen Erzeugung von Solar/PV ist auch die Fähigkeit, die thermischen Kraftwerke zu verdrängen, gering. Dies zeigt auch die Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Vergleichsszenarien, wo jedes zusätzlich installierte MW im Jahr 2050 der Windenergie eine Reduktion der CO₂-Emissionen in diesem Jahr um 0,87 Tsd. t bewirkt, während bei Solar/PV die Reduktion nur 0,49 Tsd. t beträgt. Wird die Betrachtung auf die kumulierten CO₂-Einsparungen zwischen 2006 und 2050 erweitert, beträgt die Reduktion im Vergleichsszenario Wind 18,8 Tsd. t je MW und im Vergleichsszenario PV 10,9 Tsd. t je MW. Die Einsparungen je installiertem MW sind bei Investitionen in die Windenergie fast doppelt so hoch wie bei Investitionen in Solar/PV.

Der aktuelle Kapitalstock scheidet durch Alterung und Nutzung aus dem Produktionsprozess aus. Da Kraftwerke zur Nutzung der erneuerbaren Energien geringere Volllaststunden aufweisen, muss die neu installierte Leistung höher sein als die zu ersetzende der thermischen Kraftwerke, welche beinahe in jeder Stunde eines Jahres zur Verfügung steht. Deshalb müssen zusätzlich zu den Ersatzinvestitionen auch Erweiterungsinvestitionen getätigt werden. Die Abbildungen zur Altersstruktur (Abbildung 42, Abbildung 43) bestätigen die eingangs aufgestellte Hypothese. Stender (2008) hebt die Bedeutung von Infrastrukturmanagement in der Elektrizitätswirtschaft hervor. Insbesondere die Bewältigung des

zukünftigen Reinvestitionsbedarfs in bestehende Anlagen ist eine zentrale Herausforderung. Die Kenntnis der Altersstruktur ist dabei für die Ermittlung des zukünftigen Reinvestitionsbedarfs und –verlaufs sowie für die Planung von Instandhaltungsmaßnahmen notwendig (Stender, 2008).

7.1.2 Investitionen

Die zukünftigen Investitionsentscheidungen werden vor dem Hintergrund einer Gesamtsystembetrachtung analysiert, um alle relevanten Wirkungen einer zu realisierenden Investition auf das bestehende System darstellen zu können. In den kommenden Jahrzehnten wird, wie schon die Betrachtung des Netto- und Bruttokapitalstocks gezeigt hat, in erneuerbare Energien investiert. Dies zeigt die installierte Leistung (Abbildung 20), aber auch die Zusammensetzung des Kapitalstocks (Abbildung 30, Abbildung 32). Die Höhe der Investitionen steigt dabei kontinuierlich an, was in Abbildung 47 gezeigt wird. Abbildung 47 stellt die Bruttoinvestitionen in das erneuerbare und das thermische System dar. Investitionen in thermische Kraftwerke umfassen hauptsächlich Maßnahmen zur Verlängerung der Lebensdauer im Zuge von PLEX bei Kernkraftwerken und Investitionen in einige wenige neue Gaskraftwerke. Die bedeutendste Investitionstätigkeit bezieht sich auf den Bau neuer Wind- und Solar/PV-Anlagen. Bestehende Anlagen der erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Solar/PV werden am Ende der Nutzungslebensdauer am selben Standort wiedererrichtet. Für Wasserkraftwerke, Wind- und Solar/PV-Anlagen erfolgt dabei eine Wirkungsgradsteigerung und Kostenreduktion, da die bestehende Infrastruktur genutzt werden kann.

In Summe werden während des Betrachtungszeitraums von 2006 bis 2050 im Basisszenario 3.798 Mrd. EUR in den Kraftwerkspark investiert, wovon 2.691 Mrd. EUR auf das erneuerbare und 1.107 Mrd. EUR auf das thermische System entfallen. Tabelle 13 zeigt die kumulierten Investitionen in die definierten Kraftwerkstechnologien.

Tabelle 13: Kumulierte Investitionen in die Kraftwerkstechnologien von 2006 bis 2050 in absoluten und relativen Werten. Eigene Darstellung.

Kraftwerkstechnologie	Kumulierte Investitionen [Mrd. EUR]	Kumulierte Investitionen [%]
Biomasse	257,2	7
Kohle	121,4	3
Gas	168,4	4
Wasser	314,7	8
Nuklear	792,8	21
Öl	24,5	1
Sonstige	23,2	1
Solar/PV	1.024,0	27
Wind	1.071,8	28
Summe	3.798,0	100

Den größten Anteil an den Investitionen hält die Windenergie (On- und Offshore). Die kumulierten Investitionen betragen 1.072,8 Mrd. EUR. An zweiter Stelle liegt Solar/PV, mit Investitionen in der

Höhe von 1.024 Mrd. EUR. Verbunden mit der installierten Leistung der Technologien im Jahr 2050 zeigt diese Betrachtung, dass bei Solar/PV für 13 % der installierten Leistung die zweithöchsten kumulierten Investitionen anfallen, während Wind (On- und Offshore) mehr als ein Drittel der installierten Leistung (36 %) einnimmt. Die Wasserkraft (Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) erfordert kumulierte Investitionen von 315 Mrd. EUR und stellt im Jahr 2050 19 % der installierten Leistung dar. Die Biomasse benötigt Investitionen in der Höhe von 257 Mrd. EUR und repräsentiert im Jahr 2050 4 % der installierten Leistung.

Durch vermehrte Investitionen in erneuerbare Energien wird sich langfristig die Struktur der Stromerzeugungskosten ändern. Erneuerbare Energien verursachen so gut wie keine variablen Kosten, da keine Brennstoffkosten anfallen und keine CO₂-Aufwendungen zu bezahlen sind. Die kapitalbezogenen Kosten (Kosten des Kapitalstocks) werden stark ansteigen. Insofern wird sich langfristig gesehen das aktuelle System zur Preisbildung mit Grenzkosten an den Strombörsen ändern müssen, da ein rein erneuerbares System Grenzkosten von null bzw. nahe null aufweist und somit langfristig alle Kraftwerke unrentabel werden würden. Die zunehmende Bedeutung der kapitalbezogenen Kosten durch Investitionen in die kapitalintensiveren erneuerbaren Energien zeigt Tabelle 10, welche die Kosten des Kapitalstocks aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen auflistet. Eine detailliertere Darstellung der Kosten des Kapitalstocks zeigen Abbildung 33 für die Abschreibungen und Abbildung 34 für die Fremdkapitalzinsen. Abbildung 36 bildet in der unteren Hälfte der Abbildung den Strukturwandel der Abschreibungen ab. Die verstärkten Investitionen in das erneuerbare System und hier hauptsächlich in Wind und Solar/PV spiegelt sich in der Struktur der Abschreibungen wieder. Hinzu kommt, dass aufgrund der kürzeren Lebensdauer häufiger reinvestiert werden muss und die Abschreibungsdauer kürzer ist. Das konventionelle thermische System wird zunehmend an Bedeutung verlieren, während die erneuerbaren Energien relativ und absolut gesehen ihre Bedeutung ausbauen. Der Strukturwandel der Stromerzeugungskosten wird auch im *EU Referenzszenario* der Europäischen Kommission (2016) bestätigt, wo kurzfristig ein Anstieg der Kapitalkosten gesehen wird, der über dem Rückgang der Aufwendungen für Brennstoffe liegt (Europäische Kommission, 2016).

Gemeinsam mit den Investitionen werden die Kosten des Kapitalstocks aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen stark ansteigen. Dies unterstreicht die Kapitalintensität der erneuerbaren Energien, welche vorwiegend durch ihre kapitalbezogenen Fixkosten gekennzeichnet sind. Neben den erneuerbaren Energien spielen auch die Investitionen innerhalb der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke eine bedeutende Rolle. Diese Kosten können jedoch fast ausschließlich dem französischen Kraftwerkspark zugerechnet werden. Die Kosten des Kapitalstocks steigen von 2006 auf 2050 auf das Dreifache an, wobei der Höchststand im Jahr 2036 mit 278,4 Mrd. EUR erreicht wird, was einem Anstieg auf beinahe das Vierfache entspricht. Obwohl der Ausbau der kapitalintensiven Wasserkraft vor allem in den südosteuropäischen Ländern vorangetrieben wird, tragen die Wasserkraftwerke nur einen sehr kleinen Teil zu den Kosten des Kapitalstocks bei. Der über alle Jahre kumuliert gesehen größte Teil entfällt auf

die Kernkraftwerke, gefolgt von Solar/PV und der Windenergie (Onshore). Trotz der Investitionen in PLEX sind viele Kernkraftwerke am Ende der Betrachtung schon stillgelegt. Investitionen in PLEX verursachen hohe Kosten, sind jedoch für die Stabilität des Systems aus heutiger Sicht notwendig, da kein entsprechender Ersatz vorhanden ist. Die Kosten des Kapitalstocks steigen zukünftig an. Deshalb muss ein möglichst effizienter Umbau des Elektrizitätssystems angestrebt werden, welcher sicherstellt, dass Strom als essentielles und nur beschränkt substituierbares Wirtschaftsgut für alle Konsumenten immer leistbar bleibt.

Das zur Verfügung stehende Kapital und der Cashflow entsprechen einander nicht. Am Ende der Betrachtung ist nicht genügend Kapital aus dem Cashflow vorhanden, um die Investitionen zu finanzieren. Bis auf einige wenige Ausnahmen ist dies in allen betrachteten Ländern der Fall. Werden nur die Abschreibungen als Teil des Cashflows betrachtet, ist das Bild natürlich noch schlechter. Aufgrund des historischen Anschaffungswertprinzips und der Inflation, welche bis zum Jahr der Wiedererrichtung auftritt, sind die Abschreibungen alleine nicht ausreichend, um adäquaten Ersatz zu gewährleisten. Dies wurde auch von Cour des comptes (2012) für die Reinvestitionen in den französischen Kernkraftwerkspark bestätigt. Ebenso erkannte Musil (1972), dass nur bei einer kurzen Nutzungsdauer der Ersatz aus den Abschreibungen finanziert werden kann. Die Abschreibungen als Teil des Cashflows sind aufgrund des niedrigeren historischen Anschaffungswertes alleine nicht ausreichend, um adäquaten Ersatz zu gewährleisten. Deshalb ist es wichtig, dass die EVU einen Teil des Gewinnes im Unternehmen behalten und nicht ausschütten, um so die Investitionen zu finanzieren. Die langlebigen und kapitalintensiven Anlagen erfordern, dass die EVU ihr Handeln am Substanzerhalt ausrichten (Schmidt, 1921). Durch neue Investitionen in das System wird vermieden, dass die EVU von der Substanz und somit von den in der Vergangenheit getätigten Investitionen leben. Liegen die Investitionen über dem Cashflow, müssen andere Wege zur Finanzierung der Investitionen gefunden werden. Ein sehr prominentes Beispiel dafür ist die Förderung der erneuerbaren Energien, welche aktuell in den verschiedenen Staaten auf unterschiedliche Weise (Investitionszuschüsse, Einspeisetarife, etc.) Anwendung findet (Europäische Kommission, 2012).

Aufgrund der langen Lebensdauer der Kraftwerke von oft mehreren Jahrzehnten ist jedes zukünftig gebaute fossile Kraftwerk ohne CCS ein Stranded Investment. Zur Erreichung des Paris-Ziels (Begrenzung des Anstiegs der durchschnittlichen Temperatur auf 2 °C bzw. bevorzugt 1,5 °C) müssen die fossilen Kraftwerke ohne CCS aus dem Prozess der Stromproduktion in der Elektrizitätswirtschaft ausscheiden. Dies wird noch nicht von allen betrachteten Ländern berücksichtigt. Polen setzt in der aktuellen Energiestrategie bis 2030 den Schwerpunkt der zukünftigen Elektrizitätswirtschaft immer noch auf die Produktion elektrischer Energie in konventionellen Kohlekraftwerken. Zusätzlich ist laut dieser Energiestrategie der Bau eines Kernkraftwerks geplant, um den Kraftwerkspark zu diversifizieren. Die Windenergie wurde bisher leicht ausgebaut, dennoch werden die erneuerbaren Energien ihren Anteil an der gesamten produzierten Energie nicht signifikant erhöhen (Ministry of

Economy, 2009). Zusätzliche Alternativen zur Vermeidung von Stranded Investments beinhalten eine Verringerung des Energiebedarfs und die Erhöhung der Energieeffizienz zur Verringerung der benötigten Kapazität (Johnson, et al., 2015). Entsprechend der Erkenntnisse des Substitutionsmodells der Primärenergieträger (Marchetti, 1979) sollen die Kraftwerke bis ans Ende ihrer Nutzungsdauer betrieben werden. Dies würde, sofern diese Strategie möglich und vertretbar ist, das Entstehen von Stranded Investments ebenfalls vermeiden.

Alleine der Wechsel der Primärenergieträger ist aber für einen sinnvollen Umbau des Kapitalstocks in der Elektrizitätswirtschaft langfristig gesehen zu wenig. Investitionen in den Kraftwerkspark müssen in sinnvoller Ergänzung zum Netzausbau erfolgen. Ein zukünftig sinnvoller Umbau der Elektrizitätswirtschaft beinhaltet, dass der Umbau des Kraftwerksparks und der Ausbau des Übertragungsnetzes länderübergreifend koordiniert wird. Eine Analyse basierend auf einer Gesamtsystembetrachtung, welche das eng vermaschte Übertragungsnetz Kontinentaleuropas berücksichtigt, ist hierfür notwendig. Alleingänge einzelner Länder sind in einem so eng zusammenhängenden System nicht sinnvoll. Der zukünftige Umbau des Kapitalstocks wird durch das Angebot an erneuerbaren Energien eingeschränkt, da erneuerbare Energien nicht unbeschränkt genutzt werden können und stark von lokalen geographischen Faktoren abhängen (Schleicher, et al., 2018). Deshalb ist für den zukünftigen Transformationsprozess eine sinnvolle Kombination verschiedener Investitionen in den Kraftwerkspark, das Übertragungsnetz, Demand Side Management Maßnahmen, Energieeffizienz sowie bewusstseinsbildende Maßnahmen notwendig. Des Weiteren ist ein zukünftig sinnvoller Umbau so zu gestalten, dass Stranded Investments durch vorausschauende Investitionen vermieden werden. Da jede Investition mit Fixkosten verbunden ist und Anlagen zur Elektrizitätsproduktion besonders kapitalintensiv und langlebig sind, ist es von besonderer Bedeutung, den Wechsel der Primärenergieträger zu analysieren. Während der Fokus der Primärenergieträgernutzung in der Vergangenheit auf Kohle- und Kernkraftwerke lag, wie Abbildung 41 zeigt, liegt der Schwerpunkt der aktuellen Investitionstätigkeit auf der Nutzung der erneuerbaren Energien. Der strukturelle Wandel der Stromerzeugung bedingt neben der Veränderung der Erzeugungsstruktur (kleine, dezentrale, dargebotsabhängige Kraftwerke anstelle von großen, zentralen und bedarfsgerechten Kraftwerksblöcken) den Ausbau von Speicherkraftwerken zum Ausgleich der volatilen Erzeugung der erneuerbaren Energien und den Ausbau des Übertragungsnetzes, um den Strom zu den Verbrauchszentren transportieren zu können. Vorangetrieben wurde der Wechsel der Primärenergieträger hin zu den erneuerbaren Energien auch durch eine Vielzahl von unterschiedlichen Fördersystemen in Europa (Europäische Kommission, 2012).

Die durchgeführte Untersuchung bestätigt die Hypothese, dass der bestehende Kraftwerkspark durch Nutzung und Alterung ersetzt werden muss. Die Kenntnis der Altersstruktur der Anlagen ist zentral für die Ermittlung der zukünftigen Ersatzinvestitionen (Stender, 2008). Die zukünftigen altersbedingten Stilllegungen, vor allem der thermischen Kraftwerke, zeigen verschiedene Abbildungen, wie jene zur

Altersstruktur (Abbildung 41, Abbildung 42). VGB PowerTech e.V. (2018) schätzt, dass bis zum Jahr 2050 rund 80 % des bestehenden Kraftwerksparks altersbedingt ersetzt werden müssen. Odenberger, et al. (2015) gehen davon aus, dass bis ins Jahr 2050 vom Kraftwerksbestand aus 2014 durch Alterung und politische Entscheidungen nur noch die Wasserkraftwerke und ein äußerst geringer Teil der Kohle- und Kernkraftwerke zur Verfügung stehen werden. Zusammen mit der langen Vorlaufzeit für die Planung und den Bau der Kraftwerke müssen schon heute geeignete Investitionsprojekte vorrausschauend vorbereitet werden, um rechtzeitig zum Ersatzzeitpunkt die Kapazität des neuen Kraftwerks zur Verfügung zu haben (Musil, 1972). Die Analysen zur Lebensdauer zeigen, dass ohne Neuinvestitionen in die fossilen Kraftwerke die Gefahr eines „Carbon lock in“¹⁸ gering ist, da die Kraftwerke aus dem Produktionsprozess ausscheiden. Problematisch wird es nur, wenn zukünftig weiter in fossile Kraftwerke investiert wird, obwohl die Klima- und Energieziele bekannt sind, wie es in Polen beispielsweise der Fall ist. Auch in Slowenien wurde erst im Jahr 2016 das 600 MW Kohlekraftwerk Šostanj Block 6 mit einer angenommenen ökonomischen Nutzungsdauer von 40 Jahren in Betrieb genommen. Neuinvestitionen in fossile Kraftwerke führen dazu, dass die Kraftwerksbetreiber das Kraftwerk bis ans Ende der Nutzungsdauer betreiben wollen und somit die CO₂-Emissionen nicht so umfassend sinken, wie sie könnten. Neben Ersatzinvestitionen werden Investitionen in das erneuerbare System getätigt, um die Bedeutung des thermischen Systems in der Elektrizitätsproduktion zu verringern (Erweiterungsinvestition). Dies wird durch Erhöhung der gesamten installierten Leistung (Abbildung 20) gezeigt. Die Bedeutung von Ersatzinvestitionen wird auch in Cour des comptes (2012) deutlich. Die Studie hebt hervor, dass sehr viele Kernkraftwerke recht zeitgleich das Ende der Nutzungsdauer erreichen werden. Somit müssen Ersatzinvestitionen bestmöglich geplant werden, um nicht am Ende vor unangenehmen Engpässen in der Stromproduktion zu stehen. Der Ausbau der Kernenergie folgt dem aktuellen französischen Plan (Government Information Service, 2018), wonach der Anteil der Kernenergie im Strommix in Frankreich langfristig gesehen auf 50 % sinken soll. Gleichzeitig sollen die erneuerbaren Energien rund 40 % der produzierten Energie liefern. Im Basisszenario fällt die Kernenergie im Jahr 2047 erstmals unter die 50 %-Marke, die erneuerbaren Energien liefern 37 % der Elektrizität. Dennoch ist diese Entwicklung ohne entsprechende Strategie nicht sinnvoll. Die Ergebnisse zeigen, dass gegen Ende der Betrachtung, wenn die ersten französischen Kernkraftwerke außer Betrieb gehen, die Gaskraftwerke den Wegfall der Kernkraftwerke kompensieren, da nicht ausreichend Leistung von alternativen Kraftwerken, welche die erneuerbaren Energien zur Stromproduktion nutzen, zur Verfügung steht. Um dies zu vermeiden und somit noch mehr CO₂-Emissionen zu produzieren, ist eine umfassendere Strategie, die all das berücksichtigt, notwendig.

¹⁸ „Carbon lock in“ umschreibt die potenzielle Pfadabhängigkeit des Elektrizitätssystems, wodurch aufgrund des bestehenden Kraftwerksparks und der langen Lebensdauer die Nutzung der erneuerbaren Energien verzögert werden kann (Bertram, et al., 2015).

7.1.3 Substitutionsprozess der Primärenergieträger

Nicht zuletzt aufgrund der Kapitalintensität und der Anlagenlanglebigkeit kann sich das Elektrizitätssystem nur langsam ändern. Dies wurde schon früh von Marchetti (1977) in den Arbeiten zum Substitutionsmodell der Primärenergieträger aufgezeigt. Anpassungen in kapitalintensiven und in langen Zyklen wirtschaftenden Branchen bedingen eine gewisse zeitliche Verzögerung. Der Kapitalstock eines Sektors baut sich über die Zeit auf, wofür Investitionen notwendig sind (Greiner, et al., 2013). Eine Änderung des Systems vollzieht sich über mehrere Jahre oder Jahrzehnte. Der alte bzw. bestehende Kapitalstock wird auf natürliche Art und Weise durch Alterung und Nutzung abgebaut und neuer Kapitalstock wird aufgebaut. Scheidet der Kraftwerkspark nicht auf natürliche Weise aus dem Produktionsprozess aus, entstehen Stranded Investments. Wird den Nutzungszyklen der Primärenergieträger gefolgt und werden Anlagen, sofern möglich und vertretbar, nicht vorzeitig stillgelegt, werden Stranded Investments vermieden. Stranded Investments zu vermeiden erfordert von den politischen Entscheidungsträgern und -trägerinnen das Vorlegen möglichst langfristige Pläne zur Entwicklung des Energiesystems. Werden zwei Systeme parallel aufgebaut, muss der Aufbau beider Systeme gleichzeitig finanziert werden, was zu einer doppelten finanziellen Belastung für EVU und auch für den Kunden führt. Da Strom ein essentielles Wirtschaftsgut ist, sind Unternehmen aller anderen Branchen ebenso wie Privatpersonen als Kunden der EVU betroffen.

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. Das zukünftige System wird vermehrt durch Investitionen in die erneuerbaren Energien gekennzeichnet sein, während thermische Kraftwerke auf Basis fossiler Energien zunehmend aus dem System ausscheiden. Über die gesamte Betrachtung gesehen sind die Investitionen höher als das aus dem Cashflow zur Verfügung stehende Kapital. Die installierte Leistung des Systems erhöht sich stark. Es werden nicht nur thermische Kraftwerkskapazitäten ersetzt (Ersatzinvestition), sondern noch mehr Leistung zugebaut (Erweiterungsinvestition). Dies ist unter anderem auch deshalb notwendig, da die erneuerbaren Energien aufgrund der Volatilität nicht konstant zur Verfügung stehen. Deshalb ist eine höhere installierte Leistung notwendig, solange keine ausreichenden Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Der Aufbau des aktuellen Systems entspricht nicht der Entwicklung, welche von Marchetti (1977) vorgeschlagen wird. Der Aufbau ist aktuell schneller als der Abbau. Der Aufbau des neuen Systems sollte demnach nur so schnell fortschreiten, wie das bestehende System durch Altern oder Ausscheiden aus dem Produktionsprozess abgebaut wird und Cashflow aus den bestehenden Anlagen für das Tätigen neuer Investitionen zur Verfügung steht. Das Erreichen der Klima- und Energieziele erfordert jedoch eine raschere Transformation, da bisherige Strategien das Problem der Transformation nicht umfassend genug adressierten.

Die Aussage des Substitutionsmodells, dass ein neuer Primärenergieträger immer den ältesten im System substituiert (Marchetti, 1979), kann mit der vorliegenden Analyse bestätigt werden. Die Kohle ist jener Energieträger mit den ältesten Kraftwerken und diese Kraftwerke werden am Ende der Nutzungslebensdauer von den erneuerbaren Energien ersetzt. Zukünftige Investitionen werden fast ausschließlich in erneuerbare Energien getätigt. Einzig relevant für das thermische System sind die Investitionen in PLEX bei Kernkraftwerken. Gheorghe, et al. (2014) analysierte einen Strukturwandel in der Elektrizitätswirtschaft in den 1970er Jahren mit Hilfe des Substitutionsmodells der Primärenergieträger. Zwischen 1930 und 1970 lag der Fokus auf kleineren Kraftwerken. Ab Mitte der 70er Jahre gab es einen Strukturwandel hin zu großen zentralen Kraftwerken, welcher durch das Aufkommen der Kernkraftwerke unterstützt wurde. Der aktuell stattfindende Strukturwandel ist wieder ein Wandel hin zu kleinen und dezentralen Anlagen. Schlussfolgerung der Arbeit war, dass die Substitution maßgeblich von der Investitionstätigkeit abhängt (Gheorghe, et al., 1984). Werden keine Investitionen mehr in neue Kraftwerke des thermischen Systems getätigt, wird dieses System langsam, aber sicher aus dem Nutzungszyklus ausscheiden.

Insbesondere der Vergleich des Basisszenarios mit den Vergleichsszenarien Wind und PV zeigt, dass der Substitutionsprozess der Primärenergieträger durch eine Fokussierung auf die Windenergie im betrachteten Szenario schneller vonstattengehen kann. Die Windenergie weist ein höheres Potenzial auf, die thermischen Kraftwerkskapazitäten des Systems zu substituieren und die CO₂-Emissionen zu senken als Solar/PV.

Für das Gestalten des zukünftigen Umbaus des Elektrizitätssystems zeigen die Ergebnisse, dass

- die Nutzung eines Primärenergieträgers zurückgehen muss, um den Wechsel hin zu einem anderen Energieträger zu ermöglichen,
- der Wechsel der Primärenergieträger langfristig ausgerichtet sein muss,
- entsprechend der Verwendung des Cashflows das neue System nur so schnell aufgebaut werden soll, wie Kapital aus dem Cashflow für Investitionen zur Verfügung steht,
- natürliches Ausscheiden der Anlagen des alten Systems aufgrund von Alterung und Nutzung ermöglicht werden soll, um Stranded Investments zu vermeiden, und
- nicht mehrere Systeme (konventionelles, thermisches System und das erneuerbare System) gleichzeitig aufgebaut werden sollen.

Ein Vergleich der produzierten Energie zwischen 2020 und 2050 im Basisszenario zeigt den grundlegenden Wandel der Nutzung der Primärenergieträger zur Produktion von elektrischer Energie. In vielen Ländern vollzieht sich eine Transformation des Elektrizitätssystems weg von den fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien. Abbildung 52 zeigt den Wechsel der Primärenergieträger hin zu den erneuerbaren Energien als Anteil der produzierten elektrischen Energie.

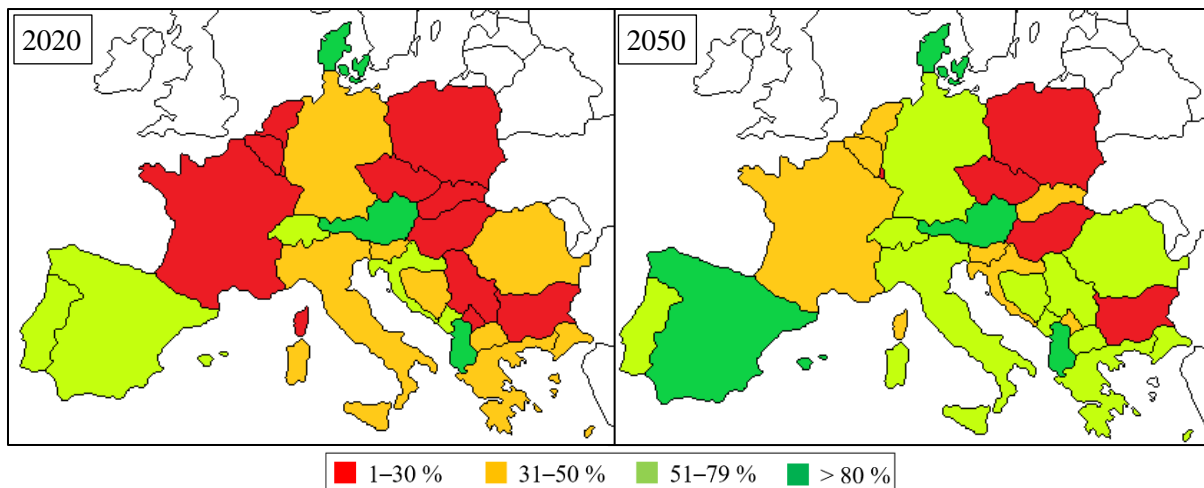


Abbildung 52: Entwicklung der erneuerbaren Energien als Anteil der produzierten elektrischen Energie in den betrachteten Ländern im Jahr 2020 (links) und 2050 (rechts). Eigene Darstellung, Kartenmaterial: © EnchantedLearning.com

Mit den gewählten Eingangsdaten und Strategien des vorgestellten Szenarios findet in vielen Ländern ein Transformationsprozess statt. Vor allem den südosteuropäischen Ländern gelingt es, den Anteil der erneuerbaren Energien im Elektrizitätssystem markant zu erhöhen. Dies ist (bis auf Kroatien und Bulgarien) in jedem südosteuropäischen Land der Fall. Der Grund für diese vorteilhafte Entwicklung hin zu den erneuerbaren Energien ist durch den Ausbau der Wasserkraft in diesen Gebieten begründet. Im hinterlegten Szenario wird das aktuell nicht genutzte Wasserkraftpotenzial zukünftig nutzbar gemacht. Nur wenigen Ländern gelingt es nicht, ihren Status aus dem Jahr 2020 bis ins Jahr 2050 zu verbessern. Dies betrifft vor allem Bulgarien, Luxemburg, Polen, Tschechien und Ungarn, in welchen auch im Jahr 2050 die Produktion elektrischer Energie immer noch auf dem thermischen System basiert.

7.2 Implikationen für die Transformation der europäischen Elektrizitätswirtschaft

Für den nachhaltigen Umbau der Elektrizitätswirtschaft in Europa gilt es, die Investitionen bestmöglich zu planen. Es muss darauf Acht gegeben werden, dass so effizient wie möglich in das System investiert wird, Stranded Investments vermieden und die Aspekte der Nachhaltigkeit berücksichtigt werden. Nachfolgend soll keine Reihung der Kraftwerkstechnologien vorgenommen werden, aber ausführlich auf die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Technologien hingewiesen werden, um Entscheidungsträgern und -trägerinnen eine Hilfestellung zu bieten.

Als Beispiel für den sozialen Nachhaltigkeitsaspekt der Intergenerationengerechtigkeit sei Österreich angeführt, wo nach dem Zweiten Weltkrieg sehr stark in den Ausbau der Wasserkraft investiert wurde. Nachfolgend werden nur zwei Kraftwerke genannt, die als Sinnbild für den Wiederaufbau nach dem Zweiten Weltkrieg angesehen werden. (1) Das Pumpspeicherkraftwerk Kaprun (Verbund AG, 2018a), welches im Jahr 1956 in Betrieb genommen wurde, sowie das Laufwasserkraftwerk an der Donau Ybbs-Persenbeug (Verbund AG, 2018b), welches im Jahr 1960 in Betrieb genommen wurde. Der Ausbau verursachte hohe Investitionen, die laufenden Kosten für den Betrieb eines Wasserkraftwerks sind

jedoch nur gering. Im Sinne der Intergenerationengerechtigkeit hat die investierende Generation hohe Investitionen tätigen müssen und hatte somit weniger Geld für Konsum zur Verfügung, ermöglichte aber der zukünftigen Generation vom Ausbau der Wasserkraft durch die geringen Aufwendungen für den Betrieb zu profitieren. Diese und viele weitere Wasserkraftwerke werden weit über ihre ökonomische Nutzungsdauer hinaus betrieben und liefern einen wertvollen Beitrag zur CO₂-freien Stromproduktion. Die Vorteile von Investitionen in Wasserkraftwerke werden in Kapitel 3.5.2 gezeigt, wo die Besonderheit der langen Nutzungsdauer dargestellt wird.

Basierend auf den gezeigten Ergebnissen zeigt sich, dass der Ausbau der Wasserkraftwerke, wo die Geographie es erlaubt, gegenüber den anderen Technologien zu bevorzugen ist. Der Ausbau muss dabei so ökologisch wie möglich vonstattengehen. Wasserkraftwerke, welche manchmal die vergessene erneuerbare Energie darstellen, tragen einen großen Teil zur Produktion von elektrischer Energie während der JHL bei, verursachen im Betrieb keine CO₂-Emissionen und weisen eine enorm lange Nutzungsdauer auf. Die Vorteile der Wasserkraft werden u. a. in Kapitel 7.1.1 umfassend erläutert. Die Wasserkraftwerke nehmen im Jahr 2050 19 % der installierten Leistung ein, produzieren in diesem Jahr 14 % der elektrischen Energie, verursachen 9 % der Kosten des Kapitalstocks und umfassen 27 % des Nettokapitalstocks. Ein hoher Nettokapitalstock, der sich auf die zukünftige Leistungsfähigkeit bezieht, ist in Kombination mit niedrigen Kosten des Kapitalstocks vorteilhaft. Wasserkraftwerke stehen aufgrund der langen Lebensdauer noch lange zur Verfügung. Im Vergleich mit den anderen Technologien verursachen sie nur geringe kapitalbezogene Fixkosten. Die variablen Kostenbestandteile der Wasserkraftwerke sind zu vernachlässigen, da keine Brennstoffkosten und CO₂-Aufwendungen anfallen und die Kraftwerke vollautomatisch betrieben werden.

Beim Wasserkraftwerksausbau wird mit den sogenannten Perlen begonnen, welche an einem besonders günstigen Standort mit guten geographischen Gegebenheiten und geringen Investitionskosten liegen (Gsodam & Stigler, 2017a). Durch die Investition wird Kapitalstock aufgrund der hohen Investitionskosten rasch aufgebaut, der sich langsam über die lange Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten wieder abbaut und Abschreibungen als Aufwendungen verursacht. Nach der ersten Perle wird das nächstbeste Kraftwerk in Bezug auf den Standort ausgebaut. Das zweite Kraftwerk kann schon teilweise aus den vorhandenen Abschreibungen des ersten Kraftwerks finanziert werden. Das nächste Kraftwerk, welches ausgebaut wird, ist womöglich keine Perle mehr. Es würde vergleichsweise höhere Investitionskosten verursachen, da ein Standort vorhanden sein könnte, an dem die geographischen Gegebenheiten nicht mehr so optimal sind, die Voraussetzungen für den effizienten Betrieb eines Wasserkraftwerks aber dennoch gegeben sind. Ein Beispiel für vorteilhafte geographische Gegebenheiten ist das Vorhandensein von natürlichen Begleiddämmen wie beim Wasserkraftwerk Aschach an der Donau. Die Investition in das dritte Kraftwerk kann schon zu einem größeren Teil aus den Abschreibungen von den bestehenden Kraftwerken finanziert werden (siehe Kapitel 3.5.1 und 3.5.2). Durch nominelle Preisanstiege und sonstige Preisentwicklungen reichen die Abschreibungsbeträge alleine für die Finanzierung aber nicht

aus (Musil, 1972). Aufgrund des historischen Anschaffungswertprinzips als Höchstgrenze für die Bewertung verlieren die hohen Erstinvestitionen im Lauf der Zeit an Bedeutung. Neben der hohen Erstinvestition in Wasserkraftwerke entstehen hohe Zinsaufwendungen für das Fremdkapital.

Zusätzlich zu den Laufwasserkraftwerken werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke benötigt, um die schwankende Erzeugung auszugleichen. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stellen Reserveleistung und Spitzenlast bereit und tragen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität im flexibler werdenden Energiemarkt bei (VGB PowerTech e.V., 2018). Bisher standen auch immer Wärmekraftwerke als Ergänzung zur Verfügung, um den restlichen Bedarf zu decken. Dies ist vor allem im deutschsprachigen Raum bekannt als „Hydrothermischer Verbundbetrieb“ (Schwarzmann, 1953). Der Nachteil der Wärmekraftwerke ist aber, dass sie erstens nicht erneuerbar sind und zweitens keine solche lange Lebensdauer wie Wasserkraftwerke aufweisen. Da der CO₂-Ausstoß weltweit sinken soll, sind Alternativen für die bisher eingesetzten Wärmekraftwerke notwendig. Vor allem der rasche Ersatz von Öl- und Kohlekraftwerken ist aufgrund des hohen CO₂-Emissionsfaktors der Energieträger wichtig (Ströbele, et al., 2012). Der Ersatz der Kraftwerke soll so kosteneffizient und gleichzeitig nachhaltig wie möglich sein. Von den geplanten und angekündigten Neubauprojekten in Europa zum Ersatz der bestehenden Kraftwerke sind die Anlagen zur Nutzung der Windenergie zukünftig in Bezug auf die installierte Leistung die bedeutendsten (VGB PowerTech e.V., 2018). Für das Erreichen der Klima- und Energieziele ist die Windenergie ebenso wie die Biomasse in einer gesamteuropäischen Betrachtung gegenüber der Photovoltaik vorzuziehen. Biomasseanlagen sind grundlastfähig, können Ausgleichs- und Regelenergie bereitstellen, zentral und dezentral betrieben werden und bestehende Kohlekraftwerke können auf Biomasse als Brennstoff umgerüstet werden, wodurch Stranded Investments vermieden werden (VGB PowerTech e.V., 2018). Die Ergebnisse zeigen, dass Biomassekraftwerke im Jahr 2050 4 % der installierten Leistung ausmachen, in diesem Jahr mehr als doppelt so viel elektrische Energie produzieren (9 %), 6 % der Kosten des Kapitalstocks verursachen und 5 % des Nettokapitalstocks umfassen. Anhand dieser Zahlen kann die Biomasse durchaus als Technologie angesehen werden, dessen zukünftiger Ausbau von Vorteil ist. Natürlich muss auch für die Biomasse selbiges wie für die Wasserkraft gelten. Die Nutzung der Biomasse muss so ökologisch und ethisch vertretbar wie möglich erfolgen. Die Ergebnisse zeigen für die Windenergie, dass im Jahr 2050 36 % der installierten Leistung auf Windenergieanlagen entfallen, diese Anlagen 27 % der elektrischen Energie produzieren, 24 % der Kosten des Kapitalstocks verursachen und 30 % des Nettokapitalstocks umfassen. Auch hier ist, ähnlich wie bei der Biomasse, ein eher ausgeglichenes Verhältnis der erwähnten Werte zu beobachten. Ein Nachteil der Windenergie ist die geringe gesicherte Leistung der Anlagen. Deshalb sollten Leichtwind-Windanlagen gegenüber Starkwind-Windanlagen bevorzugt werden, da eine konstantere Erzeugung vorliegt, wenngleich die produzierte Energie über das ganze Jahr gesehen geringer ausfallen kann. Die gesicherte Leistung bezieht sich auf den Minimalwert der Windenergie als Maß für die dauerhaft verfügbare Leistung aller Anlagen. Diese liegt in Deutschland beispielsweise bei unter 1 % der Nennleistung. Während sich die kumulierte installierte Leistung der Windenergie in Deutschland

zwischen 2010 und 2016 beinahe verdoppelt hat, blieb die gesicherte Leistung auf ihrem konstant niedrigen Niveau (VGB PowerTech e.V., 2018). Die Substitution konventioneller Kraftwerke durch Windenergieanlagen ist daher nur mit ausreichenden Speicherkraftwerken möglich, um die fluktuierende Erzeugung auszugleichen. Während die Wasserkraft jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt, treten bei der Nutzung der Windenergie Schwankungen zwischen Stark- und Schwachwindphasen von drei bis fünf Tagen auf (VGB PowerTech e.V., 2018). Entsprechend flexible Kraftwerke und Speicherkraftwerke sind deshalb notwendig, um die Versorgungssicherheit auch in einem Elektrizitätssystem, das zum größten Teil aus erneuerbaren Energien besteht, zu garantieren. Die Ergebnisse für die Solar/PV-Anlagen zeigen, dass im Jahr 2050 6 % der installierten Leistung 5 % der elektrischen Energie produzieren, 31 % der Kosten des Kapitalstocks verursachen und 13 % des Kapitalstocks ausmachen. Fast ein Drittel der Kosten des Kapitalstocks entfällt auf Solar/PV, obwohl diese Kraftwerkstechnologie nur einen geringen Beitrag zur Produktion elektrischer Energie leistet. Ebenso wie die Windenergie hat Solar/PV den Nachteil, dass diese Technologie keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann (Dyllong & Maaßen, 2014). Auch eine Verdoppelung der installierten Leistung (Vergleichsszenario Wind und Solar/PV) kann an dieser Tatsache nichts ändern. Der Lastausgleich der volatilen erneuerbaren Energien wird zukünftig an Bedeutung gewinnen. Lösungen hierfür sind umfangreich und beinhalten neben Demand Side Management beispielsweise die Überbrückung der tageszeitlichen Schwankungen der PV mit elektrochemischen Speichern. Dies unterstreicht nochmals, dass der Ausbau der Windenergie und von Solar/PV-Anlagen alleine nicht ausreichend ist, um die Transformation der Elektrizitätswirtschaft erfolgreich zu meistern. Netzausbau, Speicherkraftwerke und Energieeffizienz sind nur drei von vielen zusätzlichen Entwicklungen, die erforderlich sein werden. Auf die Kraftwerkstechnologie Sonstige wird aufgrund der in der gesamten Betrachtung konstant niedrigen Bedeutung nicht näher eingegangen.

Abseits der gesamteuropäischen Betrachtung und der Bedeutung für die EVU kann die Nutzung Solar/PV durch einen hohen Eigenstromverbrauch von im privaten Besitz befindlichen Anlagen verbessert werden. Hohe Eigenstromverbrauchsrate führen zu einer höheren Wirtschaftlichkeit der Anlagen, da die Endverbrauchspreise elektrischer Energie teilweise höher sind als die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity) von PV, womit Netzparität erreicht wird (IRENA, 2018). Der Eigenstromverbrauch kann beispielsweise durch Kombination mit Elektromobilität erhöht werden (Gebetsroither-Geringer, et al., 2017). Weiters können elektrochemische Speicher, welche ein großes Potenzial für zukünftige Kostensenkungen aufweisen, eingesetzt werden, um die schwankende Erzeugung auszugleichen (IRENA, 2017). Die Geschäftsmodelle der EVU müssen sich ändern, um in diesem neuen Umfeld langfristig bestehen zu können. Neben der europäischen Betrachtung für die EVU leisten die erneuerbaren Energien einen bedeutenden Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung, vor allem im asiatischen und afrikanischen Raum. Hier sind insbesondere kleine Inselösungen, welche mit Kleinstwasserkraftwerken (Asien) und PV (Afrika) betrieben werden, und voll privat betriebene Anlagen (Solar/PV) erwähnenswert. Der Stand der Elektrifizierung wird erhöht und ein wichtiger

Beitrag zur Entwicklung eines Landes geleistet. Das Gesundheitswesen profitiert ebenso wie die Wasserversorgung, Bildung und Kommunikation, um nur einige zu nennen. So wurden im Jahr 2016 in Afrika rund 55 Mio. Menschen (in etwa 1.000 MW installierte Leistung) und in Asien rund 75 Mio. Menschen (in etwa 4.000 MW installierte Leistung) mit elektrischer Energie versorgt (IRENA, 2017).

Einer nachhaltigen Entwicklung folgend soll der Kapitalstock nicht abnehmen (The World Bank, 2006), um zukünftigen Generationen dieselbe Höhe des Kraftwerksbestands weiterzugeben. In der gesamten Betrachtung von 2006 bis 2050 ist dies bei den Wasserkraftwerken erfüllt. Zusätzlich berücksichtigen Wasserkraftwerke den Aspekt der Intergenerationengerechtigkeit und jenen der Langlebigkeit. Wasserkraftwerke produzieren im Betrieb keine CO₂-Emissionen und verursachen nur niedrige laufende Kosten. Wasserkraftwerke sind demnach sehr vorteilhaft für das Elektrizitätssystem und tragen zu einer zukünftig sinnvollen Transformation des Elektrizitätssystems bei. Dies gilt ebenso für die anderen volatilen erneuerbaren Energien wie der Windenergie.

Die zukünftige Zusammensetzung des Elektrizitätssystems ist maßgeblich für die entstehenden CO₂-Emissionen verantwortlich. Je mehr in erneuerbare Energien investiert wird, umso eher werden die fossilen Kraftwerke aus dem Elektrizitätssystem verdrängt. Erneuerbare Energien erfordern aber auch den Ausbau von Speichertechnologien, um die dargebotsabhängige Erzeugung in das System aufnehmen zu können. Die zukünftige Zusammensetzung des Elektrizitätssystems betrifft Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen. Beide haben das Potenzial, die CO₂-Emissionen zu vermindern. In Österreich ist bspw. seit 2005 ein Rückgang der CO₂-Emissionen des Energiesystems zu beobachten, ohne dass der Brutto-Energieverbrauch sich geändert hat. Die CO₂-Emissionen sanken durch den Ersatz von thermischen Kraftwerken mit erneuerbaren Energien um ca. 15 %. Des Weiteren kann die Erhöhung der Energieproduktivität die CO₂-Emissionen senken (Schleicher, et al., 2018). Das Potenzial der Windenergie und von Solar/PV, die CO₂-Emissionen durch Verdrängen der konventionellen Kraftwerke zu senken, wurde mit Hilfe der Vergleichsszenarien analysiert. Investitionen in die Windenergie senken die CO₂-Emissionen doppelt so stark wie Investitionen in Solar/PV. Die Klima- und Energieziele erfordern, dass sich die Zusammensetzung des Kapitalstocks ändert. Um dabei Stranded Investments zu vermeiden, müssen klar definierte Ziele und Pläne der politischen Entscheidungsträger und –trägerinnen vorhanden sein. Bei der Entscheidung, welche Technologien als Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in Frage kommen, sollen ökonomische, ökologische und soziale Aspekte berücksichtigt werden. Daneben fließen die kapitalstockbezogenen Kennzahlen wie die Wertigkeit einer Technologie, die Kosten des Kapitalstocks und das Verhältnis zwischen produzierter Energie und Kapitalstock in die Entscheidungsfindung zur zukünftigen Transformation ein.

Die Ergebnisse zeigen für den thermischen Kraftwerkspark, dass zukünftig nur noch Investitionen in die Kernkraftwerke, gefolgt von einigen wenigen in Gaskraftwerke, eine bedeutende Rolle spielen. Aktuell werden zwei Kernkraftwerke in Europa (Frankreich und Finnland) gebaut, welche enorme Kostenexplosionen aufweisen. Details hierzu sind in den Länderprofilen von World Nuclear Association

(2017) zu finden. Die Auflistung geplanter und angekündigter Neubauprojekte von VGB PowerTech e.V. (2018) bestätigt eine Verlagerung der zukünftigen Investitionen in die Stromerzeugung weg von den Kohlekraftwerken. Kohlekraftwerke müssen zum Erreichen der Klima- und Energieziele aufgrund ihrer hohen CO₂-Intensität aus dem Elektrizitätssystem ausscheiden. Zusätzlich haben Kohlekraftwerke eine niedrige Flexibilität, welche für die Integration der erneuerbaren Energien jedoch notwendig ist. Abgesehen von einzelnen länderspezifischen Plänen, die bestehenden Kernkraftwerke stillzulegen (Deutschland) oder das Einstellen von Neubauplanungen (Schweiz, Italien), halten die Länder der EU noch an der Kernenergie fest. Die Bedeutung von Maßnahmen zur Sicherstellung und Erhöhung der Robustheit der Kernkraftwerke wird heute und zukünftig in allen Ländern, die an der Kernenergienutzung festhalten, wichtig sein. Die EU ist aktuell der weltweit führende Wirtschaftsraum bei der Stromerzeugung in Kernkraftwerken (VGB PowerTech e.V., 2018).

Der bestehende Kraftwerkspark, welcher zukünftig durch Alterung und Nutzung aus dem System ausscheiden wird, fungiert als Markteintrittsbarriere für neue Marktteilnehmer. Die Kombination aus bestehenden (alten) und neuen Kraftwerken führt zu niedrigeren kapitalbezogenen Fixkosten aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen, als dies bei neuen Marktteilnehmern mit neuen Kraftwerken der Fall wäre, womit bestehende Marktteilnehmer einen Wettbewerbsvorteil haben. Neue Marktteilnehmer müssen mit dem Kraftwerkspark viel höhere investitionsbezogene Fixkosten abdecken können und würden aufgrund der langen Lebensdauer so lange Verluste erwirtschaften, bis auch die neuen Marktteilnehmer einen alten bzw. durchmischten Kraftwerkspark haben. Ein gut durchmischter Kraftwerkspark der EVU mit alten und neuen Kraftwerken, die aus verschiedenen Technologien bestehen, ist von Vorteil. Die Diversifikation des Kraftwerksparks trägt zusätzlich zur Risikominimierung bei.

7.2.1 Schlussfolgerungen

Für den zukünftigen Umbau des Elektrizitätssystems ergeben sich auf Basis der Ergebnisse für die eingangs definierten Themengebiete *Kapitalstock*, *Investitionen* und *Substitutionsprozess von Primärenergieträgern* folgende Schlussfolgerungen:

Kapitalstock

Der zukünftige Kapitalstock setzt sich aus erneuerbaren Energien zusammen. Insbesondere der Kapitalstock der Windenergie wird aufgrund des verstärkten Ausbaus stark ansteigen. Aufgrund der kürzeren Lebensdauer im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken muss der Kapitalstock häufiger neu aufgebaut werden (Reinvestitionen). Die Differenz zwischen Nutzungsdauer und ökonomischer Nutzungsdauer ist bei den Wasser- und Kernkraftwerken am größten. Speziell Wasserkraftwerke weisen eine lange Zeitspanne auf, in der fast nur Erträge erwirtschaftet werden, ohne dass nennenswerte Aufwendungen anfallen (siehe Kapitel 3.5.2). Ein Elektrizitätssystem basierend auf erneuerbaren

Energien ist ein System basierend auf kapitalbezogenen Fixkosten. Dies zeigt die Kapitalstockbetrachtung, in der die Kosten des Kapitalstocks aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen stark ansteigen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung der JHL ist von Solar/PV am geringsten und zeigt ein schlechtes Verhältnis zwischen produzierter Energie und Kapitalstock zu diesem Zeitpunkt. Solar/PV ist in den südlicheren Gegenden Europas vorteilhafter, da diese Gebiete höhere Volllaststunden aufweisen. Solar/PV kann in den südlichen Gegenden im Sommer für die Kühlung eingesetzt werden und so einen wichtigen Beitrag zum Elektrizitätssystem leisten. Die produzierte Energie aus Solar/PV ist großtechnisch nicht vom Sommer in den Winter speicherbar, da ein langfristiger Ausgleich von mehreren Monaten für die aktuell verwendeten Speichertechnologien zu lange ist.

Investitionen

Investitionen in die verschiedenen Kraftwerkstechnologien werden durch Investitionen in Speicherkraftwerke und die Netzinfrastruktur ergänzt. Erneuerbare Energien benötigen neben dem Ausbau der Speicherkraftwerke einen stärkeren Netzausbau, da der Ort der Erzeugung nicht wie bei den Wärmekraftwerken mit den Verbrauchsschwerpunkten übereinstimmt. Planungen müssen vorausschauend sein und die Klima- und Energieziele berücksichtigen, um Stranded Investments zu vermeiden. Aufgrund der bei langlebigen Anlagen auftretenden Differenz zwischen historischem Anschaffungswert und Wiederbeschaffungswert können Investitionen nicht nur aus den Abschreibungen finanziert werden.

Substitutionsprozess der Primärenergieträger

Der Wechsel der Primärenergieträger kann unterschiedlich rasch gestaltet werden. Das Potenzial der Windenergie, die konventionellen thermischen Kraftwerke zu verdrängen und die CO₂-Emissionen zu senken, ist höher als jenes von PV. Die Geschwindigkeit des Substitutionsprozesses kann durch Investitionen in Speicherkraftwerke, Netzinfrastruktur und Energieeffizienz beschleunigt werden. Die lange Nutzungsdauer der Anlagen bedingt jedoch langfristige Nutzungszyklen, in denen einmal gebaute Kraftwerke genutzt werden.

Zusätzlich sind im Zuge der sich öffnenden Diskussion rund um die Elektrizitätswirtschaft zu anderen Wirtschaftssektoren hin weitere Themen für die Transformation von Bedeutung, welche nachfolgend diskutiert werden. Dies beinhaltet Energieeffizienz, Innovationen, Cogeneration-Technologien, eine gesamtsystemische Betrachtung des Energiesektors, welche die gesamte Wertschöpfungskette berücksichtigt, Speichertechnologien und Lastausgleichsmaßnahmen. Auch Servatius (2012) betont, dass ein nachhaltiges Energiesystem neben dem Wechsel der Primärenergieträger auch Smart Grids, neue Speichertechnologien, Energieeffizienzmaßnahmen und aktivere Kunden benötigt.

Besonders hervorzuheben für das zukünftige Elektrizitätssystem ist die Bedeutung von Energieeffizienz und Energieeinsparungen, welche zukünftig auch aufgrund der Klima- und Energieziele der EU

(Erhöhung der Energieeffizienz) nicht vernachlässigt werden dürfen. Neben Energieeffizienzmaßnahmen wird der Exergiegehalt der Energieträger an Bedeutung gewinnen (Köppl & Schleicher, 2018). Lovins (1990) hebt hervor, dass Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz nicht nur beim umsetzenden Betrieb zu Einsparungen führen, sondern auch beim EVU eine positive Wirkung haben, da das EVU niedrigere Kosten der Stromproduktion tragen muss und eventuell sogar gesamt gesehen weniger Kraftwerke benötigt, bauen und betreiben muss. Der Rückgang des Geschäfts mit dem reinen Stromverkauf kann daher durchaus vorteilhaft für die EVU sein, sofern die EVU es schaffen ihr Denken zu ändern, dass ein erfolgreiches Geschäft auf dem Verkauf von Kilowattstunden aufgebaut sein muss. Kunden der EVU haben an der Energiedienstleistung und nicht an der Kilowattstunde Interesse. Investitionen in Energieeffizienz sind zusätzlich Investitionen in den Umweltschutz, womit das Erreichen der Klima- und Energieziele in zweifacher Weise unterstützt wird. Einfache und schnell sichtbare Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz sind Beleuchtung, Motoren und Fenster bzw. Gebäude allgemein (Lovins, 1990). Lovins (1990) zeigt in seiner Arbeit anhand von vielen Beispielen, dass viele Maßnahmen, die zu Energieeinsparungen führen, oft gar keine Investition benötigen. Vor allem bei Gebäuden gibt es ein großes Potenzial die Energieproduktivität zu erhöhen (Schleicher, et al., 2018). Neben diesen bekannten Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz müssen Innovationen gefördert werden. Dies beinhaltet (1) Innovationen bei der Integration und dem Betrieb des Systems zur verstärkten Integration der volatilen erneuerbaren Energien, (2) Innovationen in industriellen Prozessen, vor allem in der Zement-, Eisen-, Stahl- und chemischen Industrie, welche zusammen 17 % der weltweiten CO₂-Emissionen verursachen und (3) Innovationen im Transportsektor, vor allem im Fracht- und Luftverkehr, welche zusammen 11 % der weltweiten CO₂-Emissionen verursachen (IRENA, 2018).

Für die zukünftige Transformation des Elektrizitätssystems wird auch auf Cogeneration-Technologien (Kraft-Wärme-Kopplung oder Wärme-Kraft-Kopplung) zur Erhöhung der Energieeffizienz verwiesen. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen thermische und mechanische Energie. Der Verbraucher wird mit Wärme und Elektrizität, den beiden wichtigsten Energiearten, versorgt. Der Wirkungsgrad von Kraftwerken wird erhöht und der Brennstoff auf zweifache Weise genutzt. Ein und derselbe Input führt zu zwei unterschiedlich nutzbaren Outputs. Cogeneration-Technologien spielen insofern eine wichtige Rolle, als dass das Potenzial für Kraft-Wärme-Kopplung viel größer als der aktuelle Einsatz ist. Um die Nutzung entsprechend auszubauen und die Hemmnisse zu beseitigen, sind politische Maßnahmen notwendig. Hemmnisse beinhalten beispielsweise die hohen Investitionen in den Ausbau der Wärmenetze, damit verbundenen Risiken und das Vorhandensein eines räumlich nahen Wärmeabsatzmarkts (Ströbele, et al., 2012). Die Schweiz setzt zur Erhöhung der Energieeffizienz auf Kraft-Wärme-Kopplung. Durch den Einsatz solcher Anlagen kombiniert mit Elektro-Wärmepumpen könnten die CO₂-Emissionen für Raumwärme und Warmwasseraufbereitung um 50 % gesenkt werden, was 25 % der gesamten CO₂-Emissionen der Schweiz entspricht (Bundesamt für Energie, 2013).

Köpl & Schleicher (2018) weisen darauf hin, dass das zukünftige Energiesystem nicht mehr isoliert betrachtet werden darf, sondern neben dem Elektrizitätsnetz auch das Wärme- und Kältenetz, das Gasnetz und ein übergeordnetes Informationsnetz in die Betrachtung integriert werden muss. Neben dieser zusammenhängenden Betrachtung sind Speichertechnologien zum Ausgleich der schwankenden Erzeugung der erneuerbaren Energien bedeutend für eine erfolgreiche Transformation. Viele Speichertechnologien weisen ein hohes Potenzial für zukünftige Kostensenkungen auf, wodurch ihr Einsatz günstiger wird (IRENA, 2017). Wichtig für die zukünftige Entwicklung wird auch der Lastausgleich sein, der Ausgleich zwischen Nachfrage und Erzeugung. Vor allem durch die volatilen erneuerbaren Energien wird Lastausgleich immer wichtiger. Eingesetzt werden dabei Stromspeicher genauso wie Demand Side Management Maßnahmen, um z. B. Nachfragespitzen auszugleichen (Gellings, 1985).

Abschließend kann gesagt werden, dass das zukünftige Elektrizitätssystem zum größten Teil aus erneuerbaren Energien besteht. Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung beim Ausbau der erneuerbaren Energien sollen neben der Intergenerationengerechtigkeit die zukünftigen Kosten des Kapitalstocks aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen genauso berücksichtigt werden wie die Lebensdauer der Kraftwerke, das Potenzial zur Verringerung der CO₂-Emissionen und ökonomische Entwicklungen. Zusätzlich zum Wechsel der Primärenergieträger, welcher die zukünftigen Investitionsentscheidungen in den Kraftwerkspark beeinflusst, sind Investitionen in den Netzausbau zur Integration der erneuerbaren Energien, Innovationen, ein Umdenken bzgl. des Lebensstils in der Bevölkerung (Energiesparen), Energieeffizienzmaßnahmen und die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen der EVU notwendig. Das Elektrizitätssystem muss in seiner Gesamtheit betrachtet werden, was inkludiert, dass die Verbrauchsentwicklung genauso Teil der Betrachtung sein muss wie Investitionen in die Infrastruktur oder das Erreichen der Klima- und Energieziele.

Eine erfolgreiche Transformation erfordert neben dem Fokus auf erneuerbare Energien einen Mix aus Energieeffizienzmaßnahmen, Innovationen in verschiedenen Bereichen zur Senkung des Energiebedarfs und Erhöhung der Energieproduktivität, bewusstseinsbildende Maßnahmen und neue Geschäftsmodelle, um nur ein paar Themen zu nennen. Die Optionen für die Transformation der zukünftigen Elektrizitätswirtschaft sind vielfältig. Die zukünftige Entwicklung muss im Einklang mit den Klima- und Energiezielen erfolgen und erfordert eine langfristige strategische Ausrichtung der EVU. Durch gezielte Vorab-Analysen, welche neben ökonomischen, ökologischen und sozialen Kriterien die Gesamtsystemzusammenhänge des Elektrizitätssystems abbilden, kann die Transformation so effizient wie nur möglich gemeistert werden.

„Energiesysteme sind wie Öltanker – sie lassen sich nur langsam wenden.“

Human Development Report 2007/08

8 Schlussbetrachtung

Nachfolgend endet die Arbeit mit einer Schlussbetrachtung, in welcher die Ergebnisse kurz zusammengefasst werden und die Limitationen der Arbeit enthalten sind.

8.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Um die Klima- und Energieziele zukünftig zu erreichen, muss das Elektrizitätssystem umgebaut werden. Neben Themen wie Energieeffizienz oder Energiedienstleistungen ist der gesamteuropäische Ausbau der erneuerbaren Energien eine Möglichkeit zur Zielerreichung. Im Zuge dessen wird sich der Kapitalstock der europäischen Elektrizitätswirtschaft, welcher das investierte Vermögen abbildet, ändern. Die Szenariorechnungen, welche mit Hilfe des elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsmodells ATLANTIS durchgeführt wurden, zeigen, dass der zukünftige Kapitalstock der europäischen Elektrizitätswirtschaft stark ansteigen wird. Dies ist einerseits durch die kapitalintensiveren Ersatzinvestitionen in den alternden Kraftwerkspark begründet und andererseits durch die Erweiterungsinvestitionen notwendig. Erweiterungsinvestitionen sind unvermeidbar, da Kraftwerke zur Nutzung der erneuerbaren Energien geringere Volllaststunden als die konventionellen thermischen Kraftwerke mit hohen Verfügbarkeiten aufweisen und der zukünftige Strombedarfsanstieg gedeckt werden muss. Aufgrund der höheren Kapitalintensität der Kraftwerke zur Nutzung der erneuerbaren Energien steigen die Kosten des Kapitalstocks, welche sich aus den kapitalbezogenen Fixkosten Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen zusammensetzen, stark an. Deshalb ist es wichtig, dass sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen bestmöglich geplant werden, um kostenintensive und weitreichende Fehler, welche sich durch die lange Lebensdauer über viele Jahrzehnte auswirken können, zu vermeiden.

Eine wichtige kapitalstockbezogene Kennzahl ist der Beitrag des Kapitalstocks zur Deckung der JHL. Zu dieser aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht sehr schwierigen Zeit leistet die Wasserkraft mit den Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken den bedeutendsten Beitrag und produziert in etwa ein Drittel der benötigten elektrischen Energie. Dies ist insofern besonders hervorzuheben, als dass dieser Zeitpunkt in der durchgeführten Simulation im Winter auftritt und hier die Erzeugung der elektrischen Energie in den Laufwasserkraftwerken aufgrund der niedrigeren Wasserführung der Flüsse im Winter gering ist. An zweiter Stelle liegen die Windkraftwerke (Onshore), welche in etwa ein Fünftel der benötigten elektrischen Energie liefern.

Die Analyse des Alters des Kraftwerksparks hat gezeigt, dass die konventionellen Kohlekraftwerke bedingt durch das Anlagenalter als erstes aus dem Produktionsprozess von elektrischer Energie ausscheiden und zu ersetzen sind. Je besser die Ersatzinvestitionen geplant werden, umso leichter können die Klima- und Energieziele erreicht werden. Insbesondere die CO₂-intensiven Kohlekraftwerke sollen durch Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien ersetzt werden. Die Kenntnis der Altersstruktur ist notwendig, um den zukünftigen Reinvestitionsbedarf zu ermitteln.

Investitionen in den Kraftwerkspark sind durch die lange Lebensdauer maßgeblich daran beteiligt, wie die zukünftige Transformation der Elektrizitätswirtschaft vonstattengeht. Um Stranded Investments zu vermeiden, müssen sich die zukünftigen Investitionen an den Klima- und Energiezielen orientieren. Wenn davon ausgegangen wird, dass die Klima- und Energieziele zu erreichen sind, ist jede aktuelle und zukünftige Investition in ein fossiles Kraftwerk ohne CCS ein Stranded Investment. Für die Investitionen in den Kraftwerkspark soll der Cashflow verwendet werden, welcher sich aus den Abschreibungen bestehender Kraftwerke und dem Gewinn zusammensetzt. Die Analyse zeigt, dass die Investitionen über dem aus dem Cashflow zur Verfügung stehenden Kapital liegen. Somit müssen Alternativen zur Finanzierung der Investitionen gefunden werden wie z. B. Investitionszuschüsse.

Der Wechsel der Primärenergieträger in der Energiewirtschaft fand immer schon statt. Aktuell vollzieht sich die Transformation aufgrund der in der Öffentlichkeit viel diskutierten Energiewende unter großer Beobachtung. Wegen der Langlebigkeit und der Kapitalintensität der Anlagen ist die Transformation ein langwieriger Prozess. Der Anteil eines Primärenergieträgers muss zurückgehen, damit das Wachstum eines neuen Primärenergieträgers ermöglicht werden kann. Die Kapitalstockanalyse zeigt, dass zu Beginn das erneuerbare und das thermische System aufgebaut wird. Dies ist aber nicht kosteneffizient, da der Anteil des bestehenden Systems zurückgehen sollte, während ein neues System aufgebaut und in dieses investiert wird. Die Auf- und Abbauraten des thermischen und erneuerbaren Systems zeigen, dass zu Beginn die Aufbauraten höher als die Abbauraten sind. Erst gegen Ende der Betrachtung entsprechen Auf- und Abbau in etwa einander und folgen der von Marchetti (1979) vorgeschlagenen Entwicklung.

Die Vergleichsszenarien, welche auf einen verstärkten Ausbau der Windenergie bzw. der PV abzielen, analysieren Investitionen in die derzeit prominentesten erneuerbaren Energien und stellen deren Auswirkungen dar. Die Vergleichsszenarien zeigen, dass Investitionen in die Windenergie, dort wo möglich, Investitionen in PV vorzuziehen sind. Gründe hierfür sind hauptsächlich, dass in einer kontinentaleuropäischen Betrachtung Investitionen in die Windenergie zu niedrigeren Aufwendungen für die EVU führen und gleichzeitig die CO₂-Emissionen stärker gesenkt werden können.

Die Arbeit zielt nicht darauf ab, eine Prognose abzugeben, die zukünftige Entwicklung exakt nachzubauen oder eine Reihung der Kraftwerkstechnologien zu erstellen. Vielmehr sollen durch Szenario-rechnungen die Vor- und Nachteile bestimmter Entwicklungen im Elektrizitätssystem aufgezeigt werden. Die Ergebnisse stellen eine Art Rahmenplanung dar. Bei der Darstellung der Ergebnisse wird darauf geachtet, dass keine extrem genauen Details abgebildet und diskutiert werden, aber ausreichend wichtige Informationen für das Treffen zukünftiger Entscheidungen dargestellt werden. Die Ergebnisse sind nicht als Lösung zu verstehen, wie die Transformation des Elektrizitätssystems vonstattengehen muss, sondern stellen verschiedene Alternativen und deren Vorteile dar. So liefert die Arbeit eine Entscheidungsgrundlage für Politik und Wirtschaft und stellt einen Leitfaden für Entscheidungsträger und -trägerinnen zur Verfügung. Dies ist insofern wichtig, da heute getroffene Entscheidungen bei der

Einführung neuer Technologien wegen der langen Vorlauf- und Reaktionszeit des Elektrizitätssystems erst viele Jahre später ihre Auswirkungen zeigen und sodann für lange Zeit ihre Wirkung entfalten.

8.2 Limitationen und Ausblick

Einige Limitationen müssen bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Zuerst werden allgemeine Limitationen, die das Modell oder die Elektrizitätswirtschaft betreffen, erwähnt. Danach folgen spezifischere Einschränkungen für die Berechnungen und Ergebnisse. Abschließend wird ein kurzer Ausblick über mögliche zukünftige Forschungsschwerpunkte auf Basis dieser Arbeit gegeben.

Allgemeine Limitationen

Zuerst wird auf die Pfadabhängigkeit (Beyer, 2006) des Modells hingewiesen. Pfadabhängigkeit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass nur bis heute aktuelle Entwicklungen innerhalb des Modells in die zukünftige Transformation der Elektrizitätswirtschaft einfließen können. Heutige Entscheidungen beeinflussen die zukünftige Entwicklung in der Elektrizitätswirtschaft, zukünftig neue Entwicklungen können nicht abgebildet werden. Wie alle anderen Wirtschaftsbereiche unterliegt auch die Elektrizitätswirtschaft technologischen Entwicklungen. Im Rahmen der Arbeit können zukünftige Entwicklungen wie neue Speichertechnologien nicht in die Betrachtung integriert werden. Neue technologische Entwicklungen verändern daher die Gültigkeit der präsentierten und diskutierten Ergebnisse. Des Weiteren soll beachtet werden, dass die gezeigten und diskutierten Ergebnisse nur unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen für die definierten Szenarien gültig sind. Andere Annahmen, beispielsweise die Höhe der spezifischen Investitionskosten, die Auswirkung der Lernkurven, die Brennstoffpreisentwicklung und die ökonomische Nutzungsdauer sowie die Nutzungsdauer, können entsprechend zu anderen Ergebnissen führen. Nichtsdestotrotz sind alle Ergebnisse rechnerisch nachvollziehbar und können auch für andere Annahmen berechnet werden.

Zukünftig soll, wie auch schon von Köppl & Schleicher (2018) erwähnt, die Elektrizitätswirtschaft nicht mehr von den anderen Sektoren der Energiewirtschaft, welche Wärme, Kälte und Gas umfassen, sowie von einem übergeordneten Informationsnetz getrennt betrachtet werden. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Elektrizitätswirtschaft. Zukünftig öffnet sich aber die Diskussion. Neue Märkte, Demand Side Management, geändertes Nutzerverhalten und das Betrachten der gesamten Wertschöpfungskette in der Energiewirtschaft wird bedeutender. Dies garantiert eine umfassende Systemperspektive und Abbildung der gesamten Energiewirtschaft, welche innerhalb der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigt wurde. Es wird dennoch auf die wichtige Rolle der Elektrizitätswirtschaft innerhalb der Energiewirtschaft hingewiesen, da die Elektrizitätswirtschaft aufgrund der beschränkten Substituierbarkeit von elektrischem Strom einen besonderen Stellenwert für eine funktionierende Wirtschaft und Gesellschaft einnimmt. Des Weiteren ist die Elektrizitätswirtschaft durch einige Besonderheiten charakterisiert, welche sie von anderen Sektoren unterscheidet. Dies beinhaltet u. a. die mangelnde Speicherbarkeit oder

die dargebotsabhängige Erzeugung der volatilen erneuerbaren Energien. Eine Analyse der gesamten Energiewirtschaft würde natürlich zur Erhöhung der Qualität der Ergebnisse beitragen. Die verbleibenden Sektoren der Energiewirtschaft liegen jedoch in der vorliegenden Arbeit außerhalb der definierten Systemgrenze.

Eine weitere Einschränkung umfasst, dass die zukünftige Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft stark durch den Anteil der erneuerbaren Energien geprägt ist. Andere Aspekte wie z. B. die Energieeffizienz wurden nicht berücksichtigt. Innerhalb der Arbeit gibt es einen starken Fokus auf den Kraftwerkspark. Aus einer Systemperspektive müssten aber immer auch alternative Investitionen wie die Erhöhung der Energieeffizienz mit in die Betrachtung einfließen. Durch Berücksichtigung von zusätzlichen Themen wie Cogeneration-Technologien in der Diskussion wurde eine breitere Basis geschaffen.

Spezifische Limitationen

Innerhalb der Unternehmensmodelle wird der Schwerpunkt auf die Aufwendungen gelegt, Einnahmen werden vernachlässigt bzw. es gilt die Annahme, dass die Unternehmen zumindest ausgeglichen bilanzieren müssen. Eine weitere Limitation, welche die Unternehmensmodelle betrifft, dass eine vollständige Fremdfinanzierung der Anlagen vorliegt. Die hohe Fremdkapitalfinanzierung in der Elektrizitätswirtschaft wurde jedoch in der Literatur (Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 1957; Peyerl, 1981) bestätigt.

Die Betrachtung des Beitrags der Kraftwerkstechnologien zur Deckung der JHL kann zukünftige Entwicklungen wie Load Shifting innerhalb des Demand Side Managements oder neue Speichertechnologien nicht abbilden. Insofern sind die Ergebnisse nur unter den aktuellen Gegebenheiten gültig. Entsprechende Entwicklungen zur Erhöhung der Flexibilität ändern entsprechend den Zeitpunkt und die Bedeutung der JHL, da die Lastspitze durch Demand Side Management abgeflacht wird.

Die Einschränkung, dass einige Ergebnisse für ein Zwei-Komponenten-System dargestellt wird, dient der einfacheren Veranschaulichung. Es wird darauf hingewiesen, dass ein System, das nur aus zwei Primärenergieträgern besteht, das aktuelle Energiesystem nicht widerspiegelt. Diese Art der Darstellung soll den Wechsel der Primärenergieträger von einem fossilen auf ein erneuerbares Energiesystem anschaulicher darstellen. Die Vereinfachung hat keinerlei Auswirkungen auf die Ergebnisse.

Für die Berechnung der zukünftigen Investitionskosten werden für alle Technologien außer den Wasserkraftwerken Lernkurven verwendet. Die Ergebnisse der Lernkurvenberechnung sind von den getroffenen Ausgangsdaten abhängig, weshalb diese so gut wie möglich abgeschätzt werden sollen. Dennoch unterliegt die Entwicklung der Investitionskosten zusätzlichen Einschränkungen, welche nicht entsprechend in die Berechnung einfließen können.

Abschließend wird auf die Limitationen zur Berechnung der Investitionen in die Wasserkraftwerke hingewiesen. Besonderheiten, die beim Bau von Wasserkraftwerken auftreten, können in der Berechnung nicht berücksichtigt werden. Dies beinhaltet beispielsweise Bauzeitverlängerung oder -verkürzung sowie besonders günstige Standortbedingungen. Des Weiteren wird darauf hingewiesen, dass die recherchierten historischen Investitionskosten der Schwell- und Laufwasserkraftwerke jeweils immer nur einer Quelle entnommen worden sind und somit der sogenannten „single source bias“ unterliegen. Dies beinhaltet eine mögliche Verzerrung der Daten, wenn diese nur aus einer einzigen Quelle entnommen worden sind (Campbell & Fiske, 1959). Da es sich bei den historischen Investitionskosten bei Schwell- und Laufwasserkraftwerken um Daten handelt, die teilweise sehr weit in der Vergangenheit liegen, konnten aber keine weiteren Quellen zur Überprüfung gefunden werden. Durch den Vergleich mit Quellen aus der Literatur wurde versucht, diese Verzerrung zu beseitigen. Zuletzt wird noch die Anzahl an Kraftwerken, von denen Daten zu den historischen Investitionskosten verfügbar sind, als Einschränkung erwähnt. Natürlich würde eine größere Anzahl an Daten die ermittelten Investitionskosten insgesamt höherwertiger erscheinen lassen und die Genauigkeit der Kostenfunktion erhöht. Aufgrund der sehr raren Verfügbarkeit von Informationen zu historischen Investitionskosten, auch weil sehr viele Investitionen sehr weit zurück in der Vergangenheit getätigt worden sind, konnte jedoch keine bessere Datenverfügbarkeit zustande gebracht werden.

Ausblick

Basierend auf dem präsentierten Forschungsvorhaben innerhalb dieser Arbeit sind noch einige interessante methodische und inhaltliche Aspekte für zukünftige Forschungsvorhaben relevant.

Das Aufzeigen der Limitationen hat gezeigt, dass von der gesamten Energiewirtschaft nur die Elektrizitätswirtschaft in die Analyse inkludiert wurde. Zukünftige Forschungsvorhaben können Ansätze aus dieser Arbeit weiterführen und für weitere Sektoren der Energiewirtschaft eine Kapitalstockbetrachtung inklusive dem Aufzeigen von Optionen für die zukünftige Transformation durchführen. Die durchgeführte Kapitalstockanalyse hat gezeigt, dass noch große Schritte für ein Elektrizitätssystem, welches zu 100 % auf erneuerbaren Energien basiert, notwendig sind. Zukünftige Forschung kann den Schwerpunkt auf Hemmnisse und Barrieren bei der Integration der erneuerbaren Energien in das Elektrizitäts- und das gesamte Energiesystem legen. Die vorgestellte Arbeit legt den Fokus auf die Veränderung des Kapitalstocks in Folge von Änderungen der installierten Leistung und geänderten Investitionen. Da die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der gesamten installierten Leistung nur eine von vielen Maßnahmen ist, welche zum Erreichen der Klima- und Energieziele notwendig ist, können zukünftige Forschungsvorhaben sich darauf fokussieren, inwieweit andere Maßnahmen zur Zielerreichung beitragen.

Abkürzungsverzeichnis

AfA	Absetzung für Abnutzung
ANS	Adjusted Net Savings
BIP	Bruttoinlandsprodukt
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
CCS	Carbon Capture and Storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC-OPF	Direct Current Optimized Power Flow
ES	Erneuerbares System
EStG	Einkommenssteuergesetz
EU	Europäische Union
EU ETS	European Union Emissions Trading System
EUR	Euro, offizielle Währung der europäischen Währungsunion
EVU	Energieversorgungsunternehmen
F&E	Forschung und Entwicklung
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HAW	Historischer Anschaffungswert
IAS	International Accounting Standards
IFRS	International Financial Reporting Standards
JHL	Jahreshöchstlast
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
ND	Nutzungsdauer
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
NTC	Net Transfer Capacities
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development

OuM	Wartungs- und Betriebskosten, Operation and Maintenance
PLEX	Plant Lifetime Extension
PV	Photovoltaik
RAV	Regelarbeitsvermögen
t	Tonnen
TRM	Transmission Reliability Margin
TS	Thermisches System
Tsd.	Tausend
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
u. a.	unter anderem
UGB	Unternehmensgesetzbuch
UN	United Nations
USD	US Dollar, offizielle Währung der Vereinigten Staaten von Amerika
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
WBW	Wiederbeschaffungswert
z. B.	zum Beispiel

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess der Forschungsmethodik. Eigene Darstellung.	6
Abbildung 2: Aufbau der Forschungsarbeit. Eigene Darstellung.....	7
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung der EU (28 Länder) im Jahr 2016. Eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2018a).	14
Abbildung 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen der EU (28 Länder) von 2005 bis 2015. Eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2018c).	15
Abbildung 5: Strombedarf der EU (28 Länder) im Jahr 2016. Eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2018b).	16
Abbildung 6: Energiepolitisches Zieldreieck. Eigene Darstellung, basierend auf Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2001).....	17
Abbildung 7: Schematische Darstellung des Brutto- und Nettokapitalstocks. Eigene Darstellung.	32
Abbildung 8: Investitionen in den französischen Kernkraftwerkspark. WBW = Wiederbeschaffungswert, HAW = Historischer Anschaffungswert. Auf der Sekundärachse ist die kumulierte installierte Leistung aufgetragen. Eigene Darstellung basierend auf Cour des comptes (2012).	37
Abbildung 9: Volkswirtschaftlicher Kreislauf (Quelle: Burda & Wyplosz, 2013).	39
Abbildung 10: Entwicklung der Gesamtabreibungen. Eigene Darstellung basierend auf Daten von Tabelle 2.	42
Abbildung 11: Darstellung des historischen Anschaffungswertes, der Investition in das Refurbishment und des Restbuchwertes für das Laufwasserkraftwerk Ybbs-Persenbeug. Eigene Darstellung.	44
Abbildung 12: Darstellung der laufenden fixen Aufwendungen aus Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen für das Laufwasserkraftwerk Ybbs-Persenbeug. Eigene Darstellung.	45
Abbildung 13: Historische und zukünftige Entwicklung der Primärenergieträger weltweit (Quelle: Marchetti, 1977).	48
Abbildung 14: Entwicklung der Primärenergieträger historisch und zukünftig (Quelle: Devezas, et al., 2008).....	51
Abbildung 15: Simulationsablauf in ATLANTIS. Eigene Darstellung.....	55
Abbildung 16: Altersstruktur der in Betrieb befindlichen Reaktoren in der Europäischen Union mit Stand September 2017. Dargestellt ist das Alter der Kraftwerke in Jahren sowie die Anzahl der Reaktoren. Eigene Darstellung basierend auf International Atomic Energy Agency (2017b).	61
Abbildung 17: Kapitalstockberechnung in ATLANTIS. LD = Lebensdauer, ND = Nutzungsdauer. Eigene Darstellung.	68
Abbildung 18: In ATLANTIS verwendeter Kraftwerkspark im Jahr 2040. Eigene Darstellung mittels VISU.....	71
Abbildung 19: Höchstspannungsübertragungsnetz nach Spannungsebene im Jahr 2040. Eigene Darstellung mittels VISU.....	72
Abbildung 20: Installierte Leistung eines jeden Jahres für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung.	76
Abbildung 21: Jährliche Veränderung der installierten Leistung. Eigene Darstellung.	77
Abbildung 22: Jährlich produzierte Energie im Redispatch-Modell. Eigene Darstellung.	79

Abbildung 23: Entwicklung des Anlagevermögens für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung. .	81
Abbildung 24: Anlagevermögen aufgeteilt in das erneuerbare und das thermische System für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung.....	82
Abbildung 25: Darstellung der Entwicklung der Aufwendungen für den Zeitraum 2006 bis 2050. Eigene Darstellung.	83
Abbildung 26: Abschreibungen auf den bestehenden Kraftwerkspark (Inbetriebnahmejahr kleiner 2006). Eigene Darstellung.	84
Abbildung 27: Abschreibungen auf den zukünftigen Kraftwerkspark (Inbetriebnahmejahr größer oder gleich 2006). Eigene Darstellung.	85
Abbildung 28: CO ₂ -Emissionen des Elektrizitätssektors. Eigene Darstellung.....	86
Abbildung 29: Bruttokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden historischen Anschaffungswerten. Eigene Darstellung.....	94
Abbildung 30: Bruttokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden Wiederbeschaffungspreisen. Eigene Darstellung.	95
Abbildung 31: Nettokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden historischen Anschaffungswerten. Eigene Darstellung.....	98
Abbildung 32: Nettokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern, bewertet mit laufenden Wiederbeschaffungswerten. Eigene Darstellung.	98
Abbildung 33: Die Abschreibungen als Teil der Kosten des Kapitalstocks. Eigene Darstellung.	101
Abbildung 34: Die Fremdkapitalzinsen als Teil der Kosten des Kapitalstocks. Eigene Darstellung.....	102
Abbildung 35: Verhältnis von Fixkosten und produzierter Energie. Eigene Darstellung.	103
Abbildung 36: Technologiestruktur von Nettokapitalstock und Abschreibungen im Zeitvergleich. Eigene Darstellung.	108
Abbildung 37: Kapitalproduktivität des annualisierten Bruttokapitalstocks. Eigene Darstellung.	110
Abbildung 38: Beitrag der Kraftwerkstechnologien zur Deckung der JHL. Eigene Darstellung.	112
Abbildung 39: Beitrag des erneuerbaren und thermischen Systems zur Deckung der JHL. Eigene Darstellung.	113
Abbildung 40: Annualisierter Nettokapitalstock im Verhältnis zur während der JHL produzierten Energie. Eigene Darstellung.	113
Abbildung 41: Altersstruktur des Kraftwerksparks der betrachteten Länder im Jahr 2017. Eigene Darstellung.	115
Abbildung 42: Altersstruktur der Kraftwerksparks der betrachteten Länder im Jahr 2050. Eigene Darstellung.	115
Abbildung 43: Altersstruktur von Wasserkraftwerken (Lauf-, Schwell-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) in ausgewählten Ländern. Eigene Darstellung.	117
Abbildung 44: Investitionen in das erneuerbare und thermische Elektrizitätssystem. Eigene Darstellung.	119
Abbildung 45: Anteilige technologiespezifische Investitionen in das Elektrizitätssystem. Eigene Darstellung.	119
Abbildung 46: Der Cashflow. ES = Erneuerbares System, TS = Thermisches System. Eigene Darstellung.	120

Abbildung 47: Gegenüberstellung des kumulierten Cashflows und der kumulierten Bruttoinvestitionen. ES = Erneuerbares System, TS = Thermisches System. Eigene Darstellung.	121
Abbildung 48: Darstellung des Zusammenhangs zwischen dem Ausscheiden des bestehenden Kraftwerksparks aus dem Produktionsprozess und dem Bau neuer Kraftwerke. Eigene Darstellung.	123
Abbildung 49: Anteiliger Bruttokapitalstock (links) und Nettokapitalstock (rechts) des erneuerbaren und thermischen Systems. Eigene Darstellung.....	125
Abbildung 50: Anteilige installierte Leistung (links) und produzierte Energie (rechts) des erneuerbaren und thermischen Systems. Eigene Darstellung.....	126
Abbildung 51: In- und Außerbetriebnahmen im erneuerbaren und thermischen System. Eigene Darstellung.	127
Abbildung 52: Entwicklung der erneuerbaren Energien als Anteil der produzierten elektrischen Energie in den betrachteten Ländern im Jahr 2020 (links) und 2050 (rechts). Eigene Darstellung, Kartenmaterial: © EnchantedLearning.com	145

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die verwendete ökonomische Nutzungsdauer der abnutzbaren Sachanlagen in Jahren, Quelle: VERBUND AG, 2014; ESTAG, 2014; EVN AG, 2014.	22
Tabelle 2: Beispiel des Kapazitätserweiterungseffekts. BW = Buchwert, JA = Jahresabschreibung, GA = Gesamtabschreibung, RE = Reinvestition, FA = freigesetzte Abschreibungsbeträge. Beträge in Mio. EUR. Eigene Darstellung.	41
Tabelle 3: Installierte Leistung der Windenergie ausgewählter Jahre im Szenario Wind in MW. Eigene Darstellung.	73
Tabelle 4: Installierte Leistung der Photovoltaik ausgewählter Jahre im Szenario Photovoltaik in MW. Eigene Darstellung.	73
Tabelle 5: Installierte Leistung ausgewählter Jahre in MW. Eigene Darstellung.	76
Tabelle 6: Produzierte Energie ausgewählter Jahre in MWh. Eigene Darstellung.	79
Tabelle 7: Übersicht über wichtige Ergebnisse des Basisszenarios im Jahr 2050. Eigene Darstellung.	90
Tabelle 8: Bruttokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern für ausgewählte Jahre, bewertet mit den laufenden Wiederbeschaffungspreisen. Werte in Mio. EUR. Eigene Darstellung.	95
Tabelle 9: Nettokapitalstock der Elektrizitätswirtschaft in den betrachteten Ländern für ausgewählte Jahre, bewertet mit laufenden Wiederbeschaffungspreisen. Werte in Mio. EUR. Eigene Darstellung.	99
Tabelle 10: Die Kosten des Kapitalstocks. Werte in Mio. EUR. Eigene Darstellung.	103
Tabelle 11: Modernitätsgrad des Kapitalstocks. Eigene Darstellung.	109
Tabelle 12: Vergleichende Darstellung des anteiligen Beitrags zur Deckung der JHL und der anteiligen installierten Leistung in %. Eigene Darstellung.	137
Tabelle 13: Kumulierte Investitionen in die Kraftwerkstechnologien von 2006 bis 2050 in absoluten und relativen Werten. Eigene Darstellung.	138

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende, 2017. *The Energiewende in a nutshell - 10 Q & A on the German energy transition*. [Online]
Available at: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Energiewende_in_a_nutshell/Agora_The_Energiewende_in_a_nutshell_WEB.pdf
[Zugriff am 2 Juli 2018].
- Arrow, K. et al., 2004. Are we consuming too much. *The Journal of Economic Perspectives* 18, 3, pp. 147-172.
- Austrian Power Grid, 2013. *Masterplan 2030*, Wien: APG - Austrian Power Grid.
- Baines, J. & Bodger, P., 1984. Further issues in forecasting primary energy consumption. *Technological Forecasting and Social Change* 26, pp. 267-280.
- Bauer, L., 1965. *Die Risiken der Elektrizitätswirtschaft. Habilitation*. Technische Universität Wien: Habilitation.
- Bertram, C. et al., 2015. Carbon lock-in through capital stock inertia associated with weak near-term climate policies. *Technological Forecasting & Social Change* 90, pp. 62-72.
- Beyer, J., 2006. *Pfadabhängigkeit. Über institutionelle Kontinuität, anfällige Stabilität und fundamentalen Wandel*. Frankfurt/Main: Campus Verlag GmbH.
- Bibliographisches Institut GmbH, 2018a. *Duden | Kapital | Rechtschreibung, Bedeutung, Definition, Synonyme, Herkunft*. [Online]
Available at: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Kapital>
[Zugriff am 26 Juni 2018].
- Bibliographisches Institut GmbH, 2018b. *Duden | Kapitalstock | Rechtschreibung, Bedeutung, Definition*. [Online]
Available at: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Kapitalstock>
[Zugriff am 26 Juni 2018].
- Bibliographisches Institut GmbH, 2018c. *Duden | Stock | Rechtschreibung, Bedeutung, Definition, Synonyme, Herkunft*. [Online]
Available at: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Stock> Pflanze Ast Klotz Stab
[Zugriff am 26 Juni 2018].
- Bode, S. & Groscurth, H., 2009. *Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt*, Hamburg: Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.
- Böttcher, J., 2014. *Wasserkraftprojekte. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte*. Kiel: Gabler Verlag.
- Brümmerhoff, D. & Grömling, M., 2011. *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen*. 9. Hrsg. München: Oldenbourg Verlag.
- Bundesamt für Energie, 2013. *Bundesamt für Energie BFE - Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)*. [Online]
Available at: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00506/index.html?lang=de>
[Zugriff am 24 Juli 2018].
- Bundesministerium für Finanzen, 2018. *BMF - Absetzung für Abnutzung*. [Online]
Available at: <https://www.bmf.gv.at/steuern/selbststaendige-unternehmer/betriebsausgaben/ba-abschreibung.html>
[Zugriff am 31 Juli 2018].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2001. *Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung*, Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

- Burda, M. & Wyplosz, C., 2013. *Macroeconomics: A European text*. 6 Hrsg. Oxford: Oxford University Press.
- Campbell, D. & Fiske, D., 1959. Convergent and discriminant validation by the multitrait-multimethod matrix. *Psychological Bulletin* 56, 2, pp. 81-105.
- Christensen, C. & Bower, J., 1996. Customer power, strategic investment, and the failure of leading firms. *Strategic Management Journal* 17, 3, pp. 197-218.
- Christensen, C., Raynor, M. & McDonald, R., 2015. What is disruptive innovation. *Harvard Business Review*, Dezember.
- Clean Energy Wire, 2018. *Germany's greenhouse gas emissions and climate targets*. [Online]
Available at: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>
[Zugriff am 2 Juli 2018].
- Connolly, D., 2011. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage. *Energy Policy* 39, 7, pp. 4189-4196.
- Cour des comptes, 2012. *Die Kosten der Kernenergie. Öffentlicher thematischer Bericht*, Paris: Cour des comptes.
- Deane, J., Ó Gallachóir, B. & McKeogh, E., 2010. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, pp. 1293-1302.
- Department of Energy, 2010. *EIA - Assumptions to the Annual Energy Outlook 2010 - Electricity Market Module*. [Online]
Available at: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo10/assumption/electricity.html>
[Zugriff am 11 Dezember 2017].
- Devezas, T., LePoire, D., Matias, J. & Silva, A., 2008. Energy scenarios: Toward a new energy paradigm. *Futures* 40, 1, pp. 1-16.
- Doane, M. & Williams, M., 1995. Competitive entry into regulated monopoly services and the resulting problem of stranded costs. *The Hume Papers on Public Policy* 3, 3, pp. 32-53.
- Dötsch, C., Kanngießler, A. & Wolf, D., 2009. Speicherung elektrischer Energie - Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien. *uwf UmweltWirtschaftsForum* 17, pp. 351-360.
- Dyllong, Y. & Maaßen, U., 2014. Beitrag von Wind- und Photovoltaik-Anlagen zu einer gesicherten Stromversorgung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64, 11, pp. 42-45.
- Engel, A., Fehle, M. & Hartmann, O., 1985. Ein altes Wasserkraftwerk, was nun. *Bulletin. Schweizerischer Elektrotechnischer Verein* 76, 22, pp. 1358-1363.
- ENTSO-E, 2016. *TYNDP 2016*. [Online]
Available at: <http://tyndp.entsoe.eu/2016/>
[Zugriff am 17 Juli 2018].
- ESTAG, 2014. *Konzernbericht 2014*. [Online]
Available at: https://www.e-steiermark.com/e_data/energie_steiermark/news/gb/2014/Konzernbericht_2014.pdf
[Accessed 9 August 2017].
- Europäische Kommission, 2012. *Renewable energy policy database and support*. [Online]
Available at: <http://www.res-legal.eu/home/>
[Zugriff am 19 Juni 2018].
- Europäische Kommission, 2016. *Energy modelling - EU Reference Scenario 2016*. [Online]
Available at:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20161005_reference2016_final.pdf
[Zugriff am 24 Juli 2018].

- Europäische Kommission, 2017. *Emissionshandelssystem der EU | Klimapolitik*. [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de
[Zugriff am 11 Dezember 2017].
- Europäische Kommission, 2018a. *Climate strategies & targets*. [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en
[Zugriff am 21 Juni 2018].
- Europäische Kommission, 2018b. *Paris Agreement | Climate Action*. [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en
[Zugriff am 21 Juni 2018].
- Europäische Kommission, 2018c. *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 | Klimapolitik*. [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de
[Zugriff am 3 April 2018].
- Europäische Kommission, 2018d. *Klima- und Energiepaket 2020 | Klimapolitik*. [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_de
[Zugriff am 3 Juli 2018].
- Europäische Kommission, 2018e. *CO₂-arme Wirtschaft bis 2050 | Klimapolitik*. [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de
[Zugriff am 3 Juli 2018].
- Europäischer Rat, 2007. *Schlussfolgerungen der Präsidentschaft*. [Online]
Available at: http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/de/ec/93139.pdf
[Zugriff am 3 Juli 2018].
- Eurostat, 2017a. *Durchschnittlicher Jahresverdienst nach Geschlecht, Wirtschaftszweig und Tarifvertrag*. [Online]
Available at: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>
[Zugriff am 29 März 2018].
- Eurostat, 2017b. *Vergleichende Preisniveaus*. [Online]
Available at: ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/tec00120
[Zugriff am 28 August 2017].
- Eurostat, 2018a. *Bruttostromerzeugung insgesamt*. [Online]
Available at:
<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=ten00087&plugin=1>
[Zugriff am 3 April 2018].
- Eurostat, 2018b. *Stromverbrauch der Industrie, des Verkehrswesens und der privaten Haushalte/Dienstleistungen (GWh)*. [Online]
Available at:
<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/download.do?tab=table&plugin=1&language=de&pcode=ten00094>
[Zugriff am 3 April 2018].
- Eurostat, 2018c. *Statistik der erneuerbaren Energien - Statistics Explained*. [Online]
Available at: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/de
[Zugriff am 3 April 2018].
- Eurostat, 2018d. *Primärerzeugung - alle Produkte - jährliche Daten*. [Online]
Available at: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>
[Zugriff am 23 Juli 2018].
- EVN AG, 2014. *Ganzheitsbericht 2014/15*. [Online]
Available at: <https://www.evn.at/Downloads/EVN-Group/Investoren/Publikationen/2014->

15/EVN Ganzheitsbericht 2014-15 WEB.aspx
[Zugriff am 9 August 2017].

- Feichtinger, G. & Gutschi, C., 2012. *Overnight costs and technological learning. Working Paper #4 // WP 3*, Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Technische Universität Graz..
- Felderer, B. & Homburg, S., 1989. *Makroökonomik und neue Makroökonomik*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Fischer, W. & Häckel, E., 1987. *International Energieversorgung und politische Zukunftssicherung*. München: R. Oldenbourg Verlag.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014. *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V..
- Frischknecht, R., 1996. *Ökoinventare von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*, Bern: Bundesamt für Energie.
- Gebetsroither-Geringer, E., Stollnberger, R. & Köstl, M., 2017. *Photovoltaik für Elektromobilität - eine GIS-gestützte Analyse zur Identifizierung und Bewertung des Photovoltaikpotenzials auf städtischen Freiflächen zur Versorgung von Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge*. Wien, REAL CORP.
- Gellings, C., 1985. The concept of demand-side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE* 73, 10, pp. 1468-1470.
- Gheorghe, A. et al., 1984. A system analysis of technological changes in the romanian high voltage power network. *Energy* 9, 4, pp. 341-349.
- Gogl, L., 2018. *Perspektiven für die Wasserkraft in Südosteuropa*. Technische Universität Graz: Masterarbeit.
- Government Information Service, 2018. *Energy transition*. [Online] Available at: <https://www.gouvernement.fr/en/energy-transition> [Zugriff am 20 Juli 2018].
- Graham, A. & Senge, P., 1980. A long-wave hypothesis of innovation. *Technological Forecasting and Social Change* 17, pp. 283-311.
- Greiner, A., Grüne, L. & Semmler, W., 2013. Economic growth and the transition from non-renewable to renewable energy. *Environment and Development Economics, Cambridge University Press (CUP)*, p. 34.
- Gsodam, P., Feichtinger, G. & Stigler, H., 2016. *Ansätze zur Ermittlung des Kapitalstocks der europäischen Elektrizitätswirtschaft*. Graz, TU Graz Press.
- Gsodam, P., Rauter, R. & Baumgartner, R., 2015. The renewable energy debate: how Austrian electric utilities are changing their business models. *Energy, Sustainability and Society* 5, 28, pp. 1-12.
- Gsodam, P. & Stigler, H., 2017a. *Ermittlung der Investitionskosten von europäischen Schwell- und Laufwasserkraftwerken zur Bestimmung des Kapitalstocks*. Wien, Technische Universität Wien.
- Gsodam, P. & Stigler, H., 2017b. *What is it worth? Determining the capital stock of European hydropower plants*. Maribor, University of Maribor.
- Gsodam, P. & Stigler, H., 2017c. *Measuring capital: The capital stock of the European transmission system*. Zagreb, IAEE.
- Häfele, W., 1981. *Energy in a finite world: A global systems analysis*, Cambridge, Massachusetts: Ballinger Publishing Company.
- Hahn, F. & Schmoranz, I., 1983. Schätzung des österreichischen Kapitalstocks nach Wirtschaftsbereichen. *Monatsberichte*, Januar, pp. 40-52.

- Hamilton, K., Atkinson, G. & Pearce, D., 1997. *Genuine savings as an indicator of sustainability*. CSERGE Working Paper GEC 97-03, Norwich, London: Centre for Social and Economic Research on the Global Environment (CSERGE), University College London and University of East Anglia.
- Heno, R., 2011. *Jahresabschluss nach Handelsrecht, Steuerrecht und internationalen Standards (IFRS)*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Huber, E., 2015. Schätzung des Kapitalstocks in der österreichischen VGR: Konzepte, Methoden und Ergebnisse. *Statistische Nachrichten*, Juni, pp. 476-481.
- Humphrey, W. & Stainslaw, J., 1979. Economic growth and energy consumption in the U.K., 1700-1975. *Energy Policy* 7, 1, pp. 29-42.
- International Atomic Energy Agency, 2017a. *Country Nuclear Power Profiles*. [Online] Available at: <https://cnpp.iaea.org/pages/index.htm> [Zugriff am 1 September 2017].
- International Atomic Energy Agency, 2017b. *PRIS - Power Reactor Information System*. [Online] Available at: www.iaea.org/PRIS [Zugriff am 1 September 2017].
- International Energy Agency, 2010. *World Energy Outlook 2010*, Paris: OECD/IEA.
- International Energy Agency, 2016. *World Energy Outlook 2016*. Paris: OECD/IEA.
- International Energy Agency, 2017a. *Tracking clean energy progress 2017*, Paris: OECD/IEA.
- International Energy Agency, 2017b. *Global electric vehicle outlook*, Paris: OECD/IEA.
- IRENA, 2017. *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA, 2017. *Off-grid renewable energy solutions*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA, 2018. *Innovation priorities to transform the energy system: An overview for policy makers*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA, 2018. *Renewable power generation costs in 2017*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Johnson, N. et al., 2015. Stranded on a low-carbon planet: Implications of climate policy for the phase-out of coal-based power plants. *Technological Forecasting & Social Change* 90, pp. 89-102.
- Kopfmüller, J., Coenen, R. & Jörissen, J., 2000. *Konkretisierung und Operationalisierung des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung für den Energiebereich*. Wissenschaftliche Berichte FZKA 6578, Karlsruhe: Institut für Technologiefolgenabschätzung und Systemanalyse. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH.
- Köppl, A. & Schleicher, S., 2018. *What will make energy systems sustainable? WIFO Working Paper*, Wien: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO).
- Kübler, K., 2013. EEG-Förderung der Photovoltaik: Über den Anfang nach dem Ende. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63, 9, pp. 27-31.
- Küchler, S., Wronski, R. & Haas, J., 2015. *Was Strom wirklich kostet*, Berlin: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V.
- Kunz, C., 2013. *Studienvergleich: Entwicklung der Stromgroßhandels- und der CO₂-Zertifikatspreise.*, Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- Lang, C., 2017. *Nachhaltigkeitsbewertung von Kraftwerkstechnologien*. Karl-Franzens-Universität Graz: Masterarbeit.

- Laurmann, J., 1985. Market penetration of primary energy and its role in the greenhouse warming problem. *Energy* 10, 6, pp. 761-775.
- Lechner, K., Egger, A. & Schauer, R., 2003. *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. 20. Hrsg. Wien: Linde Verlag.
- Leedy, P. & Ormrod, J., 2013. *Practical research - planning and design*. 10. Hrsg. USA: Pearson Education Limited.
- Lindenberg, S., 1991. Die Methode der abnehmenden Abstraktion: theoriegesteuerte Analyse und empirischer Gehalt. In: *Modellierung sozialer Prozesse*. Bonn: Informationszentrum Sozialwissenschaften, pp. 29-78.
- Lovins, A., 1976. Energy strategy: The road not taken. *Foreign Affairs*, October 1976.
- Lovins, A., 1990. The negawatt revolution. *Across the Board* XXVII, 9, pp. 18-23.
- Marchetti, C., 1977. Primary energy substitution models: On the interaction between energy and society. *Technological forecasting and social change* 10, pp. 345-356.
- Marchetti, C., 1979. Energy systems - the broader context. *Technological Forecasting and Social Change* 14, pp. 191-203.
- Marchetti, C. & Nakicenovic, N., 1979. *The dynamics of energy systems and the logistic substitution model, RR-79-13*, Laxenburg: IIASA.
- Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D., 2017. *Wie alt werden fossil gefeuerte Kraftwerke*. Wien, Technische Universität, pp. 1-37.
- Märzendorfer, H., 1965. Entwicklungstrend bei der Finanzierung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. *Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft* 5.
- Michaels, R., 1994. Unused and useless: The strange economics of stranded investment. *The Electricity Journal* 7, 8, pp. 12-22.
- Millar, R. et al., 2017. Emission budgets and pathways consistent with limiting global warming to 1,5 °C. *Nature Geoscience* 10, pp. 741-747.
- Ministry of Economy, 2009. *Energy policy of Poland until 2030*. [Online]
Available at: https://climateobserver.org/wp-content/uploads/2014/09/Poland_EPP-2030-2009.pdf
[Zugriff am 26 Juli 2018].
- Möhring, T., 2010. *Leitfaden Repowering: Handlungsempfehlungen und Strategien für die Entwicklung von Windenergiestandorten*. Berlin: Universitätsverlag der Technischen Universität Berlin.
- Moreno, J., Bhattarai, M. & Trouille, B., 2013. *Pumped storage in Spain - International Water Power*. [Online]
Available at: <http://www.waterpowermagazine.com/features/featurepumped-storage-in-spain/>
[Zugriff am 12 Juli 2018].
- Mumm, G., 2016. *Die deutsche Nachhaltigkeitsstrategie*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Musil, L., 1972. *Allgemeine Energiewirtschaftslehre*. Wien: Springer-Verlag Wien New York.
- Nischler, G., 2014. *Zukunftsorientierte elektrizitätswirtschaftliche Netzentwicklung*. Technische Universität Graz: Dissertation.
- Ochensberger, P. & Stigler, H., 2018. *Der Nutzen des Kapitalstockkonzepts für den Umbau von Energiesystemen*. Graz, TU Graz Press.
- Odenberger, M., Unger, T. & Johnsson, F., 2015. *Investment requirements in the EU electricity sector up to 2050. VGB Project 388*, Göteborg: Chalmers University of Technology.
- OECD, 2009. *Measuring capital: OECD manual*. 2. Hrsg. Paris: OECD Publishing.

- Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft, 1948-1993. Jahrgang 1 bis 46. Wien: Springer.
- Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 1957. Probleme der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. *Monatsberichte des österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung*, XXX. Jahrgang, Nr. 9, Beilage Nr. 48, pp. 1-19.
- Peyerl, F., 1981. *Energiebericht der Bundesregierung 1981*, Wien: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie.
- Piskernik, L., 2008. *Erfolgsfaktoren für die Realisierung energietechnischer Anlagen und Energieinnovationen*. Technische Universität Graz: Dissertation.
- Pittel, K., 2012. Das energiepolitische Zieldreieck und die Energiewende. *ifo Schnelldienst* 65. Jahrgang, 12, pp. 22-26.
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2018. *Bundesregierung | Energie transportieren | Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022*. [Online] Available at: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html> [Zugriff am 21 Juni 2018].
- Prognos AG, 2011. *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber. Konsultationspapier*. [Online] Available at: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/110822_Prognos_Studie_Szenariorahmen_Netzentwicklungsplan_Gas_lang.pdf [Zugriff am 3 Juli 2018].
- Rais, G. & Sollberger, P., 2009. *Nichtfinanzieller Kapitalstock - Methodenbericht. Arbeitsdokument*, Neuchâtel, Schweiz: Bundesamt für Statistik.
- Ramsey, F., 1927. A contribution to the theory of taxation. *Economic Journal* 37, 145, pp. 47-61.
- Richter, M., 2012. Utilities' business models for renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 5, pp. 2483-2493.
- Rovere, E., Soares, J., Oliveira, L. & Lauria, T., 2010. Sustainable expansion of electricity sector: Sustainability indicators as an instrument to support decision making. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, 1, pp. 422-429.
- Schabhüttel, T., 2017. *Bilanzanalyse deutscher Energiekonzerne in Hinblick auf die Auswirkungen der Energiewende*. Karl-Franzens-Universität Graz: Masterarbeit.
- Schill, W.-P., Zerrahn, A. & Kunz, F., 2017. Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective. *Economics of Energy & Environmental Policy* 6, 1, pp. 7-31.
- Schleicher, S. et al., 2016. *Energy modeling that matters for reality. A handbook for deepened structural modeling approaches. ClimTrans 2050 Working Paper*. [Online] Available at: http://climtrans2050.wifo.ac.at/assets/documents/Annex_B2.pdf [Zugriff am 5 April 2018].
- Schleicher, S. et al., 2018. *Welche Zukunft für Energie und Klima? Folgenabschätzung für Energie und Klimastrategien. Die Aussagen*, Wien: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Schmalwasser, O. & Schidlowski, M., 2006. *Kapitalstockrechnung in Deutschland*, Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Schmalwasser, O. & Weber, N., 2012. *Revision der Anlagevermögensrechnung für den Zeitraum 1991 bis 2011*, Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Schmidt, F., 1921. *Die organische Bilanz im Rahmen der Wirtschaft*. Leipzig: s.n..

- Schwarzmann, J., 1953. *Über den wirtschaftlichen Verbundbetrieb zwischen einem Laufwasserkraftwerk und einem Ausgleichs-Dampfkraftwerk*. Technische Universität Wien: Dissertation.
- Schwintowski, H.-P., 2006. *Handbuch Energiehandel*. Berlin: ESV.
- Servatius, H.-G., 2012. Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem mit neuen Geschäftsmodellen. In: H. Servatius, U. Schneidewind & D. Rohlfing, Hrsg. *Smart Energy* (pp. 3-43). Berlin Heidelberg: Springer.
- Stachowiak, H., 1973. *Allgemeine Modelltheorie*. Wien New York: Springer-Verlag.
- Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2008. *Statistische Berichte Baden-Württemberg. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Kapitalstock und Anlagevermögensgrößen von 1991 bis 2006*, Stuttgart: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg.
- Steiner, P. O., 1957. Peak loads and efficient pricing. *The Quarterly Journal of Economics* 71, 4, pp. 585-610.
- Stender, A., 2008. *Netzinfrastruktur Management*. Wiesbaden: Gabler.
- Stigler, H., 1999. *Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft*. Technische Universität Graz: Dissertation.
- Stigler, H. & Bachhiesl, U., 2016. *Zweckmäßigkeit von Vorab-Analysen der Wirkungen von Markteingriffen. Präsentation am 14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2016*. Technische Universität Graz, 14. Symposium Energieinnovation.
- Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G. & Feichtinger, G., 2016. ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector. *Central European Journal of Operations Research* 24, 4, pp. 965-988.
- Stiglitz, J., Sen, A. & Fitoussi, J., 2009. *Report by the Commission on the measurement of economic performance and social progress*, Paris: The Commission.
- Stopka, U. & Urban, T., 2017. *Investition und Finanzierung*. Berlin: Springer Gabler Verlag.
- Ströbele, W., Pfaffenberger, W. & Heuterkes, M., 2012. *Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik*. 3. Hrsg. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.
- The Guardian, 2018. *EU raises renewable energy targets to 32% by 2030 | Business | The Guardian*. [Online]
Available at: <https://www.theguardian.com/business/2018/jun/14/eu-raises-renewable-energy-targets-to-32-by-2030>
[Zugriff am 23 Juli 2018].
- The World Bank, 2006. *Where is the wealth of nations? Measuring capital for the 21st century*, Washington: The World Bank.
- UNFCCC, 2015. *The Paris Agreement*. [Online]
Available at: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>
[Zugriff am 2 Juli 2018].
- United Nations, 2015. *Transforming our world: The 2030 agenda for sustainable development*. [Online]
Available at: http://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/69/L.85&Lang=E
[Zugriff am 2 Juli 2018].
- Verbong, G. & Geels, F., 2010. Exploring sustainability transitions in the electricity sector with socio-technical pathways. *Technological Forecasting and Social Change* 78, 8, pp. 1214-1221.
- VERBUND AG, 2014. *Geschäftsbericht 2014*. [Online]
Available at: www.verbund.com/cc/~/_/media/6ED1A530F40F4877ACEFA769C3E16AE6.pdf
[Zugriff am 9 August 2017].

- Verbund AG, 2018a. *Verbund - Speicherkraftwerk Kaprun Oberstufe*. [Online]
Available at: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/kaprun-oberstufe>
[Zugriff am 9 August 2018].
- Verbund AG, 2018b. *Verbund - Wasserkraftwerk Ybbs-Persenbeug*. [Online]
Available at: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/ybbs-persenbeug>
[Zugriff am 15 Juni 2018].
- VGB PowerTech e.V., 2018. *VGB Zahlen und Fakten - Stromerzeugung 2017/2018*. [Online]
Available at: https://www.vgb.org/daten_stromerzeugung.html?dfid=87613
[Zugriff am 20 Juli 2018].
- Wöhe, G. & Döring, U., 2013. *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. München: Verlag Franz Vahlen GmbH.
- World Commission on Environment and Development, 1987. *Report of the World Commission on Environment and Development: Our common future*, Genf: World Commission on Environment and Development.
- World Nuclear Association, 2017. *Information Library - Country Profiles*. [Online]
Available at: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx>
[Zugriff am 1 September 2017].