



Christopher Emmanuel Pansi, BSc

Modellierung und Analyse eines europäischen Kraftwerksentwicklungsszenarios

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Robert Gaugl

Begutachter

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Dezember 2018

EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG AFFIDAVIT

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 Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich vor allem bei meinem Betreuer Hrn. Dipl.-Ing. Robert Gaugl bedanken, der mir in fachlichen Gesprächen und bei auftretenden Fragen stets hilfreich und kompetent zur Seite stand.

Zudem möchte ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler und Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die lehrreichen Vorlesungen, welche im Zuge meines Studiums vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation angeboten wurden, bedanken.

Des Weiteren gilt mein Dank allen Mitarbeitern und Diplomanden des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation für das Zustandekommen von interessanten Gesprächen und Diskussionen.

Ebenfalls bedanken möchte ich mich bei meiner Freundin, meinen Freunden und bei meiner Familie, welche mich im Laufe meines Studiums zu jeder Zeit unterstützt haben.

Kurzfassung

Im Zuge der voranschreitenden globalen Dekarbonisierung und des zunehmenden Ersetzens von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien, werden insbesondere die Sektoren Energieerzeugung sowie Energieübertragung vor neue Herausforderungen gestellt. Der Fokus dieser Arbeit richtet sich vor allem auf den Bereich des Aufbringungssektors. Aufgrund von langen Projektvorlaufzeiten in Kombination mit einer hohen Kapitalintensität, sowie einer zu einem immer größeren Teil dargebotsabhängigen Erzeugung, sind Analysen, Modellbildungen und spätere Simulationen Grundvoraussetzung, um fundierte Entscheidungen zur nachhaltigen und kosteneffizienten Entwicklung eines klimafreundlichen und bedarfsgerechten europäischen Kraftwerksparks treffen zu können.

Im Zuge der Fragestellung eines zukünftigen Kraftwerksentwicklungsszenarios wurde in einem ersten Schritt der gesamte europäische Kraftwerkspark mit Hilfe einer Ist-Stand-Analyse über einen Zeithorizont von 10 Jahren bis hin zum Jahr 2016 modelliert und in die, vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz eigens entwickelte elektrizitätswirtschaftliche Simulationsumgebung ATLANTIS, integriert. Im Zuge der Analyse verschiedener Szenarien des europäischen Aufbringungssektors wurde weiters ein mögliches Zukunftsszenario modelliert und in die Simulationsumgebung integriert. Diese Aktualisierung und Modellierung umfasst neben dem europäischen Kraftwerkspark auch die Integration prognostizierter Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate, sowie die Integration der länderspezifischen Verbrauchsdaten aller untersuchten europäischen Länder.

Da die jährliche Modellierung des gesamten europäischen Kraftwerksparks in Abhängigkeit der verschiedenen Kraftwerkstypen enorme quantitative Herausforderungen mit sich bringt, wurde im Zuge dieser Arbeit mit Hilfe von Matlab ein Szenarienerstellungstool programmiert. Diese Applikation ermöglicht es, unter Einhaltung vorab definierter Regeln, den jährlichen Zubau sowie die Außerbetriebnahme von Kraftwerken in Abhängigkeit der jeweiligen Inputparameter für jedes Land und jeden Kraftwerkstyp völlig automatisiert vorzunehmen. Somit wurde für insgesamt 26 europäische Länder die jährliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen in Abhängigkeit der verschiedenen Kraftwerkstypen, sowie die Entwicklung für Brennstoff- und CO₂-Preise in Kombination mit den nationalen Entwicklungen des Stromverbrauchs analysiert, modelliert und in weiterer Folge simuliert.

Die Simulationsergebnisse stellen den fortschreitenden Umbruch im Aufbringungssektor anschaulich dar. Der stetige Rückgang von Kohlestrom, bedingt durch zunehmende Außerbetriebnahmen in diesem Sektor, bewirkt eine Veränderung im Kraftwerksmix. Es ist zu erkennen, dass der Wegfall von fossilen Kraftwerken nicht ausschließlich durch erneuerbare Energieträger kompensiert werden kann. Dies hat vor allem Auswirkungen auf den Bereich von Gaskraftwerken, welche nun zunehmend an Bedeutung gewinnen. Weiters wird gezeigt, dass die hohen Investitionskosten beim Zubau im Bereich der Photovoltaikanlagen in keiner Relation zur produzierten Energie stehen.

Abstract

Power generation and power transmission facilities facing challenges, caused by an increasing shift from fossil fuels to renewable energies. This paper focuses on the power generation sector. Within the energy sector, project lead times are usually very long. Due to the high capital intensive nature of the power sector, in combination with an increased use of supply-dependent power generation, analyses, modellings and simulations are inevitable to make educated decisions, regarding a sustainable, cost-effective and climate-friendly future.

In a first step there was made a Status Quo Analysis concerning the European power sector. This was made on a timeframe of ten years (2006-2016). The outcome of this analyses was implemented in a simulation environment called ATLANTIS. This simulation tool was developed by the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation (Graz University of Technology). Besides the Status Quo Analysis, a model of a possible future scenario was developed and also implemented. This included installed net capacities of power generation units, fuel prices, CO₂-prices and demand data for 26 European countries which have been evaluated.

Because of the huge amount of data that is required to create a future scenario, a scenario modelling tool was programmed using Matlab. Depending on several input parameters, this tool made it possible to fulfill an automated yearly building and decommissioning procedure including all power generation units. The tool distinguishes between several power plant types, installed capacities, locations, countries and much more parameters.

The outcome of the simulation shows a power generation sector that is changing. Because of the decommissioning of coal fired power plants a change in power generation is projected. Renewable energies are incapable to compensate the disappearance of fossil fuels. This leads to an increase of power generation from power plants using gas as fuel. Considering the fixed assets of photovoltaic systems there is also a big discrepancy between the investment costs and the produced energy of these systems.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Europäische Union	3
2.1	Bevölkerung.....	4
2.2	Wirtschaft.....	5
2.2.1	Bruttoinlandsprodukt.....	5
2.2.2	Arbeitsmarkt.....	8
2.2.3	Wirtschaftssektoren	8
2.2.4	Handel.....	9
2.2.5	Staatshaushalt	9
2.3	Energie	12
2.3.1	Abhängigkeit von Primärenergieträgern.....	13
2.3.2	EU-Energie und Klimaziele.....	15
3	Europäische Elektrizitätswirtschaft	20
3.1	Elektrizitätsmarkt	20
3.2	Elektrizitätswirtschaftliche Institutionen	21
3.3	Infrastruktur.....	23
3.4	Verbraucherseite	25
3.5	Aufbringungssektor	28
3.6	EU-Emissionshandel.....	29
4	Mögliche energiewirtschaftliche Szenarien	32
4.1.1	Brennstoffpreise.....	34
4.1.2	Verbrauch und Erzeugung.....	37
5	TYNDP 2018	39
5.1	Sustainable Transition (ST).....	42
5.1.1	Makroökonomische Trends und Ziele	42
5.1.2	Stromerzeugung	42
5.1.3	Wärmeerzeugung	43
5.1.4	Transport.....	43
5.1.5	Verbrauch (Strom)	43
5.1.6	Verbrauch (Gas)	43
5.2	Distributed Generation (DG)	43
5.2.1	Makroökonomische Trends und Ziele	43
5.2.2	Stromerzeugung	44
5.2.3	Wärmeerzeugung	44
5.2.4	Transport.....	44
5.2.5	Verbrauch (Strom)	44
5.2.6	Verbrauch (Gas)	45
5.3	Global Climate Action (GCA)	45
5.3.1	Makroökonomische Trends und Ziele	45
5.3.2	Stromerzeugung	45
5.3.3	Wärmeerzeugung	46
5.3.4	Transport.....	46
5.3.5	Verbrauch (Strom)	46
5.3.6	Verbrauch (Gas)	46

5.4	EUCO 30	47
5.5	Überblick und Vergleich	48
6	ATLANTIS Ist-Stand-Analyse	53
6.1	Allgemein	54
6.2	Kraftwerke hinzufügen	56
6.3	Kraftwerke entfernen	63
6.4	NUTS-Regionen	64
6.5	Verbrauch	64
6.6	Zusammenfassung	66
7	Szenarien-Modellierung	67
7.1	Nettoerzeugungskapazitäten	68
7.1.1	Allgemein	68
7.1.2	Input	69
7.1.3	Output	70
7.1.4	Datenbanken	71
7.1.5	Kraftwerke hinzufügen	71
7.1.6	Kraftwerke entfernen	74
7.1.7	Zusammenfassung	75
7.2	Verbraucherseite	76
7.3	Brennstoffe	79
7.4	Datengrundlage	85
8	Simulation und Bewertung der Ergebnisse	87
8.1	Simulationsmodell ATLANTIS	87
8.2	Installierte Leistungen	91
8.3	Verbrauch	96
8.4	Ergebnisse	97
9	Zusammenfassung	103
10	Abkürzungsverzeichnis	104
11	Abbildungsverzeichnis	106
12	Tabellenverzeichnis	110
13	Literaturverzeichnis	111

1 Einleitung

Der Paradigmenwechsel im Zuge einer stetig voranschreitenden Dekarbonisierung stellt die europäische Elektrizitätswirtschaft vor neue Herausforderungen.

Mit der Erfindung der Dampfmaschine durch James Watt und der einhergehenden Industrialisierung ab dem 18. Jahrhundert wurde der Grundstein zum Umstieg von der Agrar- zur Industriegesellschaft gelegt. Mit der Einführung des Wechsel- und Drehstromsystems durch Nikola Tesla und der damit entstandenen Möglichkeit Elektrizität über weite Strecken und mit überschaubaren Verlusten zu übertragen, entstand ein weltweiter Siegeszug welcher in kürzester Zeit dazu führte die Erzeugung, Übertragung und letztendlich den Verbrauch von elektrischem Strom als selbstverständlich zu betrachten. Der Bedarf an elektrischer Energie nimmt seitdem stetig zu. Obgleich die Zunahme von effizienzsteigernden Maßnahmen einen immer größeren Einfluss auf den Verbrauch hat, ist ein Verbrauchsrückgang aufgrund des natürlichen globalen Wachstums in absehbarer Zeit nicht zu erwarten. Die fehlende Speicherbarkeit von Elektrizität setzt im Zuge des steigenden Verbrauchs somit auch eine Zunahme in der Erzeugung voraus.

Durch die Zunahme der globalen Erwärmung, bedingt durch den natürlichen Treibhauseffekt welcher durch den Menschen verstärkt wird, kommt es in weiterer Folge zu einem immer häufigeren Auftreten von Naturkatastrophen, einem stetigen Anstieg des Meeresspiegels und noch vielen weiteren bedenklichen Auswirkungen auf unserem Planeten. Diese Effekte führten in der Vergangenheit zu einem zunehmenden Bewusstsein für den Klimawandel. Bedingt durch nationale, europäische sowie internationale politische Entscheidungsträger und einem gesellschaftlichen Wandel in Bezug auf Klimaschutz, schlägt sich dieses Bewusstsein auch auf die europäische Elektrizitätswirtschaft nieder. Dies führt im Energieerzeugungssektor zu einer zunehmenden Verschiebung von Kraftwerken mit fossilen Energieträgern als Brennstoff hin zu erneuerbaren Energieträgern. Haupttreiber für diesen Umstieg sind vor allem die von der Europäischen Union (EU) auferlegten Energie- und Klimaziele welche von den einzelnen Mitgliedsstaaten zu erfüllen sind.

Der Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern stellt vor allem die Bereiche Erzeugung sowie Übertragung vor neue Herausforderungen. Da von Hrn. Dipl.-Ing. Hannes Wolf im Zuge der Diplomarbeit *„Analyse des zukünftigen europäischen Übertragungsnetzes“* (Wolf, 2018) der Bereich der Übertragung bereits analysiert wurde, liegt der Fokus dieser Arbeit vor allem im Bereich des Aufbringungssektors.

Betrachtet man den Bereich des Aufbringungssektors so spielen vor allem die folgenden Faktoren eine entscheidende Rolle:

- Dargebotsabhängigkeit von erneuerbaren Energien
- Mangelnde Speicherbarkeit von elektrischer Energie
- Bedarfsgerechte Versorgung
- Kapitalintensität sowie Langlebigkeit von Erzeugungsanlagen
- lange Vorlauf- und Projektzeiten

Aufgrund dieser elektrizitätswirtschaftlichen Besonderheiten in Bezug auf den Aufbringungssektor besteht bei der Durchführung von Analysen möglicher Zukunftsszenarien die Notwendigkeit vorrausschauend zu agieren und im besten Falle mittel- bis langfristig zu planen, um in weiterer Folge Maßnahmen zu setzen.

Da der Sektor Energie, im Sinne der EU-Richtlinie 2008/114/EG als kritische Infrastruktur zu bewerten ist, (Amtsblatt der Europäischen Union, 2008), wird die Entwicklung des Energiesektors in der Europäischen Union zunehmend von Entscheidungsträgern und Institutionen auf nationaler sowie EU-Ebene beeinflusst. Grundlage für Entscheidungen auf EU-Ebene sind unter anderem auch die vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Netzentwicklungspläne, welche in weiterer Folge auch Bestandteil dieser Arbeit sind.

Da die Zukunft des europäischen Kraftwerksparks neben den nationalen und EU weiten Entwicklungsplänen auch von der Entwicklung internationaler Brennstoffpreise sowie dem generellen Endverbrauch des Konsumenten beeinflusst wird, gilt es in weiterer Folge auch diese Sektoren näher zu betrachten.

Um die Auswirkungen eines möglichen Zukunftsszenarios beurteilen zu können sind Simulationen des Aufbringungssektors in Kombination mit dem Übertragungsnetz und dem auftretendem Verbrauch unumgänglich. Hierfür werden mit Hilfe des Simulationsprogrammes ATLANTIS, welches vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entwickelt wurde, die Auswirkungen eines möglichen Kraftwerksentwicklungszenarios simuliert und analysiert.

2 Europäische Union

In diesem Kapitel wird zunächst kurz auf die Entwicklung der EU sowie auf Kennzahlen bezüglich Bevölkerung, Wirtschaft und Energie eingegangen.

Im Jahr 1950 kam es zur wirtschaftlichen und politischen Vereinigung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl. Die ersten sechs Mitglieder dieser Gemeinschaft und somit Gründungsländer der späteren Europäischen Union waren Deutschland, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Italien und die Niederlande. Im Jahr 1957 entsteht mit Unterzeichnung des Vertrages von Rom die Europäische Wirtschaftsgemeinschaft (EWG). In den 1960er Jahren wurden die Zölle auf den Handel zwischen den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union abgeschafft. Dies bildet die Basis für ein starkes Wirtschaftswachstum in den folgenden Jahren. Um die auftretenden Probleme, welche beim grenzüberschreitenden Handel zwischen den europäischen Mitgliedsstaaten auftreten, lösen zu können wurde im Jahr 1986 die einheitliche europäische Akte unterzeichnet. Dieses über sechs Jahre angelegte Programm endete im Jahr 1993 und führte somit zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes, welcher durch die vier Grundfreiheiten: freier Verkehr von Waren, Dienstleistungen, Personen sowie Kapital gekennzeichnet ist. In den 1990er Jahren werden der Vertrag von Maastricht, sowie der Vertrag von Amsterdam geschlossen.

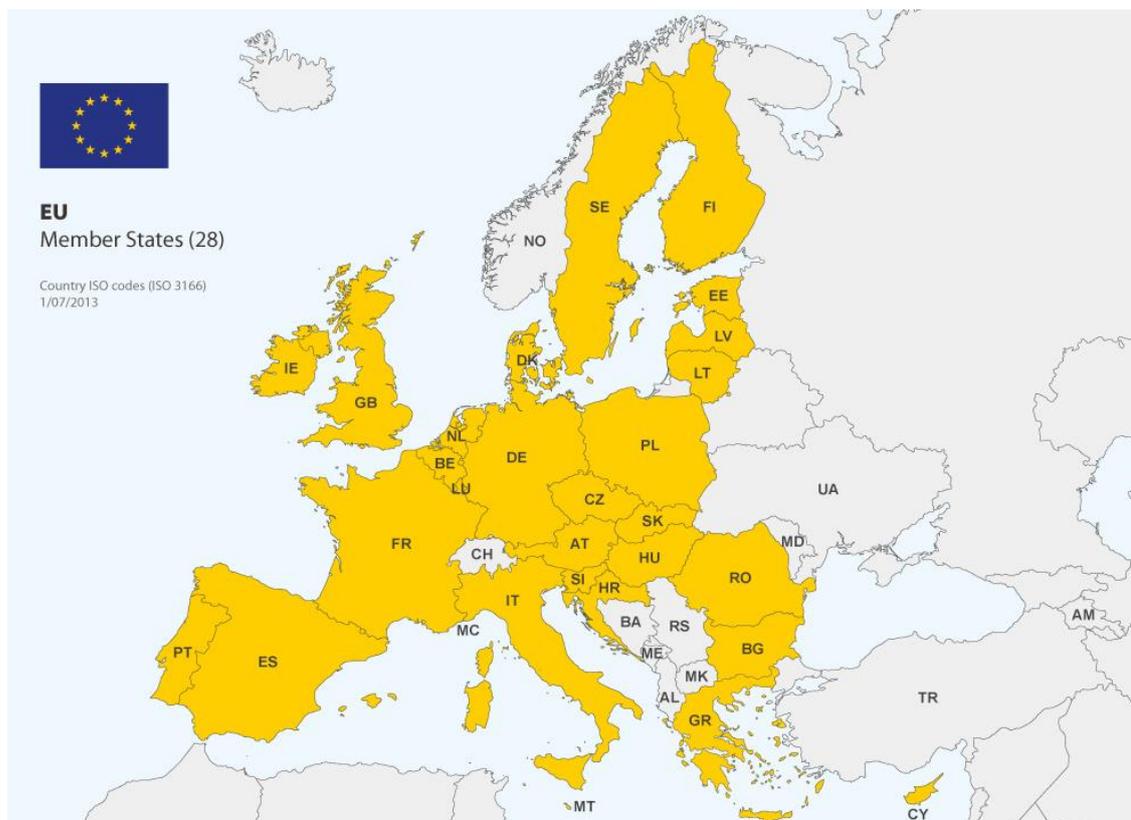


Abbildung 1: Die 28 Mitgliedstaaten der Europäischen Union (docbox, 2014)

Von 2000 bis 2009 führen immer mehr Mitgliedstaaten der EU den Euro ein. Der Euro wird nun zur neuen Währung der Bürger in der Europäischen Union. Im Jahr 2009 tritt

der Vertrag von Lissabon in Kraft. Die EU erhält nun moderne Institutionen sowie effizientere Arbeitsverfahren. (European Union, 2017)

Die Europäische Union umfasst zum aktuellen Zeitpunkt 28 europäische Mitgliedstaaten sowie fünf Beitrittskandidaten. 19 der 28 Mitgliedsländer verwenden den Euro als Währung und sind somit Teil der europäischen Währungsunion. (European Union, 2018)

2.1 Bevölkerung

Die Anzahl der Gesamtbevölkerung der EU-28 Staaten beläuft sich zum 1. Januar 2018 auf über 512 Millionen Bürgerinnen und Bürger. (Eurostat, 2018a) Diese verteilen sich auf eine Fläche von etwa 4 Millionen km². In der Europäischen Union gibt es eine stetige Bevölkerungszunahme. Hauptgründe hierfür sind zum einen das natürliche Wachstum bei dem die Anzahl der Geburten die Anzahl der Todesfälle übersteigt, sowie der Einfluss der Nettomigration. Aufgrund von sinkenden Geburtenraten in Kombination mit einer steigenden Lebenserwartung wird die Bevölkerung immer älter. (Europäische Union, 2018b) Betrachtet man die Bevölkerungspyramide in Abbildung 2 so ist der Einfluss der zunehmend alternden Bevölkerung deutlich zu sehen. Die umrandeten Balken zeigen die prozentuale Altersverteilung zum Jahr 2017. Die ausgefüllten Balken zeigen die prognostizierte prozentuale Altersverteilung im Jahr 2080. Es ist ein klarer Trend in eine zunehmend alternde Gesellschaft zu sehen. Dies führt vor allem die in den einzelnen Ländern vorhandenen Sozial- sowie Pensionssysteme vor gravierende Herausforderungen.

Population pyramids, EU-28, 2017 and 2080
(% of the total population)

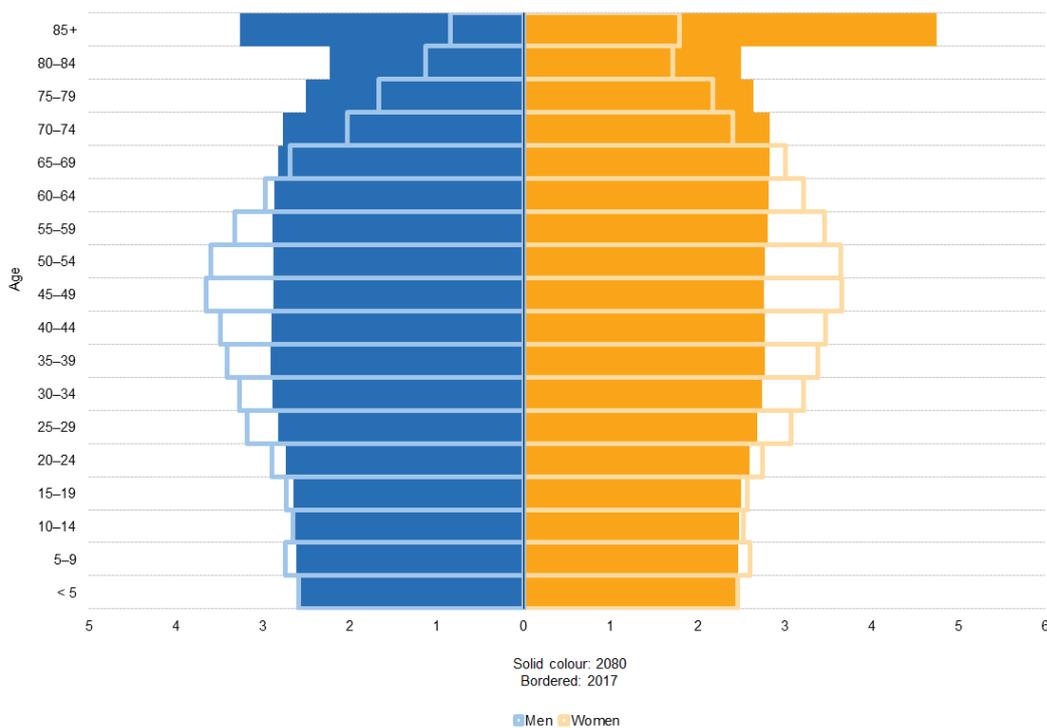


Abbildung 2: Bevölkerungspyramide der EU-28 für die Jahre 2017 sowie 2080 (Eurostat, 2018l)

2.2 Wirtschaft

Der europäische Binnenmarkt ermöglicht einen zollfreien, grenzüberschreitenden Warenverkehr, sowie den freien Verkehr von Personen, Dienstleistungen und Kapital. Jeder EU-Bürger kann in anderen EU-Staaten leben und arbeiten und jeder Unternehmer kann seine Waren und Dienstleistungen im europäischen Raum frei produzieren und verkaufen. Dies führt dazu, dass der europäische Binnenmarkt den weltweit größten gemeinsamen Markt bildet. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018)

2.2.1 Bruttoinlandsprodukt

Vergleicht man die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) in PPP-US-\$¹ der Europäischen Union mit den vier größten Volkswirtschaften der Welt (siehe Abbildung 3) so ist zu erkennen, dass das Wachstum der USA und der Europäischen Union relativ linear zunimmt.

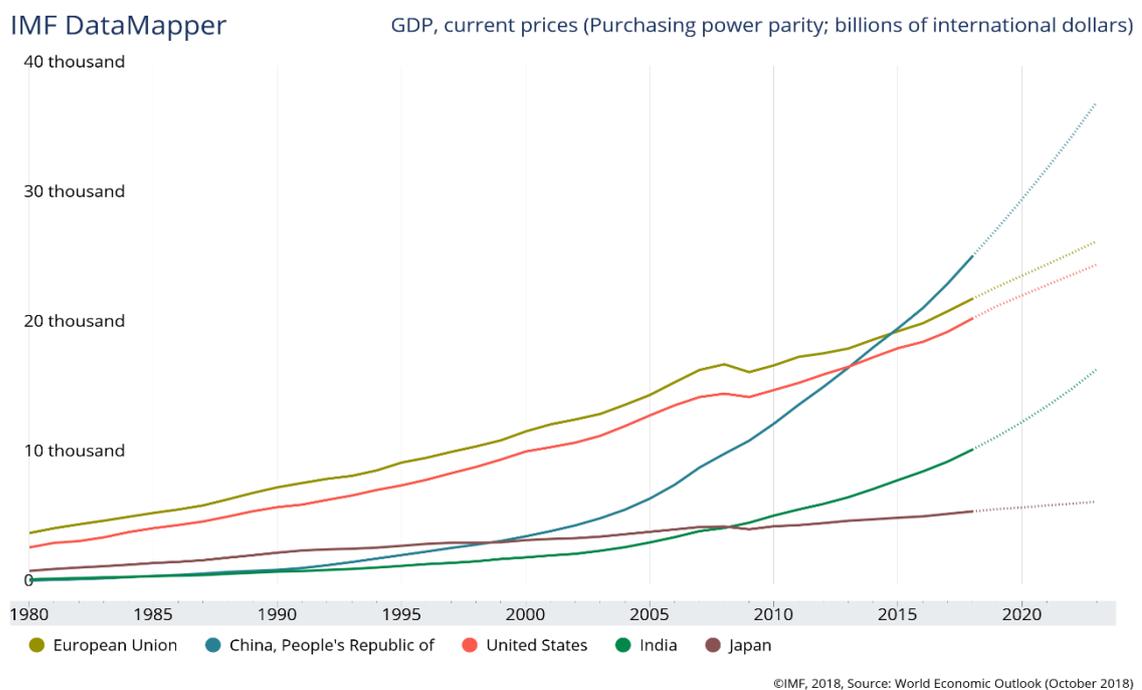


Abbildung 3: Entwicklung des s BIP der 5 größten Wirtschaftsräume
(International Monetary Fund, 2018b)

Die beiden Länder China und Indien besitzen beeindruckende Wachstumsraten was dazu führt, dass sich vor allem China auf dem Weg zu einer nicht zu unterschätzenden globalen Wirtschaftsmacht befindet. Nach der Wirtschaftskrise im Jahr 2008 konnte sich die europäische Wirtschaft zunehmend erholen und besitzt im Jahr 2017 ein Wirtschaftswachstum von 2,4 % des realen BIP. (Statista, 2018a) Die Inflationsrate befindet sich im September 2017 bei 1,8 % und ist im September 2018 auf 2,2 % gestiegen. (Statista, 2018c)

¹ Die Kaufkraftparität (KKP) oder Purchasing Power Parity (PPP) ist eine Art Korrekturfaktor welcher die Abweichung der Kaufkraft in unterschiedlichen Währungsräumen berücksichtigt.

Betrachtet man die Aufteilung des BIPs auf die 28 Mitgliedsstaaten, so ist zu erkennen, dass die gesamte Wirtschaftsleistung der Europäischen Union von einigen wenigen Ländern abhängt. (siehe Abbildung 4) Im Jahr 2016 ließ sich über ein Fünftel der Wirtschaftsleistung in der EU auf Deutschland zurückführen. Das BIP von Deutschland hatte somit dasselbe Gewicht wie die Summe jener 21 Länder mit dem niedrigsten Bruttoinlandsproduktes der Europäischen Union. Länder wie England, Frankreich und Italien, hatten hier einen Anteil zwischen 11 % und 16 %.

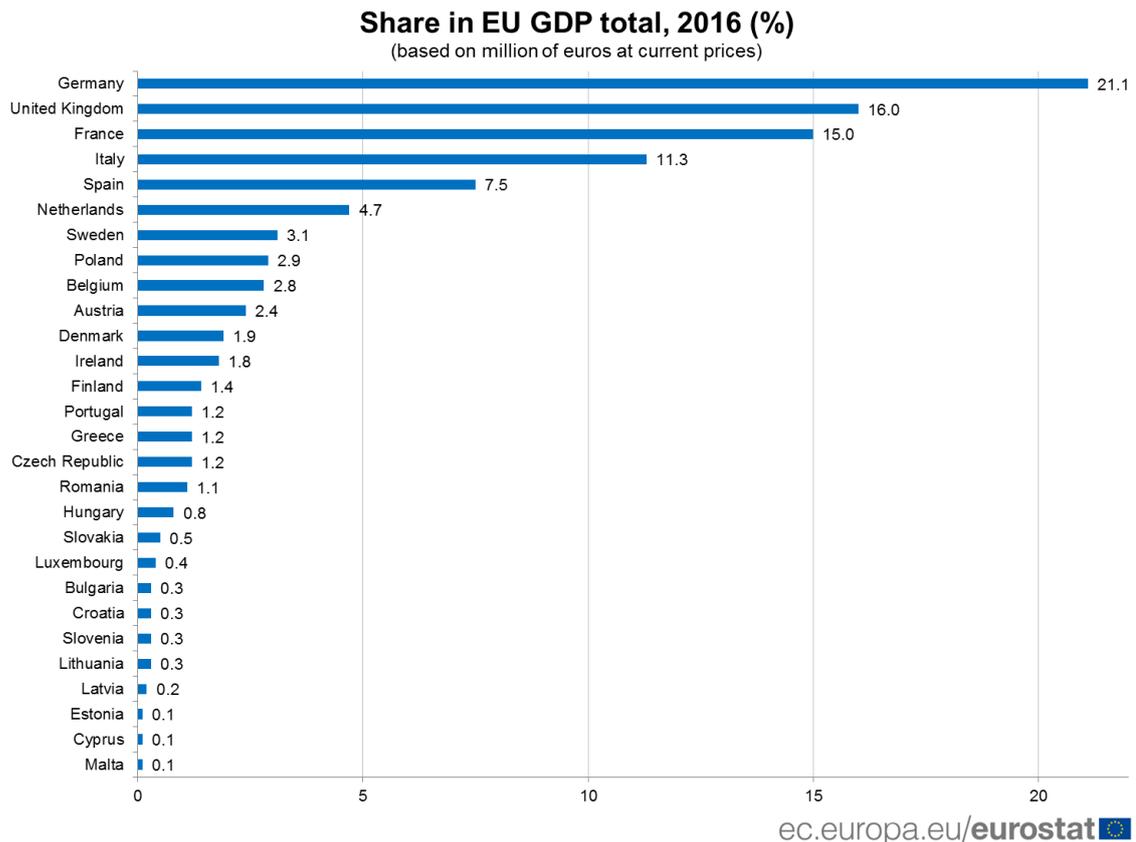


Abbildung 4: Beitrag der einzelnen Länder zum gesamt nominalen BIP der Europäischen Union (Eurostat, 2017)

Bei der regionalen Verteilung der Wirtschaftsleistung sind gravierende Unterschiede im europäischen Raum erkennbar. Abbildung 5 zeigt das BIP pro Kopf bereinigt um die jeweiligen Preisniveaus. Hierbei wurde das BIP normiert, wobei 100 den Durchschnittswert² in der Europäischen Union angibt. Es sind vor allem zwei Charakteristika zu beobachten.

² Im Jahr 2017 beträgt das Durchschnittliche BIP zu aktuellen Marktpreisen 29.900 € pro Kopf. Das höchste BIP hat Luxemburg mit 92.800 € pro Kopf (Eurostat, 2018b) (Statista, 2018d)

2 Europäische Union

Gross domestic product (GDP) per inhabitant, by NUTS 2 regions, 2016

(based on data in purchasing power standards (PPS) in relation to the EU-28 average, EU-28 = 100)

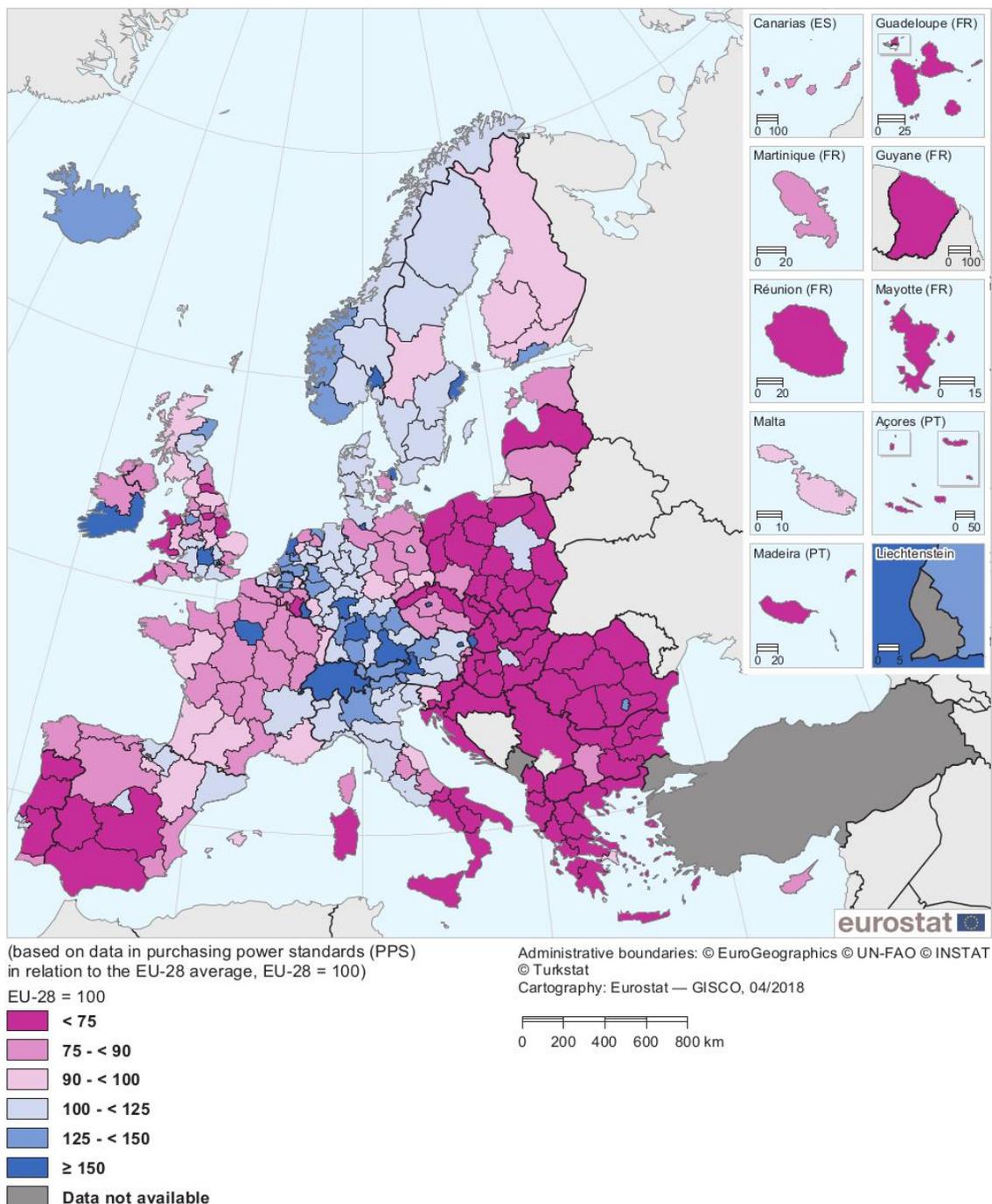


Abbildung 5: Nominales BIP pro Einwohner im Jahr 2016 (Eurostat, 2018b)

Die ärmsten Regionen sind dunkelviolett dargestellt. Es ist zu erkennen, dass vor allem die südlichen Bereiche in Spanien, Portugal sowie Italien ein relativ niedriges BIP besitzen. Diese zieht sich nun wie eine Art Gürtel von Griechenland über den gesamten östlichen Raum bis in den Norden fort. Die meiste Wertschöpfung wird in Europa also vor allem in einem Streifen von Norditalien über Deutschland bis in den hohen Norden hinauf generiert. Eine weitere Charakteristik ist vor allem in den Großstädten zu erkennen. In den dicht besiedelten Gebieten rund um die Großstädte wird auch in relativ armen Regionen eine hohe Wertschöpfung generiert. (Eurostat, 2018b) Hier ist vor allem auch der

Trend zur Ansiedlung im urbanen Raum erkennbar. Dies führt im Gegenzug zu einem Abwanderungsüberschuss und in weiterer Folge zu zunehmend dünner besiedelten ländlichen Regionen. (Eurostat, 2018b)

2.2.2 Arbeitsmarkt

Der Anteil der Erwerbstätigen im erwerbsfähigen Alter ist leicht steigend und befindet sich im Jahr 2017 in der Europäischen Union bei 76,4 %. (WKO, 2018) Der Anteil der Arbeitslosenquote ist seit 2013 sinkend und befindet sich im Jahr 2017 bei 7,7 % und somit wieder fast auf dem Niveau vor der Wirtschaftskrise (7,2 % Arbeitslosenquote) im Jahr 2007. (Statista, 2018e)

Abbildung 6 zeigt den Anteil der Arbeitslosen an der jeweiligen Bevölkerung für die Eurozone, die Europäische Union, Japan und die USA. Hier ist vor allem der starke Anstieg der Arbeitslosenrate in den USA in Zeiten der Wirtschaftskrise zu sehen, welche allerdings relativ schnell wieder zu sinken beginnt. In der Europäischen Union setzt die wirtschaftliche Erholung erst sehr viel später ein. Die Arbeitslosenquote hat ihr Maximum im Jahr 2013 und beginnt danach wieder kontinuierlich zu sinken.

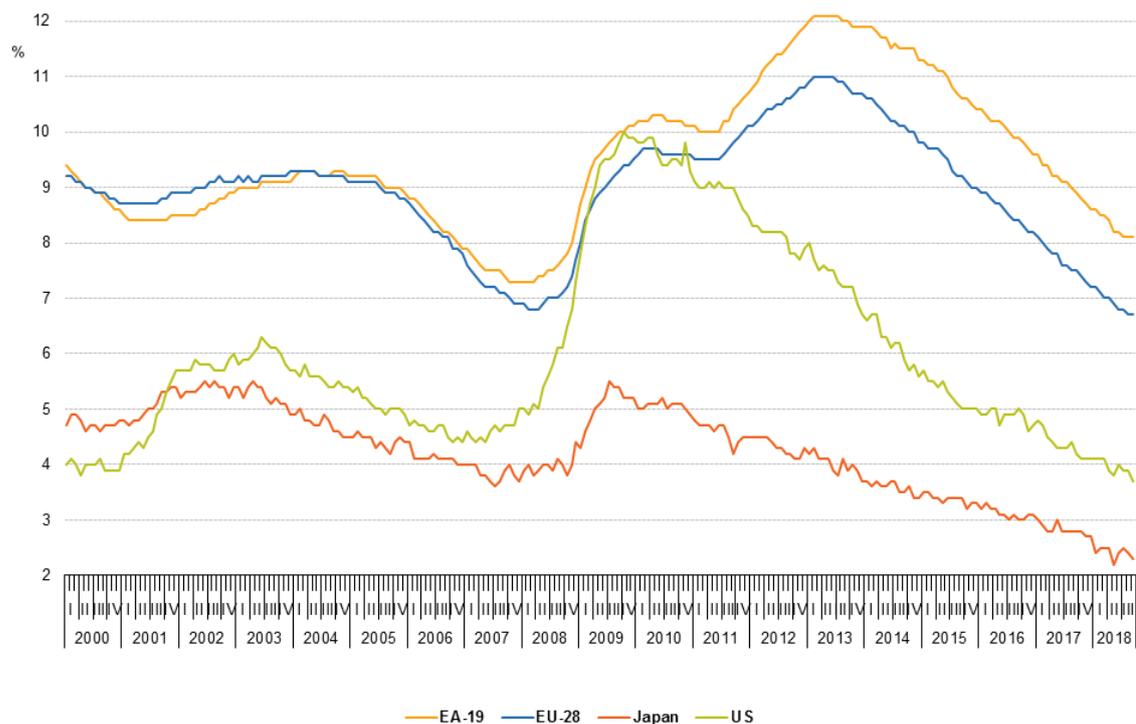


Abbildung 6: Arbeitslosenquote in der Europäischen Union, der Eurozone, Japan sowie USA (Eurostat, 2018e)

2.2.3 Wirtschaftssektoren

Die drei wichtigsten Wirtschaftssektoren und somit Haupttreiber der Wertschöpfung in der Europäischen Union sind vor allem der Dienstleistungssektor (66 % des BIP), die Industrie (21,88 % des BIP) sowie die Landwirtschaft (1,42 % des BIP). Die Aufteilung der wichtigsten drei Sektoren blieb in den letzten 10 Jahren durchwegs konstant (Statista, 2018)

2.2.4 Handel

Betrachtet man den gesamten Handel der EU, so erfolgen über 64 % des Handels zwischen den einzelnen EU-Ländern. Obwohl der Bevölkerungsanteil der EU im Vergleich zur Gesamtbevölkerung lediglich 6,9 % beträgt, liegt der Anteil aller Importe sowie Exporte zwischen der EU und dem Rest der Welt bei rund 15,6 %. (European Union, 2018a) Haupthandelspartner für Exporte und Importe außerhalb der EU sind noch immer die USA mit einem Anteil am Gesamthandel (Importe und Exporte) von 16,9 % und einer positiven Handelsbilanz von ca. 119 Mrd €. Dicht gefolgt von der Volksrepublik China mit 15,3 % (ca. -177 Mrd €) sowie der Schweiz mit 7 % (ca. 40 Mrd €). Hierbei gehen 20 % aller Exporte in die Vereinigten Staaten. 10,5 % aller Exporte gehen nach China und 8 % in die Schweiz. (European Commission, 2018)

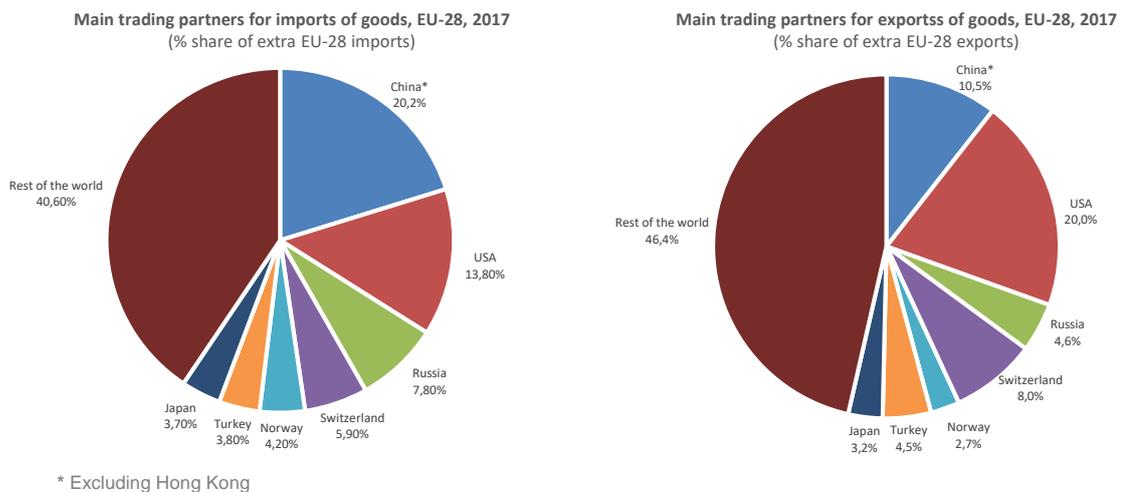


Abbildung 7: Haupthandelspartner der EU (Eurostat, 2018c) (eigene Darstellung)

Beim Import liegt China mit 20,2 % auf dem ersten Platz. Dicht gefolgt von den USA mit 13,8 % und Russland mit 7,8 %. (European Commission, 2018)

2.2.5 Staatshaushalt

Beim Blick auf die Finanzen der europäischen Mitgliedsländer wird schnell klar, dass es bei den meisten Ländern unmittelbaren Handlungsbedarf in Bezug auf die Staatsverschuldung und das jeweilige Haushaltsdefizit gibt. Hierzu gibt es im Vertrag von Maastricht, im Anhang zur Wirtschafts- und Währungsunion das so genannte „Protokoll über das Verfahren bei einem übermäßigen Defizit“, welches die Notwendigkeit eines gesunden Staatshaushaltes für alle Mitgliedsstaaten und Beitrittskandidaten der Europäischen Union voraussetzt.

Dieses Protokoll beinhaltet vor allem zwei Konkrete Vorgaben:

- Das Haushaltsdefizit darf maximal 3 % des BIP ausmachen
- Die Staatsverschuldung darf 60 % des BIP nicht überschreiten

Sollten diese Grenzwerte überschritten werden, so kann auf Empfehlung der Europäischen Kommission ein Verfahren bei übermäßigem Defizit (VÜD) durch den Europäischen Rat in Gang gesetzt werden. Dieses VÜD verlangt vom jeweiligen Staat das Erstellen eines Planes mit konkreten Maßnahmen und Fristen um wieder einen gesunden

Staatshaushalt zu erlangen. Bei nichtbefolgen dieses Verfahrens können von der Europäischen Union Sanktionen auferlegt werden. (Europäische Union, 2018)

Den höchsten Haushaltsüberschuss in % des BIP hat Malta, gefolgt von Zypern und der Tschechischen Republik. Mit einem übermäßigen Haushaltsdefizit haben vor allem die Länder in den südlichen, oder auch östlichen Regionen zu kämpfen. Aber auch westliche Länder wie Frankreich oder das Vereinigte Königreich bewegten sich im Jahr 2016 schon nahe oder sogar über dem vorgegebenen Grenzwert von 3 %.

Öffentlicher Finanzierungssaldo, 2016 und 2017
(Konsolidierter Finanzierungssaldo des Staates in % des BIP)

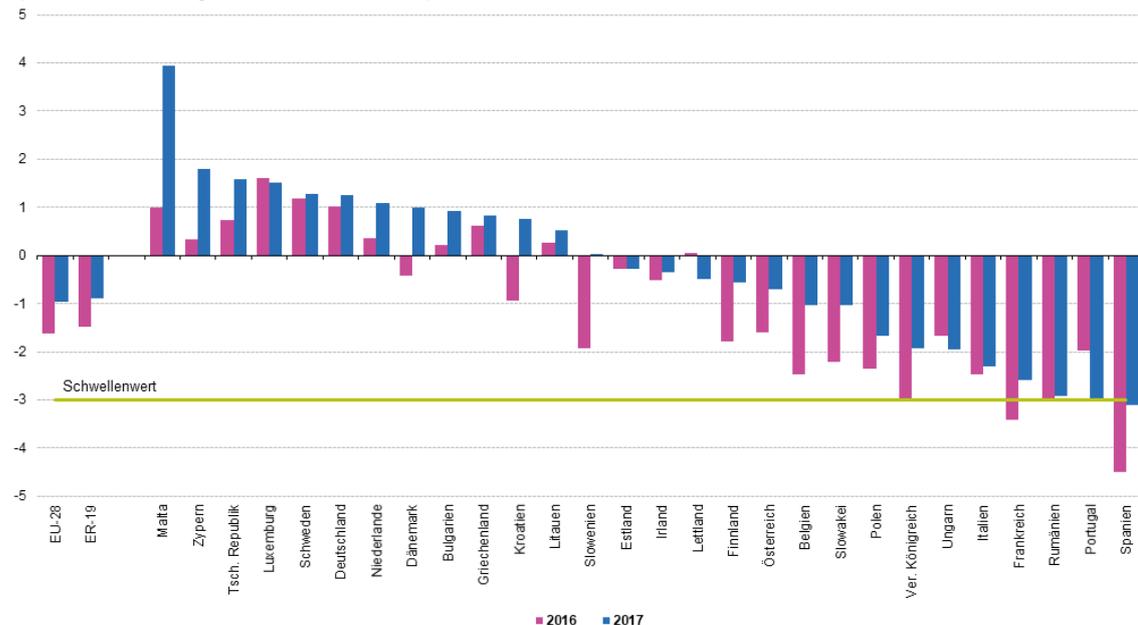


Abbildung 8: Finanzierungssaldo der europäischen Mitgliedsländer (Eurostat, 2018d)

Betrachtet man den öffentlichen Finanzierungssaldo aus Abbildung 8 so ist in Bezug auf den jeweiligen Überschuss oder das jeweilige Defizit allerdings ein durchwegs positiver Trend zu erkennen. Bis auf wenige Ausnahmen ist der Haushaltsüberschuss in den meisten Ländern gestiegen und das Haushaltsdefizit im Jahr 2017 gesunken. Das Haushaltsdefizit der gesamten Europäischen Union befindet sich somit auf ca. 1 % des BIP. Beim Blick auf die Staatsverschuldung ergibt sich bereits ein ganz anderes Bild. Abbildung 9 zeigt den Verschuldungsgrad der Mitgliedsstaaten im Verhältnis zum jeweiligen BIP. Es ist zu erkennen, dass mehr als die Hälfte aller EU-Mitgliedsstaaten den Schwellenwert von 60 % des BIP bereits überschritten haben. Dies führt dazu, dass auch die durchschnittliche Verschuldung der gesamten Europäischen Union den eigens auferlegten Grenzwert nicht mehr einhalten kann. Vor allem Griechenland nimmt mit einem Verschuldungsgrad von nahezu 180 % des BIP den unrühmlichen ersten Platz in der Europäischen Union ein. Weltweit befindet sich Griechenland somit auf dem zweiten Platz und wird nur von Japan mit einem Schuldenstand von 236 % des BIP übertroffen. (International Monetary Fund, 2018)

2 Europäische Union

Öffentlicher Schuldenstand, 2016 und 2017
(Konsolidierter Bruttoschuldenstand des Staates in % des BIP)

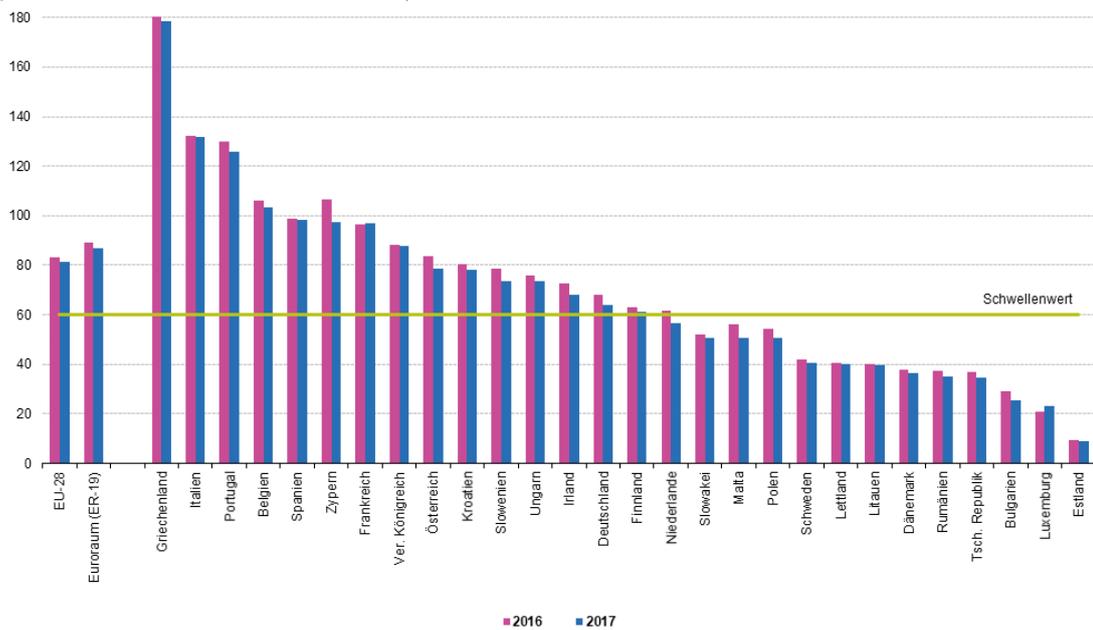


Abbildung 9: Staatsverschuldung der europäischen Mitgliedsländer (Eurostat, 2018d)

Vor allem Länder wie Griechenland, Italien aber auch Frankreich müssen hier Maßnahmen setzen um ein weiteres Ansteigen der Staatsverschuldung zu verhindern.

IMF DataMapper

General government gross debt (Percent of GDP)



©IMF, 2018, Source: World Economic Outlook (October 2018)

Abbildung 10: Entwicklung der Staatsverschuldung ausgewählter EU-Mitgliedsländer in % vom BIP (International Monetary Fund, 2018c)

Die aktuellen Entwicklungen der italienischen Regierung in Bezug auf den Staatshaushalt und die steigenden Spannungen zwischen EU-Kommission und Italien zeigen die

aktuelle Brisanz der Schuldenkrise. In Portugal und Spanien ist bereits ein leichter Rückgang der Staatsverschuldung zu erkennen.

2.3 Energie

Um den steigenden Energiebedarf, Versorgungsengpässe, sowie schwankenden Preisniveaus entgegenzuwirken und gleichzeitig die Umweltauswirkungen des Energiesektors zu reduzieren, wird eine klare EU-Energiestrategie vorausgesetzt. Hierbei wurden von der Europäischen Union drei Kernthemen forciert (Europäische Union, 2018a):

- Versorgungssicherheit
- Wettbewerbsfähigkeit
- Nachhaltigkeit

Im Jahr 2014 wurde vom Präsidenten des Europäischen Rates Donald Tusk der Begriff einer europäischen Energieunion gebildet. Ausschlaggebend hierfür war vor allem die durch die russisch-ukrainische Krise ausgelöste Debatte um die Versorgungssicherheit der europäischen Energieversorgung. In weiterer Folge wurde der Begriff der Energieunion nicht nur als Möglichkeit zur Stärkung der Versorgungssicherheit, sondern auch zu einer kompletten Neuausrichtung der europäischen Energiepolitik gesehen. Diese Neuausrichtung, welche vor allem auch eine stärkere Vergemeinschaftung forciert, ermöglicht es Europa zudem bei weltweiten Energiefragen mit einer gebündelten Stimme zu sprechen (Zachman, 2015, S. 1,2) (Europäische Union, 2018a) .

Die Hauptthemenbereiche der Energieunion sind vor allem (Eurostat, 2018g):

- Versorgungssicherheit
- Die Schaffung eines Energiebinnenmarktes (Verbundbildung bei den Stromnetzen)
- Energieeffizienz
- Dekarbonisierung
- Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

2.3.1 Abhängigkeit von Primärenergieträgern

Betrachtet man den Bruttoenergieverbrauch in Abbildung 11 so ist zu erkennen, dass Erdölprodukte noch immer Hauptbestandteil des europäischen Energieverbrauchs sind.

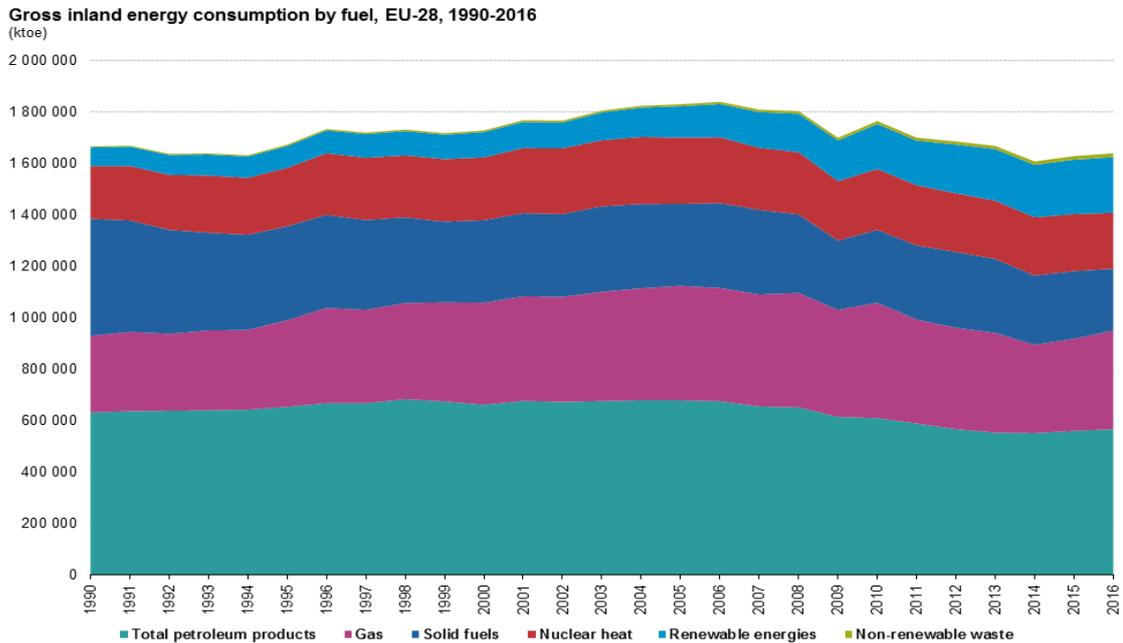


Abbildung 11: Bruttoenergieverbrauch nach Brennstoff (Eurostat, 2018h)

Erdgas sowie feste fossile Brennstoffe (Kohle, Kohlederivate) kommen an zweiter und dritter Stelle. Die Europäische Union ist im Hinblick auf fossile Primärenergieträger überwiegend von Importen abhängig. Im Jahr 2016 produzierte die Europäische Union rund 46 % der benötigten Energie selber. 54 % und somit mehr als die Hälfte des gesamten Energiebedarfs mussten allerdings von Drittstaaten importiert werden. (Eurostat, 2018g)

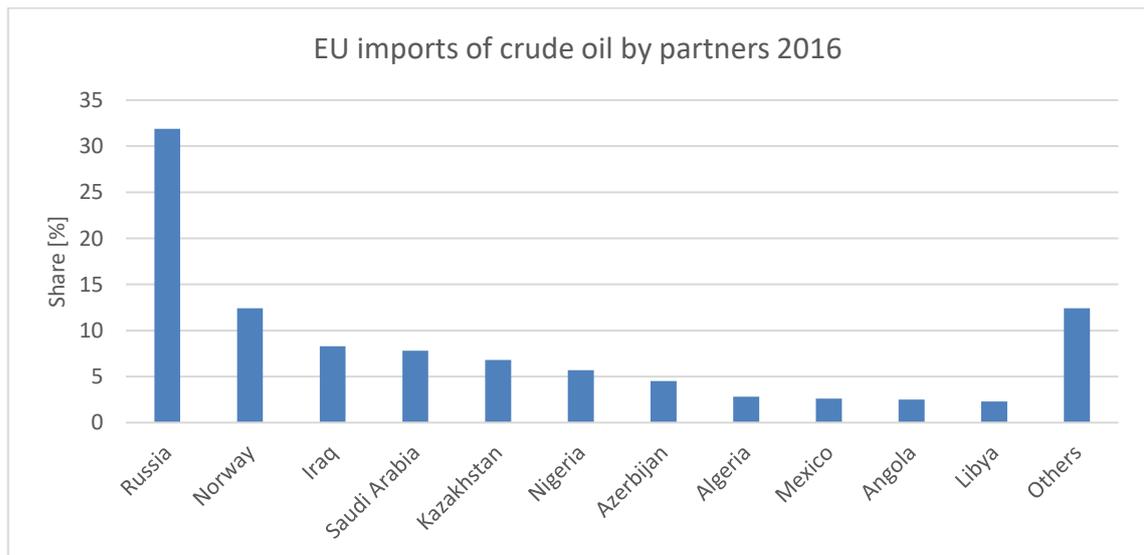


Abbildung 12: EU Öl Importe im Jahr 2016 (Eurostat, 2018g) (eigene Darstellung)

Im Jahr 2016 betrug die Energieabhängigkeitsquote³ in der EU für den Energieträger Erdöl 87,8 %. (Eurostat, 2018i) Betrachtet man Abbildung 12 so ist zu erkennen, dass etwa ein Drittel des importierten Rohöls von Russland gefördert wird. Hauptimporteure im EU-Vergleich sind Deutschland (16,7 %), Spanien (11,8 %), Italien (11,2 %) die Niederlande (10 %) und Frankreich (9,9 %). (Eurostat, 2018j) Im Jahr 2016 betrug die Energieabhängigkeitsquote in der EU für den Energieträger Erdgas 70,4 %. (Eurostat, 2018i)

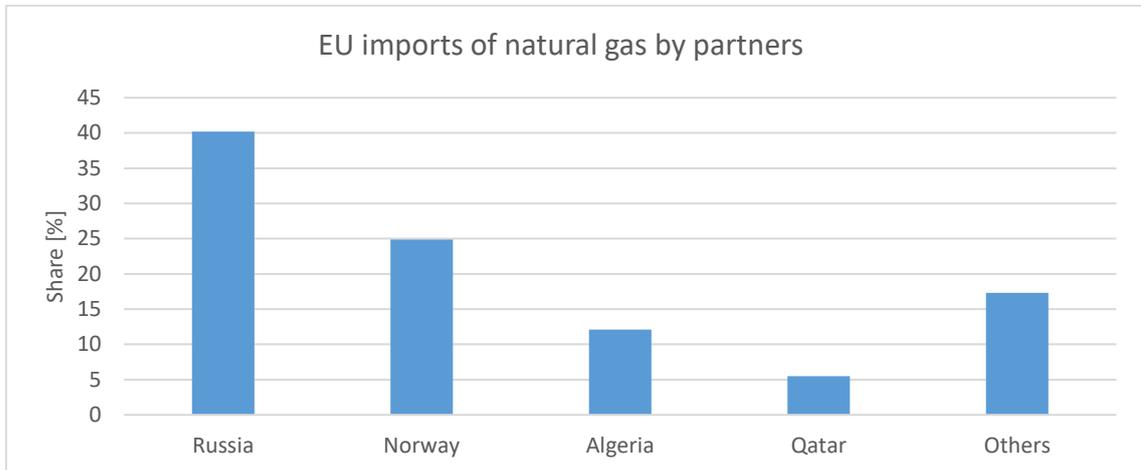


Abbildung 13: EU Gas Importe im Jahr 2016 (Eurostat, 2018g) (eigene Darstellung)

Abbildung 13 zeigt, dass auch im Sektor Erdgas der größte Teil der Importe aus Russland (40,2 %) kommt. Zweitgrößter Exporteur ist wie schon beim Erdöl Norwegen mit 24,9 %. Hauptimporteure sind auch hier wieder vor allem Deutschland (22,6 %), Italien (15,2 %) Frankreich (10,8 %), aber auch England (11,1 %), sowie die Niederlande (10,7 %). (Eurostat, 2018j)

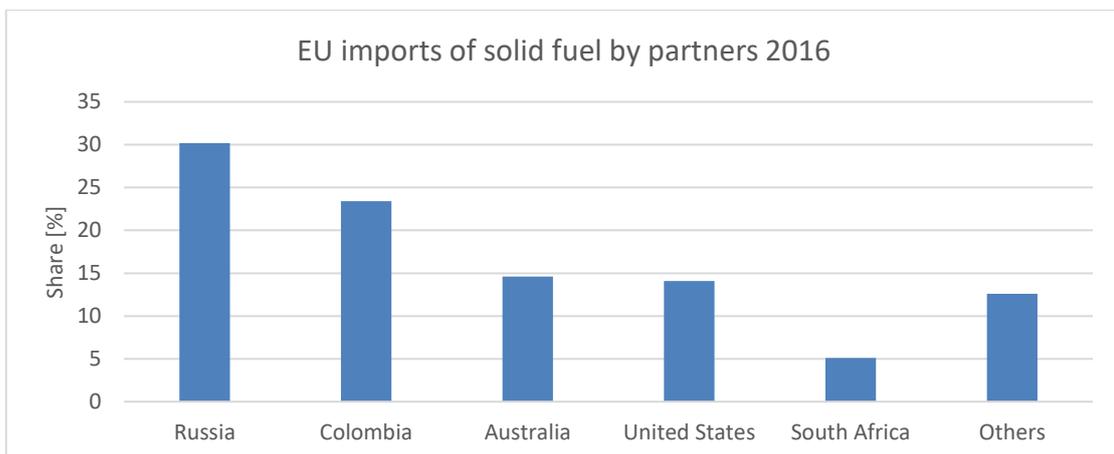


Abbildung 14: EU Importe fester Brennstoffe im Jahr 2016 (Eurostat, 2018g)

Die Energieabhängigkeitsquote für feste Brennstoffe (Kohle, Kohlederivate) ist etwas geringer und beträgt in der Europäischen Union im Jahr 2016 40,2 % (Eurostat, 2018i)

³ Nettoenergieeinfuhren (Import-Export) geteilt durch Bruttoinlandsenergieverbrauch zuzüglich der benötigten Energie für die Seeschifffahrt

Beim Blick auf Abbildung 14 ist erkennbar, dass der russische Anteil an den Importen wieder in etwa ein Drittel beträgt.

In diesem Fall geht der Großteil der Importe vor allem auf Deutschland (28,1 %) und die Niederlande (23,4 %) zurück. (Eurostat, 2018j) Um die die Importabhängigkeit zu verdeutlichen ist in Abbildung 15 das Energieflussdiagramm der EU-28 Staaten zu sehen.

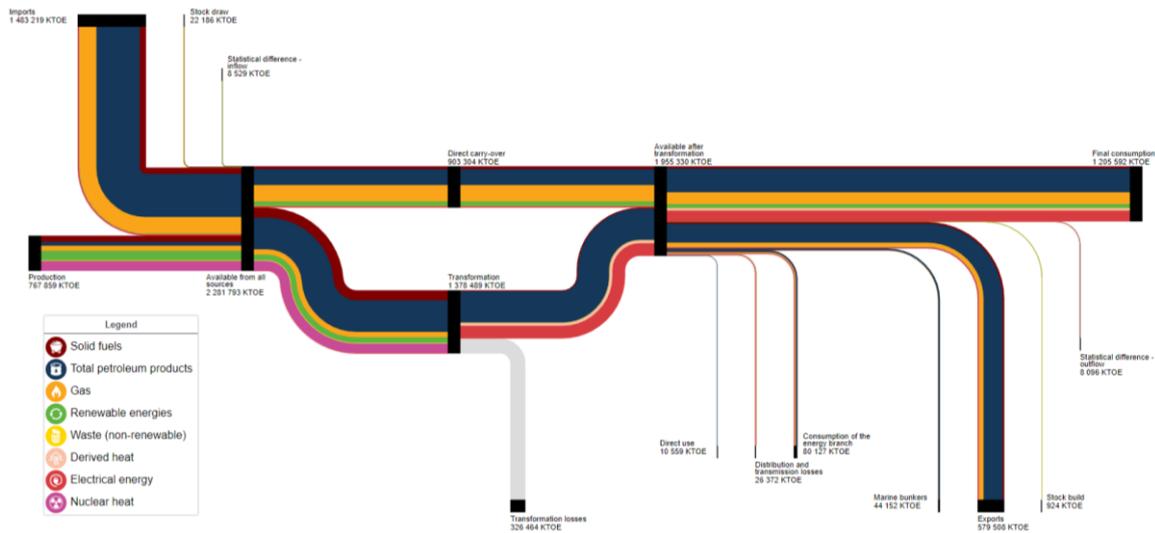


Abbildung 15: Sankey-Diagramm EU28 (Eurostat, 2018g)

Obwohl durch einen relativ hohen Exportanteil von Rohöl der Nettoimportanteil dezimiert wird, ist die Abhängigkeit im Bereich der fossilen Brennstoffe dennoch enorm. Da die fossilen Ressourcen, bedingt durch die geographische Lage Europas begrenzt sind, kann der Abhängigkeit von Importen überwiegend durch Energieeffizienzmaßnahmen, sowie durch einen nachhaltigen Umstieg auf erneuerbare Energien (EE) entgegengewirkt werden.

2.3.2 EU-Energie und Klimaziele

Am 12. Dezember 2015 wurde auf der UN-Klimakonferenz in Paris das sogenannte Übereinkommen von Paris verabschiedet. Dieses Übereinkommen sieht vor, dass die globale Erderwärmung auf unter 2° C im Vergleich zu vorindustriellen Werten beschränkt wird und somit die bedrohlichen Ausmaße des Klimawandels eingeschränkt werden. (United Nations, 2016) Da die Bereiche Energie, Umwelt und Klimaschutz ineinander greifen und das Thema Dekarbonisierung bereits in den 1990er Jahren im Zuge des Kyoto-Protokolls ernstzunehmend diskutiert wurde, hat sich die Europäische Union mehrere Energie- und Klimaziele für die Jahre 2020, 2030 sowie 2050 gesetzt.

Ziele für 2020:

- Senkung der **Treibhausgasemissionen** um **20 %**
- **20 %** der Energie kommt aus **erneuerbaren Quellen**
- Steigerung der **Energieeffizienz** um **20 %**

Diese Ziele wurden im Jahr 2007 von den Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union festgelegt. Durch das Erlassen von verbindlichen Rechtsvorschriften im

Jahr 2009 wurde zudem die Verwirklichung der Ziele sichergestellt. Referenzjahr für die selbst auferlegten Ziele ist hierbei immer das Jahr 1990. (Europäische Kommission, 2018)

Wichtigstes Instrument zur Senkung der Treibhausgasemissionen im Energieerzeugungssektor sowie im Luftverkehr und bei den großen Industrieanlagen ist das Emissionshandelssystem (EHS) welches etwa 45 % der Treibhausgasemissionen in der EU abdeckt (siehe Kapitel 3.6). All jene Sektoren welche nicht durch das EHS abgedeckt werden (Wohnungsbau, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Verkehr), besitzen so genannte nationale Emissionsminderungsziele. Hierbei werden im Zuge der Lastenteilungsvereinbarung für die EU-Länder, unterschiedliche verbindliche jährliche Emissionsziele auferlegt. Die Aufteilung wird Abhängig vom jeweiligen Wohlstand des Landes durchgeführt und mit Hilfe des BIP pro Kopf gemessen. Die Ziele können in den jeweiligen Ländern von einer Verminderung der Emissionen um mindestens 20 % bis zu einer Steigerung der Emissionen um maximal 20 % reichen. Abbildung 16 zeigt die Lastenaufteilungen der EU-Mitgliedsstaaten um bis zum Jahr 2020 eine EU-weite Treibhausgasreduktion von 10 % (im Vergleich zum Jahr 2005) erreichen zu können. (Europäische Kommission, 2018)

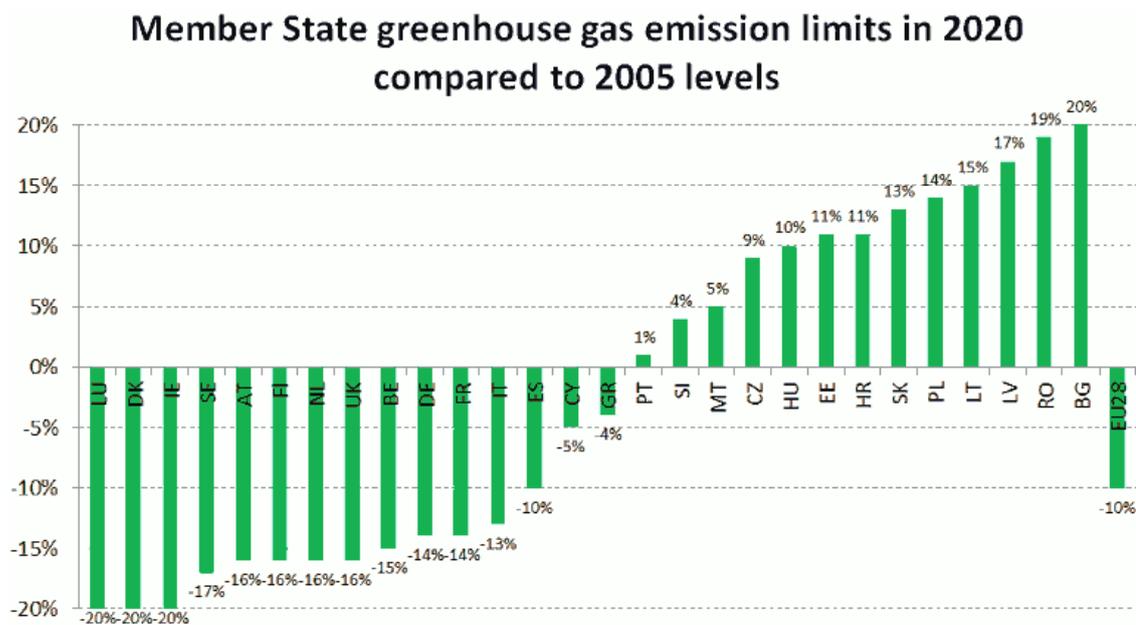


Abbildung 16: Beispiel der Lastenteilungsvereinbarung bis zum Jahr 2020
(European Commission, 2018a)

Für den Anteil an erneuerbaren Energiequellen gibt es wiederum eine nationale Aufteilung auf die einzelnen Mitgliedsstaaten. Diese reicht von 10 % in Malta bis zu 49 % in Schweden. Um die Steigerung der Energieeffizienz zu gewährleisten, wurden eigens ein Energieeffizienzplan sowie eine Energieeffizienzrichtlinie eingeführt. (Europäische Kommission, 2018)

Ziele für 2030:

- Senkung der **Treibhausgasemissionen** um **40 %**
- **27 %** der Energie kommt aus **erneuerbaren Quellen**
- Steigerung der **Energieeffizienz** um **27 %**
- **15 %** Verbundbildung bei den Stromnetzen

Auf dem Klima- und Energiepaket 2020 aufbauend wurden im Oktober 2014 von den EU-Staats- und Regierungschef weiterer Ziele, welche bis zum Jahr 2030 laufen, vereinbart. Hierbei wurden alle drei 2020 Ziele erhöht. Zusätzlich wurde auch die Verbundbildung der Stromnetze auf 15 % bis zum Jahr 2030 beschlossen. Dies bedeutet vor allem, dass im Jahr 2030 mindestens 15 % des in der EU erzeugten Stromes in andere EU-Länder exportiert werden kann. Ein Erreichen dieser Ziele setzt im Zeitraum von 2011-2030 jährliche Investitionskosten von rund 38 Milliarden Euro voraus. Durch Einsparungen von Brenn- und Kraftstoffen wird ein Großteil dieser Investitionskosten ausgeglichen. Da mehr als die Hälfte der Investitionen im Wohnungs- und Dienstleistungssektor getätigt werden müssen führt dies in Kombination mit den Einsparungen im Brennstoffbereich dazu, dass es zu einer Verschiebung von Betriebskosten (Brennstoffkosten) zu Kapitalkosten (Investitionskosten) kommt. Bei einem kosteneffizienten Erreichen der Ziele, dürfte das Energiesystem im Jahr 2030 gemessen am BIP der EU somit nur 0,15 % mehr kosten. (Europäische Union, 2018a) (Europäische Kommission, 2018a)

Neben den 2020 und 2030 Zielen wurde auch ein übergeordnetes Ziel zum Übergang in eine CO₂-arme Wirtschaft geschaffen, welches im Einklang mit den anderen beiden Zielen steht. Hierbei müssen alle Wirtschaftszweige einen Beitrag leisten.

Ziele für 2050:

- Verringerung der **Treibhausgasemissionen** um **80 bis 95 %**

Um das Ziel so kosteneffizient wie möglich erreichen zu können ist es notwendig so früh wie möglich Maßnahmen zu setzen. Hierzu wurden Etappenziele definiert, bei denen bis zum Jahr 2030 eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % sowie bis zum Jahr 2040 eine Verringerung um mindestens 60 % zu erreichen ist. Als Referenzjahr wird wie bereits bei den 2020 und 2030 Zielen wieder das Jahr 1990 herangezogen. (Europäische Kommission, 2018b)

Abbildung 17 zeigt das mögliche Potential bei der Einsparung von Treibhausgasen in Abhängigkeit des jeweiligen Sektors. Es wird schnell klar, dass das meiste Potential zur Senkung der Treibhausgase im **Energiesektor** zu finden ist. Der Bereich der Stromerzeugung und Verteilung bietet somit das Potential bis zum Jahr 2050 nahezu CO₂-frei zu sein. Hierbei soll der Strom hauptsächlich aus erneuerbaren Quellen wie Sonne, Wind, Wasser oder Biomasse, aber auch aus emissionsarmen Quellen wie Kernkraft, oder thermischen Kraftwerken mit der Möglichkeit zur Abscheidung und Lagerung von Kohlendioxid stammen (engl. CCS). Weiters könnten die fossilen Brennstoffe im Wärmesektor sowie im Verkehrsbereich teilweise durch Strom ersetzt werden. Um dieses enorme Potential zur Senkung der Treibhausgasemissionen in der Energieerzeugung nutzen zu können, sind hohe Investitionen in intelligente Netze notwendig. (Europäische Kommission, 2018b)

Weiters stellt die Umstellung auf eine nahezu vollständige CO₂-freie Stromerzeugung die Elektrizitätswirtschaft vor enorme Herausforderungen und unterstreicht abermals die Notwendigkeit einer genauen Szenarienanalyse des sich verändernden zukünftigen Kraftwerksparks innerhalb des transeuropäischen Netzes. (Europäische Kommission, 2018b)

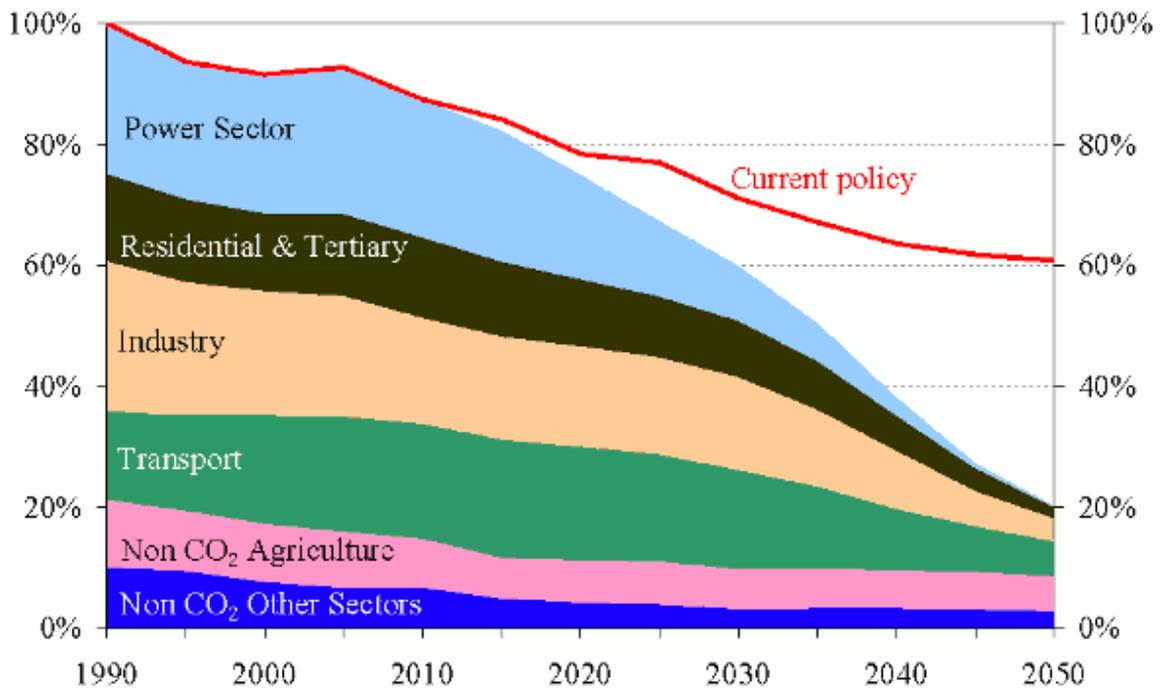


Abbildung 17: Potential zur Senkung der Treibhausgasemissionen in der EU um 80 % (Europäische Kommission, 2018b)

Im Bereich **Verkehr** ist bis zum Jahr 2050 eine Einsparung der Emissionen von über 60 % möglich, welche kurzfristig durch eine Effizienzsteigerung im Bereich der Benzin- und Dieselfahrzeuge und mittel- bis langfristig durch den Umstieg auf Plug-in-Hybrid- sowie Elektrofahrzeuge gelingen könnte. Im Schwerlastverkehr könnte laut EU verstärkt auf Biokraftstoffe gesetzt werden. (Europäische Kommission, 2018b)

Im **Gebäudebereich** ist ebenfalls ein enormes Potential von über 90 % an Emissionseinsparung möglich. Haupttreiber hierfür sind vor allem Energieeffizienzmaßnahmen wie Passivhaus-Technologien, Renovierungen von Altbauten, sowie ein Wechsel von fossilen Brennstoffen für Heizung, Kühlung, und Kochen zu Strom sowie erneuerbare Energieträgern. (Europäische Kommission, 2018b)

Im Bereich **Industrie** wären bei energieintensiven Wirtschaftszweigen bis zum Jahr 2050 mehr als 80 % Emissionseinsparungen möglich. Haupttreiber wären hier laut EU neben einer steigenden Energieeffizienz, welche zur Senkung der Energieintensität in den jeweiligen Betrieben führt, auch der vermehrte Einsatz von CCS. (Europäische Kommission, 2018b)

In der **Landwirtschaft** werden die Gesamtemissionen aufgrund der steigenden Nachfrage an Nahrungsmitteln, bis zum Jahr 2050 voraussichtlich um ein Drittel ansteigen.

Mögliche Gegenmaßnahmen sind hier vor allem die Senkung der durch Dünger, Stallmist und Viehhaltung verursachten Emissionen. Ein breites Umdenken der Gesellschaft in Bezug auf eine gesündere fleischlose Ernährung würde auch hier einen Beitrag zur Senkung der Emissionen leisten. (Europäische Kommission, 2018b)

Ein Erreichen der von der Europäischen Union auferlegten Ziele würde eine Reduzierung des Verbrauchs der eigenen Ressourcen und Rohstoffe bewirken, sowie die Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten verringern. Dies würde somit wieder zu einer erhöhten Versorgungssicherheit führen. Weiters würde es aufgrund der Entwicklung sauberer Technologien das Wirtschaftswachstum ankurbeln und zum Schutz der Umwelt und der Gesundheit beitragen. Laut EU ist der Fahrplan bis 2050 durchaus machbar und leistbar, er erfordert jedoch Innovationen und Investitionen. Insgesamt erfordert der Übergang zu einer CO₂-armen Wirtschaft bis zum Jahr 2050 über die nächsten 40 Jahre Investitionen von insgesamt 270 Milliarden Euro. Das entspricht im Durchschnitt 1,5 % des BIP pro Jahr. (Europäische Kommission, 2018b)

3 Europäische Elektrizitätswirtschaft

Das folgende Kapitel widmet sich der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Mit der Liberalisierung des europäischen Strommarktes, dessen Basis durch die Binnenmarktrichtlinie im Jahr 1996 von der Europäischen Union geschaffen wurde, wird die europäische Elektrizitätswirtschaft grundlegend verändert.

3.1 Elektrizitätsmarkt

Der Kunde hat nun die Möglichkeit seinen Energieversorger europaweit wählen zu können. Dies geschieht unabhängig von der jeweiligen Netzanbindung. Dies führt zu einem verstärkten Wettbewerb im gesamten europäischen Raum. Das Monopol des Elektrizitätsversorgers wird entflechtet und in Erzeugung, Übertragung und Verteilung aufgetrennt. Um diesen Markt zu kontrollieren und die Funktionsfähigkeit des entflechteten Gesamtsystems sicherzustellen, wurden für den ganzen europäischen Raum entsprechende Regulatoren eingerichtet. Diese Regulatoren sind auch dafür verantwortlich einen fairen Wettbewerb sicherzustellen, sowie transparente Marktinformationen für alle Marktteilnehmer sicherzustellen. (Stigler, 2009, S. 64,68)

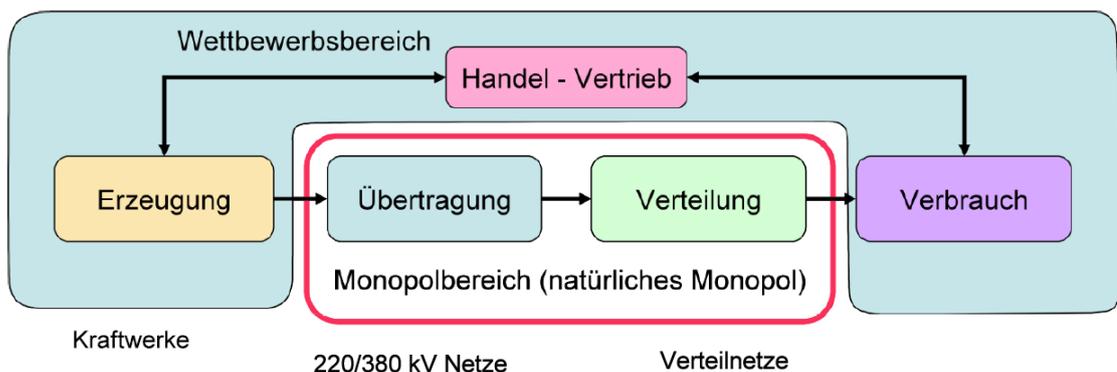


Abbildung 18: Übersicht über das Prinzip der Entflechtung (Unbundling)
(Stigler, 2009, S. 74)

Abbildung 18 zeigt das Prinzip der Entflechtung. Das Monopol von Erzeugung, Übertragung und Verteilung wurde aufgebrochen. Netzdienstleistungen wie die Stromverteilung oder der Stromtransport bleiben weiterhin regulierte Gebietsmonopole. Aufgrund der Einführung des Netzzugangsrechtes, stehen die Netze allerdings jedem Interessierten offen. Dies wurde in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie durch die so genannten Third Party Access Rules (Common Carrier Modell) festgehalten. Die nationalen Regulierungsbehörden können den Zugang zum Netz unter Angabe von Gründen (nicht ausreichende Kapazitäten, fehlende Reziprozität⁴) allerdings untersagen. (Stigler, 2009, S. 73,78)

Die Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte führt nun dazu, dass es möglich ist innerhalb des europäischen Raums mit Strom zu handeln und diesen auch gegen Risiken abzusichern (Hedging). Der Handel kann an regulierten Strombörsen, auf orga-

⁴ Der Antragsteller ist kein zugelassener Kunde in beiden Mitgliedsstaaten

nisierten, multilateralen Handelssystemen oder auch bilateral (Over-The-Counter) stattfinden. Hierbei kann noch zwischen kurzfristigen Handel am Spotmarkt, sowie dem langfristigen Handel am Terminmarkt unterschieden werden. (Oesterreichs Energie, 2018)

Bilanzgruppen:

Um etwaigen Kapazitätsengpässen entgegenzuwirken und ein ständiges Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung gewährleisten zu können, wurden so genannte Bilanzgruppen eingeführt. Diese Bilanzgruppen sind virtuelle Zusammenschlüsse von Lieferanten und Kunden, welche somit ein geschlossenes wirtschaftliches System von Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisung) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisung) erbringen. Die Bilanzgruppen können auch untereinander Energie mittels Fahrplänen austauschen. (Stigler, 2009, S. 76)

Regelzonen:

Die Summe aller Bilanzgruppen bildet in weiterer Folge eine physische Regelzone für dessen Stabilität der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist. Österreich besitzt eine Regelzone welche von der Austrian Power Grid (APG) geführt wird. Deutschland besitzt vier Regelzonen (Amprion, 50 Hertz, TenneT, TransnetBW). Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bilden zusammen das europäische Verbundnetz.

Bidding Zones:

Innerhalb des europäischen Verbundnetzes gibt es wiederum eigene Gebotszonen, Strompreiszonen oder auch sogenannte Bidding Zones (BZ). Eine Gebotszone ist das größtmögliche geographische Gebiet in dem die Marktteilnehmer in der Lage sind Energie auszutauschen, ohne eine Kapazitätsallokation durchführen zu müssen. Unter der Annahme dass in einer Gebotszone keine Engpässe auftreten können, hat jede Gebotszone einen eigenen Marktpreis. Gebotszonen können grenzüberschreitend mehrere Länder umfassen, aber auch innerhalb eines Landes mehrmals auftreten. (ENTSO-E, 2014) Bis zum 1. Oktober 2018 befanden sich Deutschland und Österreich in einer gemeinsamen Gebotszone. Aufgrund von fehlenden Netzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen und den damit verbundenen überlasteten Netzen, kam es allerdings häufig zu teuren Re-Dispatch- und Regelenergiemaßnahmen. Ein weiteres Problem war vor allem das Zustandekommen so genannter Loop-Flows⁵ in den osteuropäischen Ländern. (Next Kraftwerke, 2018) Dies führte zur Trennung dieser grenzüberschreitenden Gebotszone.

3.2 Elektrizitätswirtschaftliche Institutionen

Da eine Vielzahl an Institutionen aus den unterschiedlichsten Bereichen mehr oder weniger großen Einfluss auf die europäische Elektrizitätswirtschaft haben, werden in diesem Kapitel nur die wichtigsten Institutionen behandelt.

⁵ Strom der nicht über die Kuppelstellen fließen kann, weicht über Ringschlüsse in die östlichen Nachbarländer aus und belastet somit deren Netze unnötig.

Generaldirektion Energie:

Die vermutlich wichtigste Institution auf EU Ebene ist die Generaldirektion Energie. Die Generaldirektion Energie ist eine Verwaltungseinheit der Europäischen Kommission und somit Teil der europäischen Exekutive in Bezug auf das Energieressort.

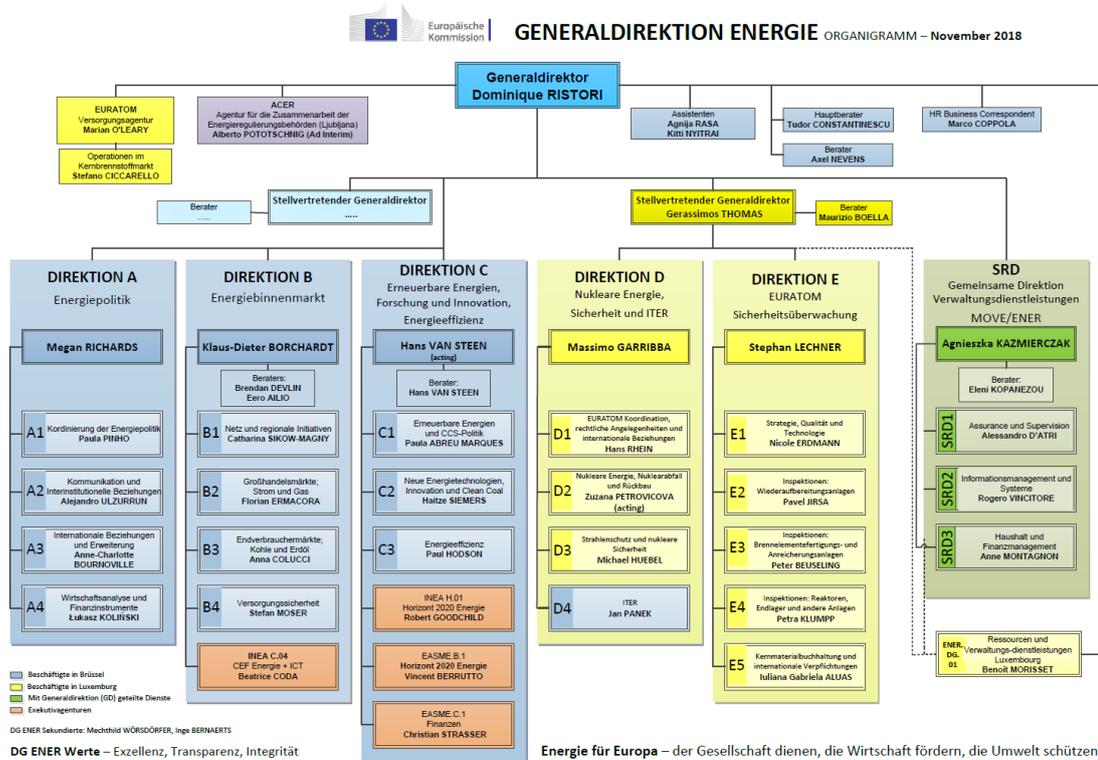


Abbildung 19: Organigramm der Generaldirektion Energie (Euopäische Kommission, 2018c)

ENTSO-E:

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl. ENTSO-E) ist ein Zusammenschluss von insgesamt 43 Übertragungsnetzbetreibern aus 36 Ländern in Europa und übernahm im Juli 2009 im Zuge des dritten Energiepaktes der EU die Aufgaben der ETSO⁶. (ENTSO-E, 2018d) Zu diesen Aufgaben zählt vor allem das formulieren so genannter Netzcodes welche die Netzsicherheit, den Netzanschluss, den internationalen Stromhandel und weiterer Themen der Stromnetzregulierung abdecken. Diese Netzcodes werden von der Europäischen Kommission wiederum zu gesetzlich bindenden Regulierungen überführt. Weiters werden von der ENTSO-E regelmäßig Zukunftsprognosen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Bezug auf den Netzausbau veröffentlicht, welche im zukünftigen Entscheidungsprozess der Europäischen Kommission berücksichtigt werden. Die ENTSO-E ist auch zur Veröffentlichung von Elektrizitätswirtschaftlich relevanten Daten verpflichtet und leistet so einen Beitrag zu mehr Transparenz in der Elektrizitätswirtschaft. (Das europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2009)

⁶ Die European Transmission System Operators war der Vorgänger der ENTSO-E und entstand im Jahr 1999 als europäischer Verband zur Schaffung eines gemeinsamen Strommarktes. (ENTSO-E, 2018c)

Acer:

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (engl. ACER) ist eine unabhängige europäische Einrichtung zur Förderung der Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden. Hauptaufgabengebiet ist die Harmonisierung der Regulierungsmaßnahmen, sowie die Marktintegration im Kontext der von der EU auferlegten energiepolitischen Ziele (ACER, 2017) Betrachtet man das Organigramm der Generaldirektion Energie in Abbildung 19 so ist zu erkennen, dass auch die ACER vermerkt ist und somit einen Beitrag zu energiepolitischen Entscheidungen der Europäischen Kommission leistet.

Weitere Institutionen, welche hier nicht näher behandelt werden sind unter anderem die Energy Community welche die Ausbreitung des europäischen Energiemarktes in die südosteuropäischen Teile vorsieht und das Council of European Energy Regulators (CEER) welches ein freiwilliger Zusammenschluss europäischer Regulierungsbehörden ist und eng mit der ACER zusammenarbeitet.

3.3 Infrastruktur

In Abbildung 20 sind die wichtigsten Fakten zum europäischen Übertragungsnetz aus dem Jahr 2017 angegeben.



Abbildung 20: Fakten zum europäischen Übertragungsnetz (ENTSO-E, 2017a)

Im Vergleich zum grenzüberschreitenden Übertragungsnetz besitzt das europäische Verteilnetz eine Länge von ca. 10 Millionen km (2013). (Eurelectric, 2013) Obwohl das Übertragungsnetz in Leitungslänge gemessen so nur einen Anteil von ca. 5 % aller Stromleitungen in Europa ausmacht, ist das Übertragungsnetz dennoch essentiell für den Austausch von elektrischer Energie zwischen den einzelnen Nationalitäten. Dieser Verbund führt zu einem besseren Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung und somit zu mehr Stabilität im europäischen Verbundnetz. Weiters fördert das Verbundnetz das europäische Bestreben zur Bildung transeuropäischer Netze. Diese immer enger vermaschte Infrastruktur der Energieübertragung führt in weiterer Folge zu einer

höheren Versorgungssicherheit, einer steigenden Wettbewerbsfähigkeit sowie zu mehr Nachhaltigkeit und unterstreicht die europäischen Energiestrategien (siehe Kapitel 2.3). Abbildung 21 zeigt das europäische Verbundsystem und die grenzüberschreitenden Leitungs- sowie Kabeltrassen zwischen den einzelnen Nationalitäten.

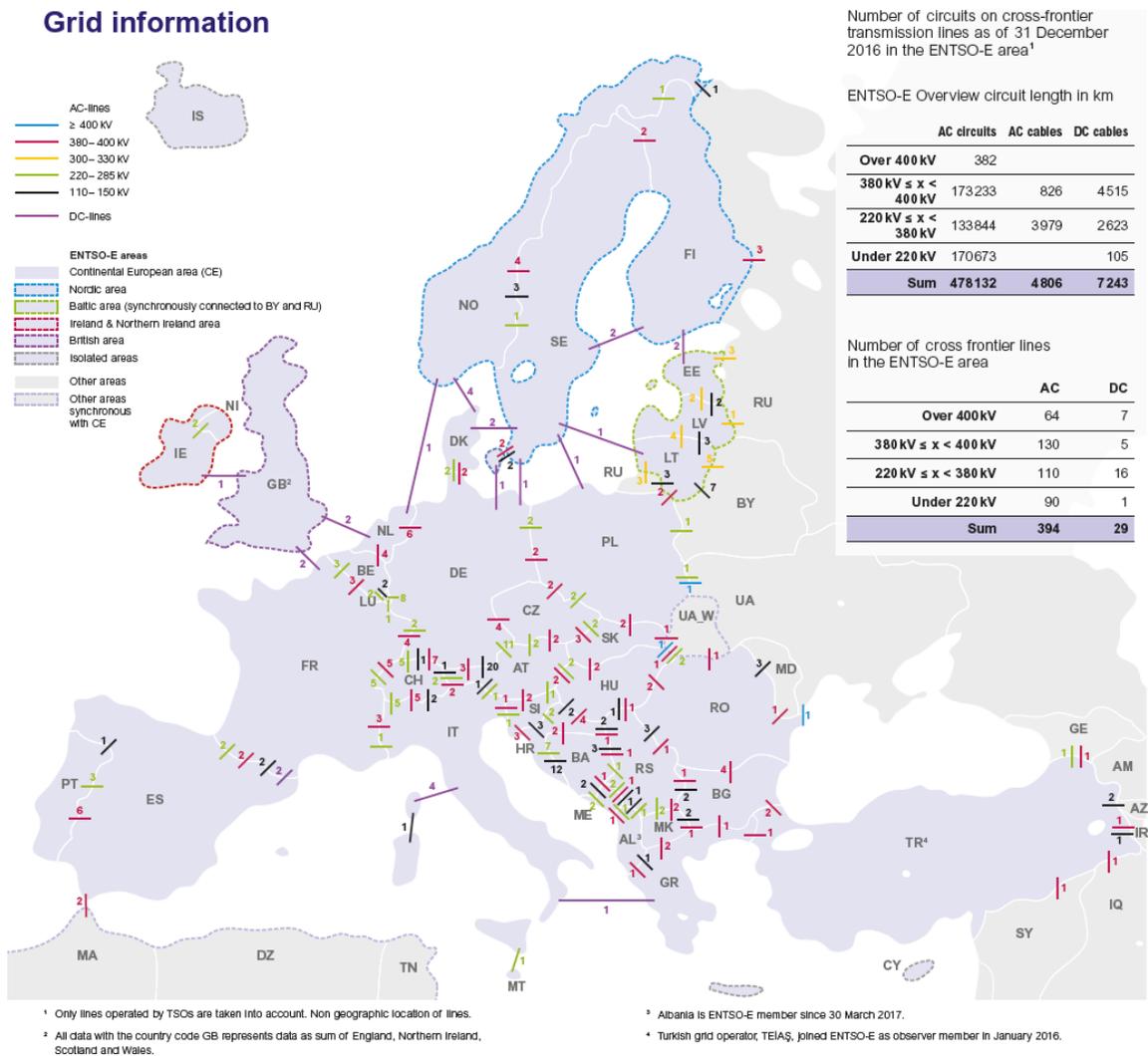


Abbildung 21: Grenzüberschreitende Übertragungsleitungen (ENTSO-E, 2017)

Das Europäische Verbundnetz setzt sich aus den fünf ehemaligen Netzen UCTE, UKTSOA, ATSOI, BALTSO sowie Nordel zusammen und bildet einen gemeinsamen europäischen Verbund unter dem Dach der ENTSO-E. (ASUE, 2011) Aufgrund der asynchronität mancher Netze zueinander sind die Verbindungen des skandinavischen sowie des britischen Netzes mit dem kontinentaleuropäischen Netz (CE) nur mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) oder so genannten HGÜ-Kurzkupplungen im Grenzgebiet möglich. Dies ist in Abbildung 21 anhand der violett eingezeichneten Leitungen erkennbar.

Weiters ist erkennbar, dass es zwischen Spanien und Marokko einen synchronen Netzschluss des CE Netzes mit dem afrikanischen Kontinent gibt. An dieser Stelle wird vor allem Strom Richtung Marokko exportiert. Hierbei wurden im Jahr 2017 8 GWh aus Marokko importiert und 5.765 GWh exportiert. (ENTSO-E, 2017)

3.4 Verbraucherseite

Der Stromverbrauch in der Europäischen Union ist seit 1993, bis zur Wirtschaftskrise im Jahr 2008, fast kontinuierlich gestiegen und nach einem kurzen Anstieg in den folgenden Jahren wieder leicht gefallen (Abbildung 22).

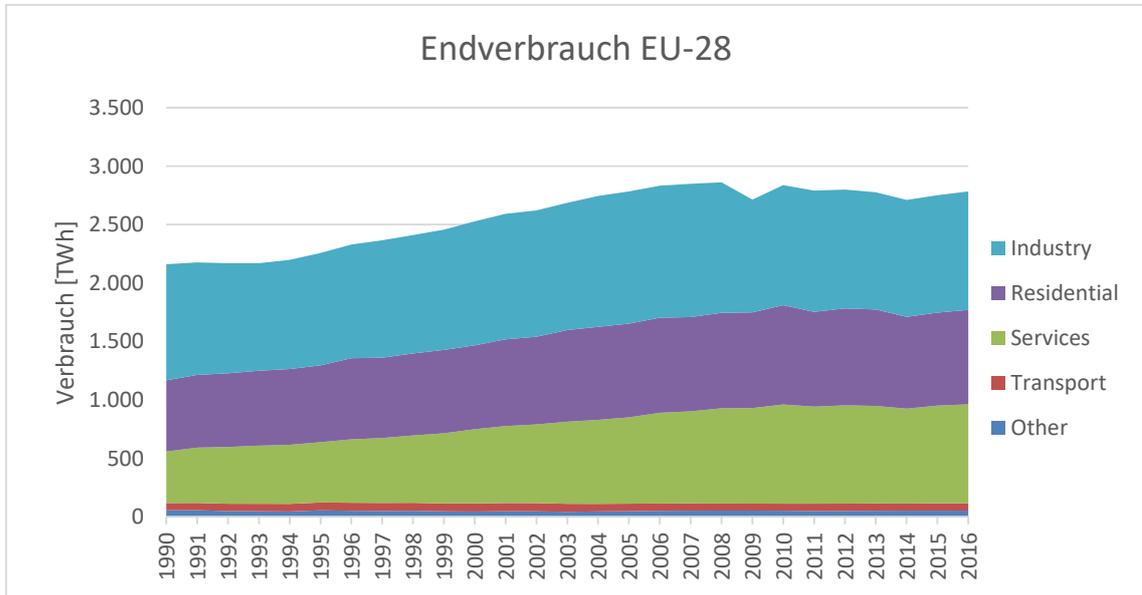


Abbildung 22: Stromverbrauch der EU-28 Staaten per Sektor (Eurostat, 2018f) (eigene Darstellung)

Nach Abzug aller Leitungsverluste, Eigenverbrauch, Import/Export etc. beträgt der Endverbrauch im Jahr 2016 für die EU-28 Staaten rund 2.784 TWh. Dem gegenüber steht eine Bruttostromerzeugung von insgesamt 3.258 TWh. (IEA, 2018)

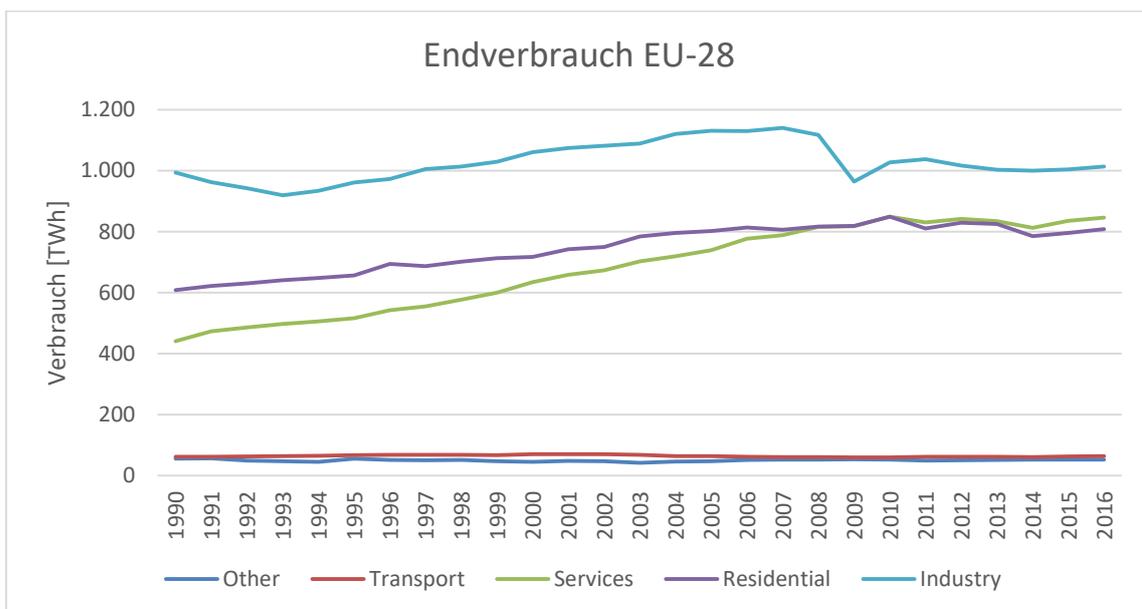
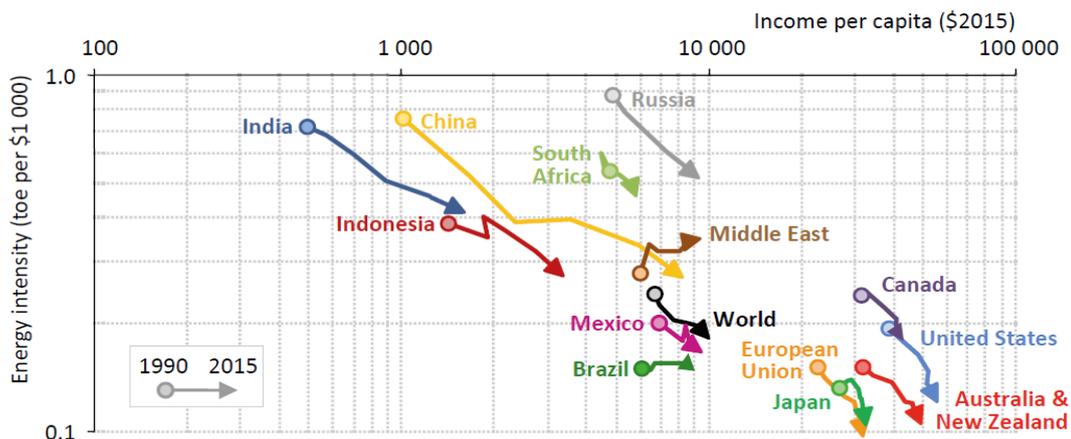


Abbildung 23: Stromverbrauch der EU-28 Staaten per Sektor (Eurostat, 2018f) (eigene Darstellung)

Betrachtet man die einzelnen Sektoren in Abbildung 23 separat so ist zu erkennen, dass der Industriesektor noch immer den größten Anteil am Stromverbrauch besitzt. Durch den großen Anteil des Industriesektors am europäischen Stromverbrauch, ist der Verbrauch somit auch mit der Wirtschaftsleistung sowie globalen Krisen gekoppelt. Abbildung 23 zeigt dies Anhand des Einbruches des Stromverbrauchs im Jahr 2008 zum Zeitpunkt der globalen Finanzkrise. Weiters ist zu erkennen, dass sich der Verbrauch vor allem im Dienstleistungssektor (Services) nahezu verdoppelt hat. Dies ist der Sektor mit dem am schnellsten wachsenden Verbrauch in der Europäischen Union. Hauptgründe hierfür sind vor allem das generelle Wachstum dieses Bereichs im europäischen Raum, sowie der vermehrte Einsatz von Klimaanlage und IT Equipment. Der drittgrößte Posten ist der Wohnungssektor, welcher neben dem Dienstleistungssektor fast ein Drittel des Gesamtverbrauchs ausmacht. Im Wohnungssektor (Residential) hat sich der Verbrauch zwischen 2005 und 2014 allerdings um 0,2 % verringert. Gründe hierfür liegen vor allem in der Effizienzsteigerung bei Produkten für den Endanwender. (EEA, 2017)

Im Bereich des Verbrauchs spielt vor allem auch die Energieeffizienz eine wichtige Rolle. Abbildung 24 zeigt hier die allgemeine Energieintensität in Abhängigkeit des Pro-Kopf-Einkommens. Es ist zu erkennen, dass mit dem zunehmenden Wohlstand einer Volkswirtschaft die Energieeffizienz zunimmt (Energieintensität nimmt ab).



The reduction in energy intensity accelerates with higher income levels

Notes: toe = tonnes of oil equivalent. Data are shown in five-year intervals from 1990 to 2015. The slopes indicate the elasticity of energy intensity with respect to income per capita. Income per capita is measured as GDP per capita in year-2015 dollars at market exchange rate and primary energy intensity is measured using GDP in year-2015 dollars at market exchange rate. For Russia, the first data point is 1995.

Abbildung 24: Energieintensität in Abhängigkeit des Pro-Kopf-Einkommens (International Energy Agency, 2016, S. 286)

Einzig im mittleren Osten ist eine entgegengesetzte Entwicklung sichtbar. Dieser Zusammenhang von Energieeffizienz und Wohlstand, welcher wiederum mit der Wirtschaftsleistung eines Landes zusammenhängt ist somit auch im Stromverbrauch sichtbar und kann im folgenden Diagramm beobachtet werden.

Abbildung 25 zeigt die Veränderung des realen BIP Wachstum, den Stromverbrauch, sowie die Bevölkerungsanzahl der Europäischen Union ab dem Startjahr 2010. Es ist zu

erkennen, dass vom Jahr 2010 bis zum Jahr 2014 der Stromverbrauch in der EU kontinuierlich gesunken ist. Da das BIP zu dieser Zeit moderat wächst, das Bevölkerungswachstum allerdings stagniert, kommt in diesem Zeitraum vor allem die Effizienzsteigerung zum Tragen. Ab dem Jahr 2014 steigt der Stromverbrauch allerdings wieder rasant an. Hierfür gibt es vor allem vier Gründe. (Cambridge Econometrics Ltd, 2016)

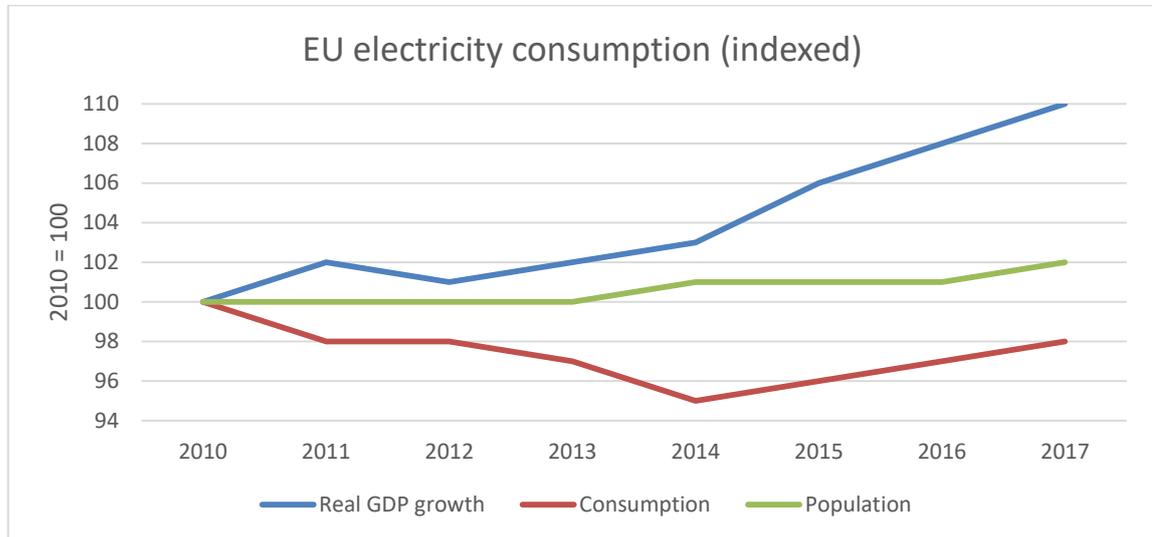


Abbildung 25: BIP Wachstum, Stromverbrauch, Bevölkerung
(Cambridge Econometrics Ltd, 2016) (eigene Darstellung)

Zum einen hängt der Anstieg im Verbrauch mit dem rasanten Wirtschaftswachstum zusammen. Das BIP ist in den letzten drei Jahren jährlich um 2 % gewachsen. Der Verbrauch allerdings um nur 1 %. Aufgrund der Tatsache, dass das BIP doppelt so schnell wächst wie der Stromverbrauch ist zu erkennen, dass die Steigerung der Energieeffizienz zwar zum Tragen kommt, mit dem aktuellen Wirtschaftswachstum allerdings nicht schritthalten kann. Der zweite Grund für den Anstieg des Verbrauchs liegt in der Tatsache, dass die Industrieerzeugungen in den letzten Jahren schneller als das BIP gewachsen sind. Der Industrial Production Index (IPI) ist zwischen November 2016 und November 2017 um 4 % gestiegen. Ein weiterer Grund ist das Bevölkerungswachstum in der EU. In den letzten zwei Jahren ist die europäische Bevölkerung um mehr als 3 Millionen Menschen gestiegen. Nicht zuletzt aufgrund der zunehmenden Einwanderung in den Jahren 2016 und 2017. Der vierte Grund ist der zunehmende Verbrauch aus neu entstehenden Sektoren wie E-Mobilität, ein wachsender Anteil an Streaming und IT-Plattformen, sowie das vermehrte Bitcoin Mining. Diese Zuwächse sind zum aktuellen Zeitpunkt allerdings marginal, könnten in Zukunft allerdings zu durchaus relevanten Verbrauchern werden. (Cambridge Econometrics Ltd, 2016)

3.5 Aufbringungssektor

Um diesen Verbrauch decken zu können bedarf es eines möglichst flexiblen, effizienten und im besten Fall weitestgehend emissionsfreien Kraftwerkspark. Abbildung 26 zeigt die Nettoerzeugungskapazitäten aller ENTSO-E Mitglieder von 2012 bis zum Jahr 2016. Ende 2016 beträgt die installierte Gesamtleistung aller ENTSO-E Mitglieder 1.058 GW. Es ist zu erkennen, dass die installierten Leistungen der Kraftwerke welche mit fossilen Brennstoffen betrieben werden leicht abnehmen und die Anzahl an installierten Leistungen mit erneuerbaren Energieträgern, ausgenommen Wasserkraft, stetig zunimmt (+7,4 % verglichen zu 2015). Im Hinblick auf die Klimaziele der Europäischen Union ist diese Entwicklung auch notwendig. (ENTSO-E, 2017b)

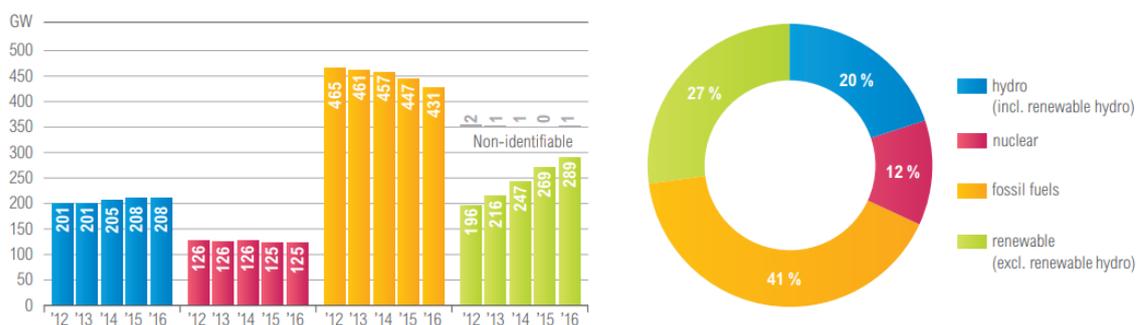


Abbildung 26: Nettoerzeugungskapazitäten 2012-2016 je Sektor (ENTSO-E, 2017b)

Insgesamt beträgt der Anteil jener Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen als Primärenergieträger noch immer 41 % am gesamten Kraftwerkspark des europäischen Verbundnetzes. Der Anteil an Kernenergie bleibt überwiegend konstant. Der Anteil an Wasserkraft ist leicht steigend. Abbildung 27 gibt im Vergleich hierzu die erzeugte Leistung in Abhängigkeit des jeweiligen Sektors an

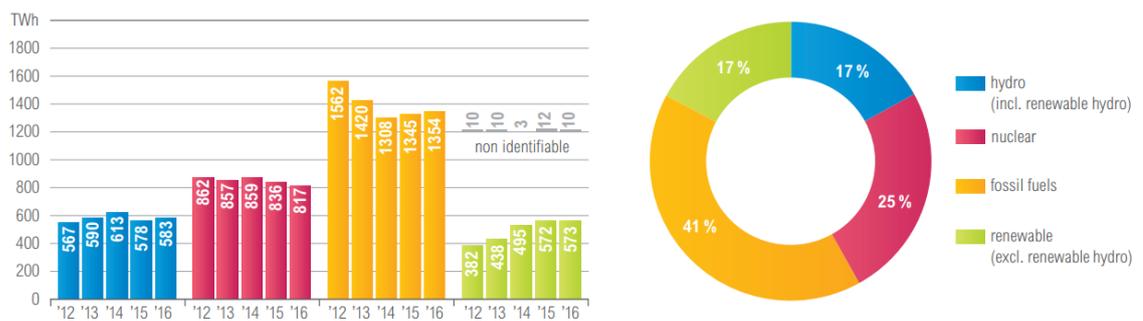


Abbildung 27: Anteil der erzeugten Nettoleistung (2012-2016) je Sektor (ENTSO-E, 2017b)

Nachdem der Anteil an fossilen Brennstoffen vom Jahr 2012 bis zum Jahr 2014 gesunken ist, hat der Anteil in den folgenden zwei Jahren wieder leicht zugenommen. Der Anteil an Kernkraft ist leicht gesunken. Die Veränderungen im Bereich der Wasserkraft sind marginal. Vor allem im Bereich der erneuerbaren Energien (exklusive Wasserkraft) ist eine Zunahme am Erzeugermix auszumachen. Der wichtigste Faktor kommt allerdings beim Vergleich der erzeugten Leistung nach Typ mit der installierten Leistung nach Typ zum Tragen. Vergleicht man Abbildung 26 mit Abbildung 27 so ist sofort der Nachteil der Dargebotsabhängigkeit bei erneuerbaren Energien zu erkennen. Obwohl der Anteil

der erneuerbaren Energien (inklusive Wasserkraft) im Jahr 2016 47 % ausmacht, beträgt deren Anteil bei der Energieerzeugung nur 34 %. Die Kernkraft ist mit einem Anteil von nur 12 % am gesamten Kraftwerksmix mit einer Erzeugung von 25 % beteiligt. Bei den fossilen Brennstoffen entspricht der Anteil Erzeugung auch dem Anteil an installierten Leistungen.

Um einen Überblick über die Langzeitentwicklung des Erzeugungsmixes in der EU zu bekommen, ist in Abbildung 28 für die EU-28 Staaten die Bruttostromerzeugung nach Typ angegeben.

Electricity generation by fuel

European Union - 28 1990 - 2016

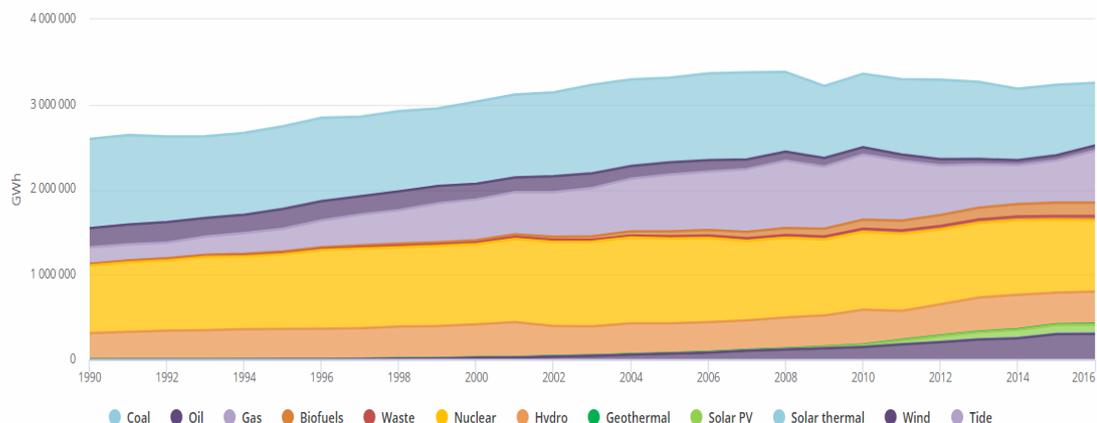


Abbildung 28: Bruttostromerzeugung nach Typ (IEA, 2018a)

Es ist zu erkennen, dass der Anteil an Öl zur Stromerzeugung zunehmend abgenommen hat. Weiters ist zu erkennen, dass vor allem in den letzten Jahren der Anteil an Kohlekraft nach und nach durch den Energieträger Gas ersetzt wurde. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist vor allem die zunehmende Bedeutung von Windenergie ausschlaggebend. Hier gab es in den letzten Jahren eine stetige Zunahme am Anteil in der Erzeugung. Es ist zu erkennen, dass der Anteil an Solar bzw. Photovoltaik noch relativ überschaubar ist. Der Anteil an Wasserkraft bleibt überwiegend konstant und im Bereich der Kernenergie ist ein geringer Rückgang am Erzeugungsmix zu erkennen.

3.6 EU-Emissionshandel

Das EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) ist das wichtigste Instrument und somit Kernelement der EU-Politik zur kostenwirksamen Verringerung der Treibhausgasemissionen und einer nachhaltigen Bekämpfung des Klimawandels. Es umfasst alle 28 EU-Länder sowie Norwegen, Island und Liechtenstein und ist das weltweit größte internationale EHS. Weiters wird von der EU auch eine Verknüpfung mit anderen EHS forciert. Dies ist auch eine Grundvoraussetzung für das in Kapitel 5.3 behandelte Global Climate Action Szenario. Neben der Begrenzung der Emissionen energieintensiver Anlagen in der Stromerzeugungs- und verarbeitenden Industrie, wird auch der Luftfahrtverkehr zwischen den Staaten abgedeckt. Insgesamt werden rund 45 % aller Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union abgedeckt. Das System des EU-Emissionshandel basiert auf dem sogenannten „cap and trade“ Prinzip. Hierbei gibt es eine fixe Obergrenze

der zu handelnden Zertifikate. Somit wird das Gesamtvolumen der jeweiligen Emissionen, durch die Anzahl der Zertifikate beschränkt. Um einen Rückgang der Gesamtemissionen zu bewirken, wird die Obergrenze im Laufe der Zeit verringert. Die Emissionszertifikate werden je nach Phase und Branche entweder versteigert, oder auch kostenlos zugeteilt. Dies schützt vor der Verlagerung von CO₂-Emissionen auf den internationalen Markt. Bis auf wenige Ausnahmen erhält der Stromerzeugungssektor seit dem Jahr 2013 keine kostenlosen Zertifikate mehr. Der größte Teil der kostenlosen Zertifikate geht im Zeitraum 2013-2020 an die Fluggesellschaften. Die Fertigungsindustrie bekam zu Beginn des Handelszeitraumes 80 % der Zertifikate kostenlos. Dies wird bis zum Jahr 2020 auf 30 % gesenkt. Mit diesen Zertifikaten kann nun gehandelt werden. Weiters sind auch Gutschriften aus internationalen emissionsmindernden Projekten möglich. Besitzt ein Unternehmen am Ende des Jahres nicht ausreichend Zertifikate um seine Emissionen zu legitimieren so drohen hohe Strafgebühren. Sind die Emissionen geringer als die aktuell gehaltenen Zertifikate, so können die Zertifikate entweder für einen späteren Zeitpunkt gehalten oder verkauft werden. Das EHS umfasst den Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂), Stickoxid (N₂O) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW). Nach anfänglichen Problemen in den ersten beiden Phasen des EU-EHS, in denen vor allem eine Überallokation von Zertifikaten zustande gekommen ist, befindet sich das EU-EHS aktuell in der dritten Phase (2013-2020).



Abbildung 29: Preisentwicklung für Emissionszertifikate an der EEX (finanzen.net, 2018)

Betrachtet man Abbildung 29 so ist bereits ein deutlicher Anstieg des Preises für CO₂-Zertifikate zu erkennen. Der Preis für den Ausstoß einer Tonne CO₂ beträgt zum 29.11.2018 19,35 € (finanzen.net, 2018) Laut dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme wäre ein realistischer Preis für Emissionszertifikate 70 €/t CO₂. Die Kosten für die Stromgewinnung durch fossile Brennstoffe werden zum aktuellen Zeitpunkt also kaum durch den Preis von CO₂-Zertifikaten belastet. Da die Preise für Emissionszertifikate durch politische Auflagen wie Filterungsanlagen, Endlagerung von CO₂ etc. beeinflusst werden führen die aktuellen Marktpreise nun dazu, dass fossile Kraftwerke laut

aktuellen Berechnungen mit über 20 Mrd. € jährlich subventioniert werden. (Fraunhofer ISE, 2018, S. 19)

Die wichtigsten Veränderungen zu den vorherigen Phasen sind vor allem die Einführung einer EU-Obergrenze anstatt nationaler Obergrenzen. Weiters ist das neue Standardverfahren für die Vergabe von Zertifikaten die Versteigerung und nicht mehr wie bisher die kostenlose Zuteilung der Zertifikate. Es werden nun auch mehr Gase und Industriezweige erfasst. Zur Förderung innovativer Technologien werden 300 Millionen Zertifikate für neue Marktteilnehmer in Reserve gehalten. Bis zum Jahr 2020 sollen nach aktuellen Prognosen die Emissionen jener Sektoren welche vom EHS erfasst werden im Vergleich zu 2005 um 21 % gesunken sein. Nach einer Überarbeitung des Systems, sollen die Emissionen im Jahr 2030 um 43 % verringert werden. (Europäische Kommission, 2018d)

4 Mögliche energiewirtschaftliche Szenarien

Um eine mögliche Prognose für die zukünftige Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft mit Fokus auf den europäischen Kraftwerkspark abgeben zu können sind vor allem die in der EU auferlegten Klima und Energieziele von zentraler Bedeutung. Wie schon in Kapitel 2.3.2 erwähnt, ist vor allem im Energiesektor das Potential in Bezug auf Dekarbonisierungsmöglichkeiten groß. Betrachtet man Abbildung 30 so ist zu erkennen, dass das Erreichen der 2020 Ziele durchaus realistisch ist. Vor allem im Bereich der Treibhausgasemissionen wird bis zum Jahr 2020 eine Reduktion von 26 % (WEM)⁷ prognostiziert. (EEA, 2018, S. 2)

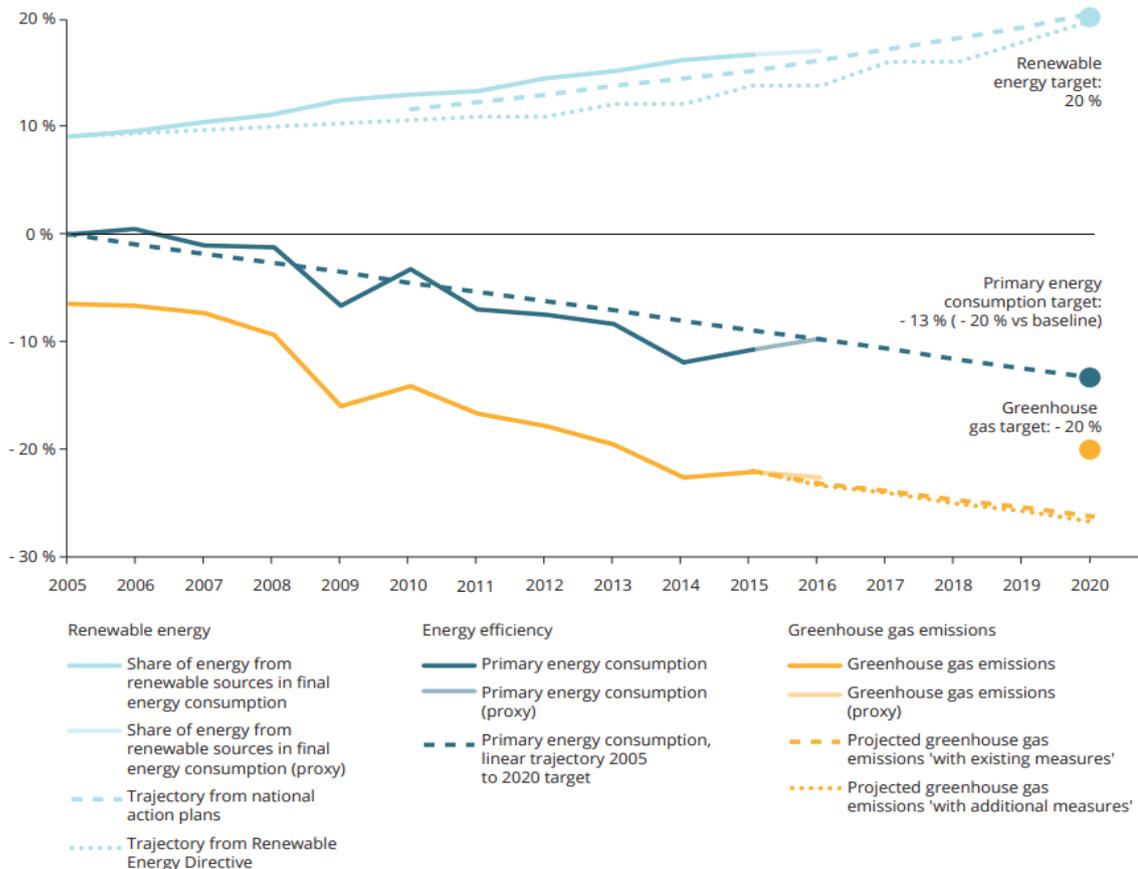


Abbildung 30: EU 2020 Ziele und Prognosen (EEA, 2017a, S. 10)

Für das Jahr 2030 wird allerdings nur mit einer Reduktion der Treibhausgase um 30 % gerechnet (WEM). Betrachtet man Abbildung 31 so ist zu erkennen, dass ein Erreichen der 2030 sowie 2050 Ziele zur Senkung der Treibhausgase nur unter erheblichen Maßnahmen seitens der Europäischen Union erreichbar ist. Wichtigstes Instrument hierbei ist vor allem das EU-Emissionshandelssystem, welches einen erheblichen Einfluss auf den maximalen CO₂-Ausstoß in der Europäischen Union hat und somit als Kostentreiber im Bereich von Emissionszertifikaten zu einer Reduzierung von Treibhausgasen im Industrie- und Luftfahrtsektor beitragen kann und muss. Für den

⁷ WEM...with existing measures Beinhaltet vorhandene sowie bereits umgesetzte Richtlinien
WAM...with additional measures Beinhaltet zusätzlich auftretende Effekte aufgrund von geplanten aber noch nicht umgesetzten Maßnahmen

Kraftwerksbereich bedeutet dies vor allem der Wegfall des schadstoffreichen Kohlekraftsektors.

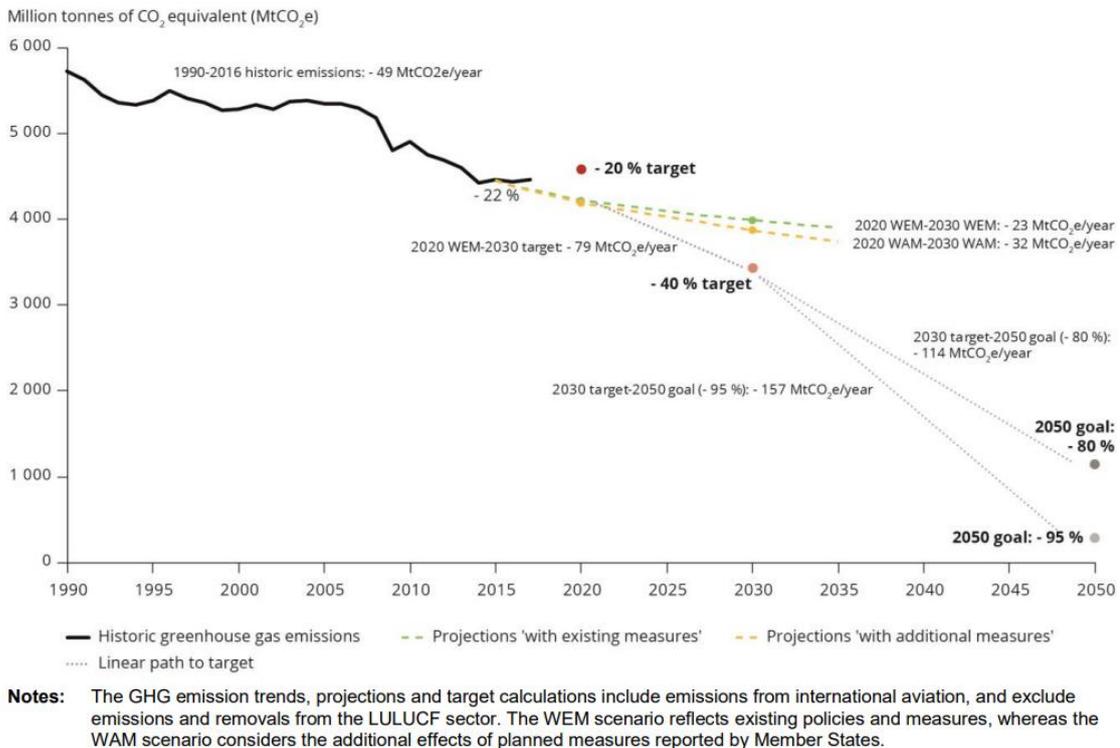


Abbildung 31: EU-Ziele und Prognosen zum Ausstoß von Treibhausgasen (EEA, 2018)

Die Entwicklung der zukünftigen Kraftwerkslandschaft in Europa ist maßgeblich von der gesamten Entwicklung der europäischen Elektrizitäts- bzw. Energiewirtschaft abhängig. Die europäische Elektrizitätswirtschaft hängt wiederum von einer Vielzahl von energiepolitischen, klimapolitischen, wirtschaftlichen und noch vielen weiteren Faktoren ab, welche aufgrund der Globalisierung und der immer enger vernetzten ökonomischen und politischen Beziehungen unter den einzelnen Staaten im globalen Zusammenhang betrachtet werden müssen. Grundlage hierfür bildet der jährlich erscheinende World Energy Outlook (WEO) der International Energy Agency (IEA), welcher mittel- und langfristige Prognosen in Bezug auf die Weltenergieversorgung gibt und auf dessen Grundlage auch einzelne Szenarien der 10-Jahres Netzentwicklungspläne der ENTSO-E basieren (siehe Kapitel 5). Im Folgenden werden die für diese Arbeit relevanten Szenarien des WEO kurz erklärt:

- **Current Policies Scenario:**

Das Current Policies Scenario betrachtet nur Auswirkungen jener Richtlinien und Maßnahmen, welche bereits fest in den Rechtsvorschriften diverser Regierungen verankert sind. Dies führt zu einer eher konservativen Einschätzung bei der in Zukunft, keine weiteren Klima- und Energiepolitischen Maßnahmen ergriffen werden. (IEA, 2018b)

- **New Policies Scenario**

Dieses Szenario integriert neben den bereits bestehenden Maßnahmen (Current Policies) auch die Auswirkungen zugesagter Maßnahmen, welche allerdings noch nicht in Rechtsvorschriften umgesetzt wurden. Beispiel hierfür ist das Übereinkommen der Klimakonferenz in Paris. Das New Policies Scenario stellt also die Auswirkungen der Umsetzungen der in Paris zugesagten Maßnahmen dar. Dies bedeutet allerdings nicht, dass diese Maßnahmen auch ausreichen um die Erderwärmung auf 2° C zu beschränken. (IEA, 2018b)

- **450-Szenario**

Dieses Szenario prognostiziert die Entwicklung des Energiesektors unter der Prämisse die globale Erderwärmung mit einer 50 %-igen Chance auf 2° C zu begrenzen. (IEA, 2018b)

Da das New Policies Scenario aus dem WEO 2016 auch im TYNDP 2018 vor allem im Bereich der Brennstoffpreise von zentraler Bedeutung ist, wird für die folgenden Betrachtungen dieses Szenario näher behandelt.

4.1.1 Brennstoffpreise

Die Entwicklung diverser Brennstoffpreise ist vor allem für die Rentabilität eines thermischen Kraftwerks von zentraler Bedeutung.

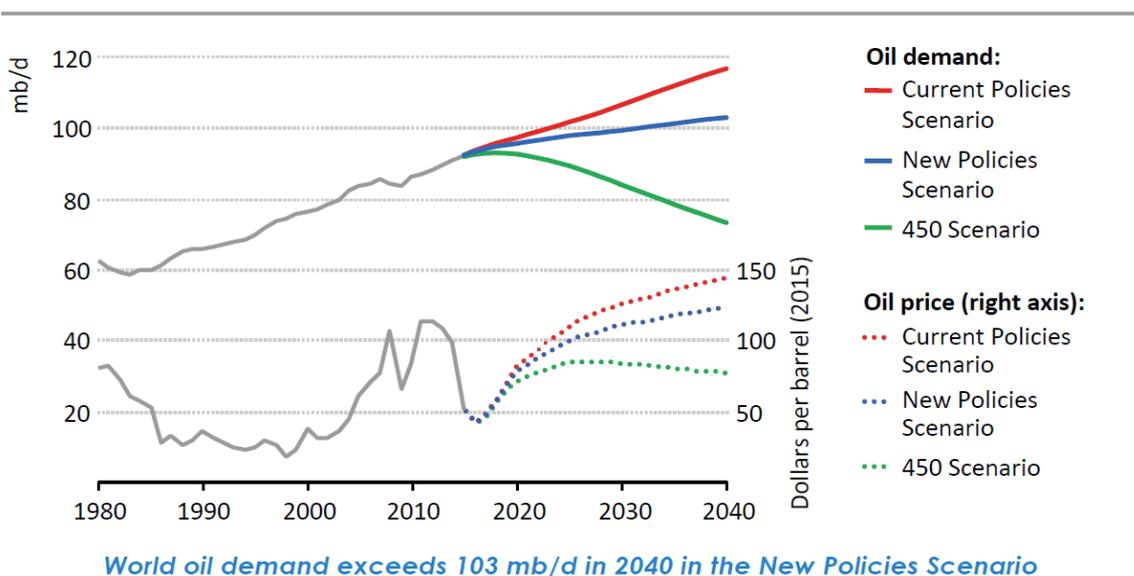


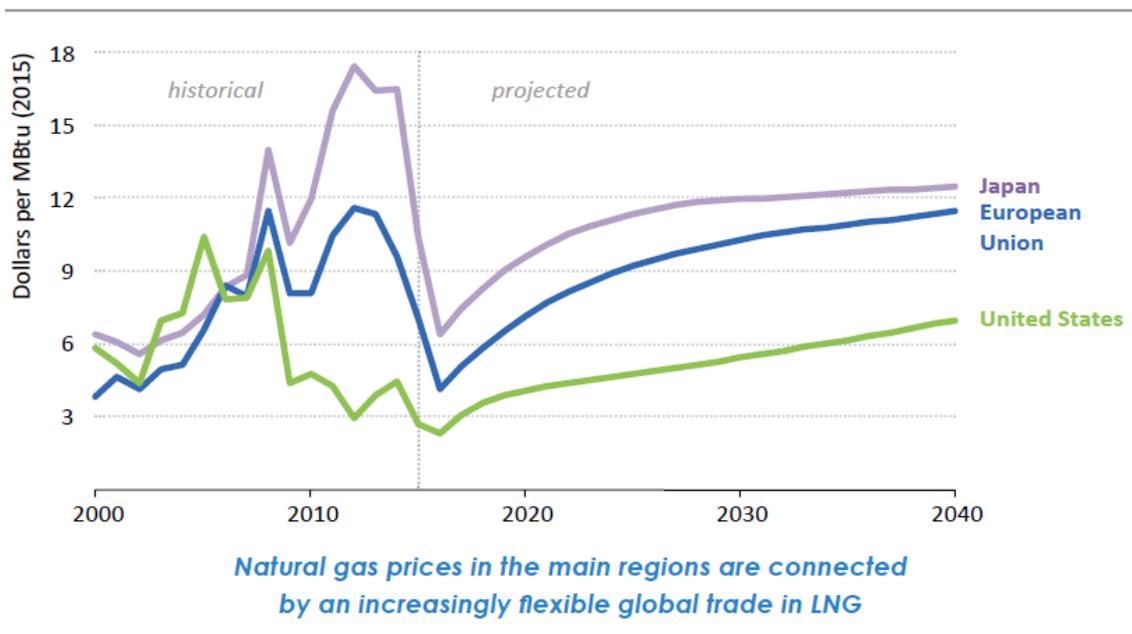
Abbildung 32: Nachfrage und Preisentwicklung von Rohöl in Abhängigkeit vom Szenario⁸ (International Energy Agency, 2016, S. 110)

Obwohl Ölkraftwerke aufgrund ihres Wirkungsgrades immer mehr an Bedeutung verlieren, ist die Entwicklung des Rohölpreises aufgrund des breiten Einflusses auf Industrie und Wirtschaft dennoch relevant. Abbildung 32 zeigt hier die mögliche

⁸ Mb/d entspricht Millions of Barrels per Day

Entwicklung des Rohölbedarfs und den damit einhergehende Rohölpreis in Abhängigkeit der drei WEO Szenarien. Obwohl ein Rückgang der Nachfrage für Rohöl vor allem für OECD Länder prognostiziert wird (-4,2 % 2015-2040 für Europa), führt die zunehmende Nachfrage aus nicht OECD Ländern, allen voran China (4,1 % 2015-2040) und Indien (6 % 2015-2040) , zu einem weltweiten Nachfrageanstieg für Rohöl. (International Energy Agency, 2016, S. 114,115) Obwohl der Ölverbrauch nur langsam steigt, sind hohe Investitionen in Bezug auf die Erschließung neuer Förderquellen notwendig. Hauptgrund hierfür sind vor allem die sinkende Produktion aus bestehenden Förderquellen. Weiters wird von einer zunehmend kostenintensiveren Produktion ausgegangen, da die Möglichkeiten zur Förderung von billigem Öl weitgehend erschöpft sind. (International Energy Agency, 2016, S. 48)

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung des Gaspreises in den drei wichtigsten Regionen. Für den nordwestlichen Bereich der Europäischen Union wird vor allem ein Anstieg der Gasimporte, dessen Preise sich an den Gaspreisen europäischer Handelsplätze (Trading Hubs) orientieren, prognostiziert. Für den südlichen und südosteuropäischen Teil werden die Gaspreise teilweise, oder auch vollständig an den Ölpreis indexiert sein. Der globale Gasmarkt tendiert zunehmend zu flexibleren Verträgen und einer flexibleren Gasverfügbarkeit.



Notes: US price is a wholesale price; other prices are average import prices.

Abbildung 33: Erdgaspreise im New Policies Szenario⁹
(International Energy Agency, 2016, S. 49)

Vor allem in den USA wird der sogenannte Henry Hub in den kommenden Jahren, aufgrund der zunehmenden Exportmöglichkeiten von Flüssigerdgas (engl. LNG), einen weltweiten Bezugspunkt am Gasmarkt bilden. Bis Erdgas allerdings ein einheitlicher Rohstoffmarkt wird, sind noch einige vertragliche, regulatorische, sowie infrastrukturelle

⁹ 1 MBtu = 1.000 Btu (British thermal Unit). Wärmeenergie welche benötigt wird um ein britisches Pfund Wasser um ein Grad Fahrenheit zu erwärmen.

Änderungen notwendig. (International Energy Agency, 2016, S. 50) In Abbildung 34 ist die Veränderung von konventionellen Pipeline Importen, hin zu Importe über LNG Terminals mittels Schiffsverkehr für die Europäischen Union dargestellt.

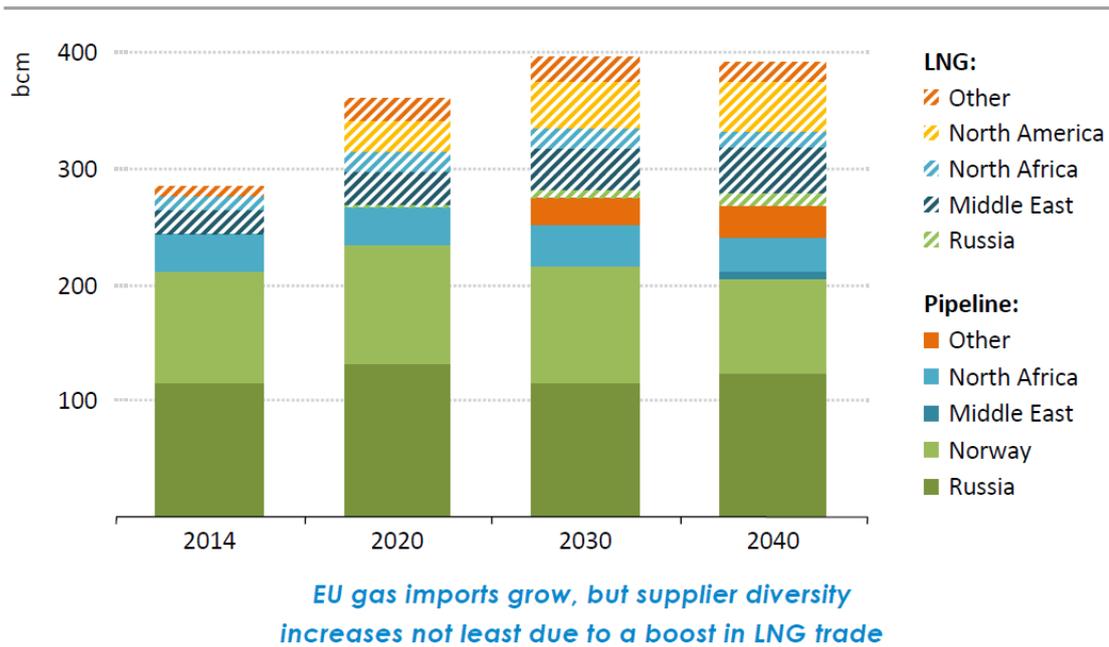
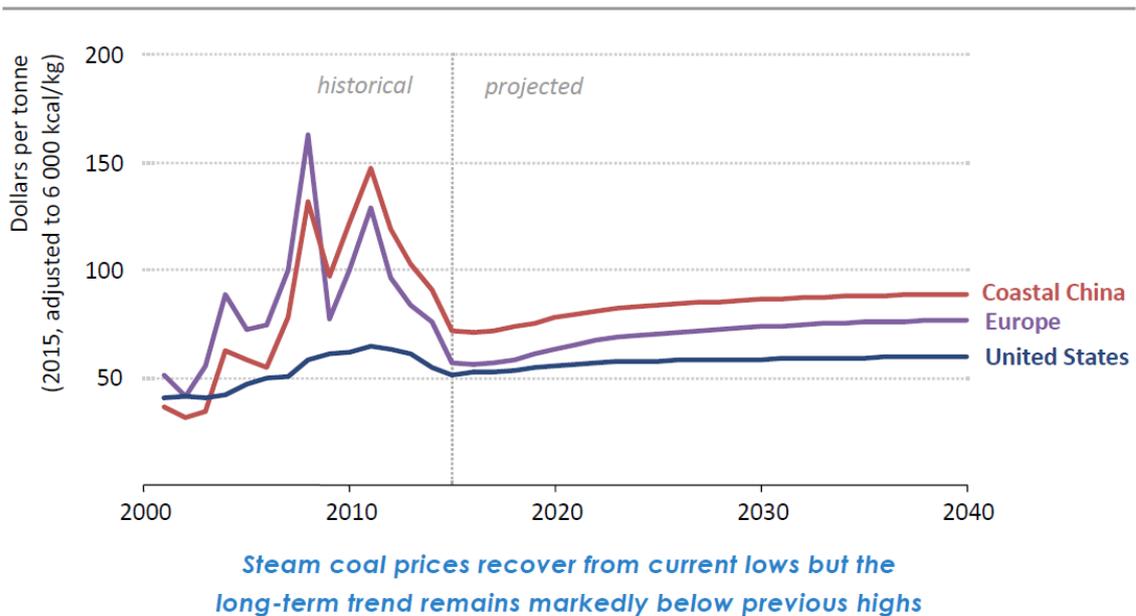


Abbildung 34: Erdgasimporte in der EU in Abhängigkeit von Exporteur und Transportart (New Policies Scenario) (International Energy Agency, 2016, S. 188)

Der Kohlepreis ist in den letzten Jahren stark gesunken. Nicht zuletzt aufgrund einer stetigen Abnahme des Kohlbedarfs in China in Zusammenhang mit einem globalen Überangebot an Kohle. Obwohl weniger als ein Fünftel der weltweiten Kohleproduktion zwischen einzelnen Staaten gehandelt wird und im weltweiten Vergleich Deutschland erhebliche Kohlevorkommen hat, ist der internationale Kohlepreis aufgrund der Tatsache, dass die Europäische Union 40,2 % (siehe Kapitel 2.3.2) ihrer festen fossilen Brennstoffe importieren muss, dennoch von Bedeutung. (International Energy Agency, 2016, S. 51)

Obwohl der globale Bedarf an Kohle nicht mehr so stark wie in der Vergangenheit sein wird, wird dennoch ein leichter Anstieg der Preise prognostiziert. Maßnahmen in der Politik sowie die internationalen Marktpreise führen zu einem zunehmenden Wegfall von Abbaukapazitäten unrentabler Minen. Dies führt im Jahr 2020 zu einem Ausgleich in Angebot und Nachfrage. Der Wegfall von Abbaukapazitäten absorbiert so die entstandenen Überkapazitäten und führt, obwohl das weltweite Nachfragewachstum für Kohle bei etwa 0,2 % pa liegt, so zwangsweise zu neuen Investitionen im Kohleabbau. Gleichzeitig verschlechtern sich die geologischen Bedingungen (Kohlequalität, immer tiefere Minen, neue Kohleminen sind immer weiter vom Markt entfernt), was einen weiteren Preisdruck für Kesselkohle erzeugt. (siehe Abbildung 35) (International Energy Agency, 2016, S. 51,52)



Notes: kcal/kg = kilocalorie per kilogramme. Coastal China represents imports and domestic sales (including domestic taxes). The European price is for imports. The US price is an average delivered price (primarily composed of mine-mouth prices in the sub-markets of the Powder River Basin, Illinois Basin, Northern Appalachia, Central Appalachia etc., plus transport and handling cost).

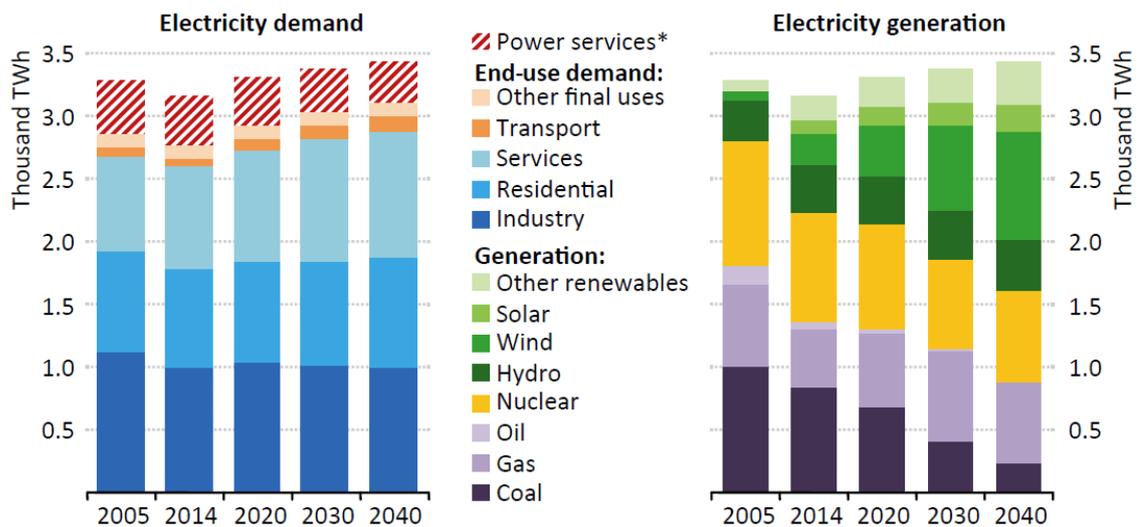
Abbildung 35: Kesselkohlepreise im New Policies Scenario
(International Energy Agency, 2016, S. 52)

4.1.2 Verbrauch und Erzeugung

Ungeachtet dessen ob die EU-Energie und Klimaziele erreicht werden oder nicht, spielen erneuerbare Energien für die zukünftige Kraftwerkslandschaft eine essenzielle Rolle. Ein Anteil von 27 % aus erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch aller Sektoren impliziert einen Anteil von 45 % im Energieerzeugungssektor für das Jahr 2030. Dies erfordert weiters einen nachhaltigen Netzausbau und neue Speichermöglichkeiten um die damit einhergehenden äußerst volatilen dargebotsabhängigen Lastflüsse managen zu können. (International Energy Agency, 2016, S. 270)

Da der Fokus in dieser Arbeit vor allem im Aufbringungssektor liegt und das Thema Netzausbau bereits in einer anderen Arbeit des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) behandelt wurde, wird das Thema Netze nur am Rande besprochen. Wie bereits erwähnt, wird das EU-EHS einer der Haupttreiber zur Erfüllung der EU-Energie und Klimaziele sein. Nachdem der Strombedarf zwischen 2008 und 2014 um etwa 6 % gefallen und bis zum Jahr 2015 wieder etwas gestiegen ist wird ein weiterer moderater Anstieg erwartet. Energieintensive Sektoren, wie die Stahl- oder Zementherstellung, bleiben überwiegend konstant in ihrem Bedarf. Die Chemiebranche (einer der größten Stromverbraucher in der Industrie) sieht sich mit zunehmender Konkurrenz aus den USA konfrontiert. Der billige Zugang zu Erdgas und Ethan in den USA führt zu einem Rückgang in der Erzeugung von Ethylene und Propylene in der EU um etwa ein Viertel. Das führt zu einem Rückgang im Stromverbrauch um etwa ein Drittel in diesem Sektor. Die steigende Energieeffizienz in vielen Sektoren führt zusätzlich zu einem stagnierenden Strombedarf im Industriesektor. Im Transportbereich verdoppelt

sich der Bedarf. Er macht jedoch noch immer lediglich 5 % des Gesamtbedarfs aus. Der Strombedarf im Gebäudesektor bleibt aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen auch weitgehend konstant. Der stetige Verbrauchszuwachs im Dienstleistungssektor (siehe Kapitel 3.4 Abbildung 23) nimmt auch in Zukunft weiterhin zu. (International Energy Agency, 2016, S. 270,271) Abbildung 36 zeigt den prognostizierten Verbrauch nach Sektor, sowie die produzierte Energie nach Kraftwerkstyp und stellt die soeben beschriebenen Zukunftspronosen grafisch dar.



*Wind becomes the largest single source of generation
in the European Union soon after 2030*

*Power operations to provide end-use services, including electricity consumed within power plants and losses from transmission and distribution.

Abbildung 36: Prognostizierter Verbrauch und Erzeugung in der Europäischen Union (New Policies Scenario) (International Energy Agency, 2016, S. 271)

Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien ist vor allem Deutschland mit Investitionen in Wind, Solar und Bioenergie. Im Jahr 2040 soll sich der Anteil von Wind und Solar in der Stromerzeugung laut Prognosen der IEA verdreifachen und somit rund ein Drittel des EU weiten Erzeugermixes ausmachen. Obwohl Kohle im Jahr 2014 noch einen beträchtlichen Bestandteil am Erzeugermix ausmachte, geht der Anteil an Kohlekraft zunehmend zurück. Gründe hierfür sind vor allem ein zunehmend alternder Kraftwerkspark (Stilllegung von durchschnittlich 5 GW an installierten Leistungen pro Jahr) für den Investitionen in Höhe von 15 Mrd. \$ pro Jahr notwendig wären, um die Laufzeit der Kraftwerke zu verlängern oder die installierten Leistungen zu ersetzen. Der Anteil der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken nimmt bis zum Jahr 2030 stetig zu und fällt danach wieder leicht ab. (International Energy Agency, 2016, S. 270,271)

5 TYNDP 2018

Der 10-Jahres Netzentwicklungsplan (engl. TYNDP) wird alle zwei Jahre vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Er gibt in Abhängigkeit von nationalen und internationalen Energiestrategien einen Einblick inwieweit und unter welchen Aspekten sich das zukünftige europäische Übertragungsnetz, in Bezug auf dessen Infrastruktur, entwickeln muss, um die von der Europäischen Kommission erklärten klima- und energiepolitischen Ziele (Stichwort Dekarbonisierung) unter realitätsnahen Bedingungen erfüllen zu können. (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 1)

Weiters beinhaltet der TYNDP diverse Leitungs- und Kraftwerksprojekte, welche gerade in Planung oder in Bau sind, sowie Projekte bei denen eine Entscheidung für ein weiteres Vorgehen noch offen ist. Diese Projekte werden im TYNDP einer Kosten-Nutzen-Analyse (engl. CBA) unterzogen, welche eine weitere Hilfestellung zur möglichen Realisierung gibt. Hierbei geht es nicht darum, dass alle Projekte realisiert werden müssen, sondern darum, Projekte welche einen essentiellen Beitrag zur Weiterentwicklung des europäischen Netzes leisten, weiter zu verfolgen, um so eine fundierte Grundlage für weitere Entscheidungen bilden zu können. Wie in Abbildung 37 zu sehen, ist die CBA Bestandteil des TYNDP, welcher wiederum das Fundament für einen möglichen Entscheid eines Leitungs- oder Kraftwerkprojektes zum Project of Common Interest (PCI), durch die Europäische Kommission, bildet. (ENTSO-E, 2018)

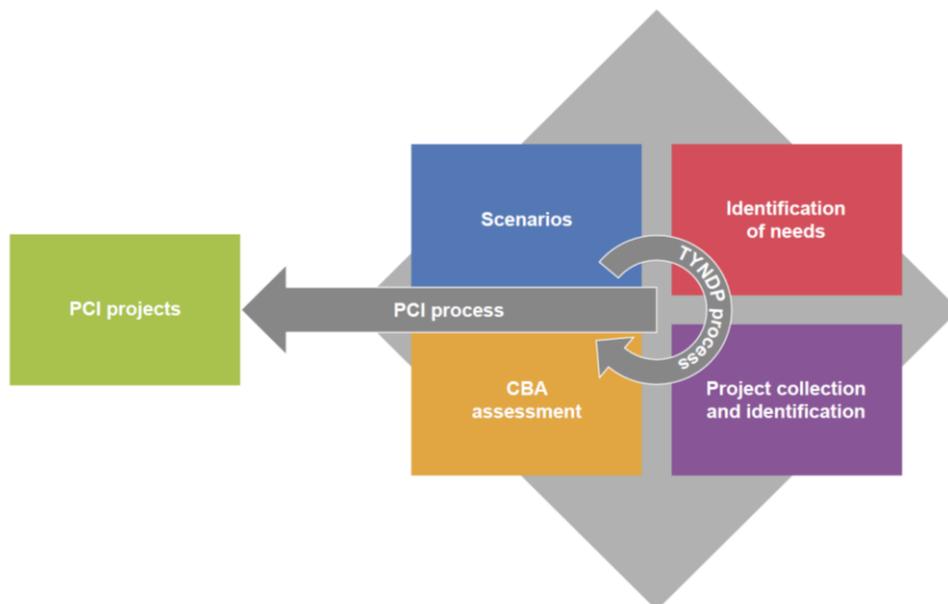


Abbildung 37: Inputs für den PCI Prozess (ENTSO-E, 2018, S. 7)

PCIs sind sogenannte Schlüsselprojekte, welche dabei helfen sollen, die EU-Energie und Klimaziele zu erreichen. Diese beinhalten die Sicherstellung des Zugangs zu leistbarer, sicherer und klimafreundlicher Energie für alle Bürgerinnen und Bürger Europas. Dies soll im Zuge einer voranschreitenden Dekarbonisierung, in Anlehnung an das Übereinkommen von Paris, geschehen. PCIs müssen einen signifikanten Einfluss auf den Energiemarkt, sowie die Marktintegration in Bezug auf zumindest zwei EU-Mitgliedstaaten haben. Sie müssen die Energieziele, Sicherheit und Klimafreundlichkeit erfüllen

und den Wettbewerb im Energiemarkt fördern. Projekte welche den Status PCI bekommen, genießen besondere Vorteile, wie zum Beispiel einen strafferen Zeithorizont in Bezug auf Planung und die Dauer von Genehmigungsverfahren und Umweltverträglichkeitsprüfungen. Alle Entscheidungen laufen über ein einzelnes nationales Organ. Weiters besteht die Möglichkeit zur Aufteilung der Investitionskosten auf Mitgliederstaaten welche vom Projekt profitieren, sowie die Möglichkeit auf ein Förderungsansuchen bei den Transeuropäischen Netzen (engl. CEF). Die wichtigste Voraussetzung für eine Nominierung zum PCI ist jedoch, dass das Projekt Teil des letzten TYNDPs war. Da der TYNDP vor allem den sozioökonomischen Nutzen diverser europäischer Leitungs- und Kraftwerksprojekte in den Vordergrund stellt und auf dessen Grundlage bewertet, dürfen nur Projekte welche im aktuellsten TYNDP behandelt wurden, auch als PCI Projekt nominiert werden. (European Commission, 2017)

Das Besondere am TYNDP 2018 ist die erstmalige Zusammenarbeit der ENTSO-E mit dem Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber Gas (ENTSO-G). Dieses Joint Venture ist eine Notwendigkeit, um in Zukunft fundierte Investitionsentscheidungen basierend auf Analysen, welche sich auf beide Sektoren beziehen, treffen zu können. (ENTSO-E, 2018)



Abbildung 38: Zukunftsszenarien des TYNDP 2018 (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 8)

Die Grundlage für den TYNDP 2018 bilden die verschiedenen Zukunftsszenarien, welche in Abbildung 38 zu sehen sind und im weiteren Verlauf detaillierter behandelt werden. Diese Szenarien wurden in Zusammenarbeit mit diversen Stakeholdern der Industrie, NGOs, nationalen Regulierungsbehörden und Mitgliederstaaten der ENTSOs erstellt und in weiterer Folge in diversen Workshops und öffentlichen Anhörungen adaptiert. Die Szenarien basieren alle auf den EU 2050 Zielen und wurden in Kombination mit den nationalen Energiestrategien, sowie möglichen Zukunftsprojekten und auf Basis aktuel-

ler Daten der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (TSO) erstellt. Aufgrund der Mitarbeit der TSO's aus den Bereichen Elektrizität und Gas wird eine technische Realisierbarkeit der Szenarien gewährleistet. (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018)

Insgesamt beinhaltet der TYNDP 2018 über 166 Leitungsprojekte und 15 Speicherprojekte. Von diesen 15 Speicherprojekten bestehen 12 Projekte aus (Pump-) Speicherkraftwerken und 3 Projekte aus so genannten Druckluftspeicherkraftwerken (engl. CAES) (ENTSO-E, 2018, S. 2)

Dies sind jene Projekte, welche alle einer CBA unterzogen wurden und für einen möglichen Entscheid zum PCI zur Verfügung stehen. Im TYNDP 2018 werden unter anderem auch Themen wie E-Mobilität, die Verwendung von Wärmepumpen, Demand Side Response (DSR), steigende Energieeffizienz, sowie Batteriespeicher miteinbezogen. Dies wird in den weiteren Kapiteln genauer erläutert. Abbildung 39 gibt einen Überblick über die Rahmenbedingungen und den Zeithorizont der verschiedenen Szenarien. Es ist zu erkennen, dass sich der Zeithorizont vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2040 erstreckt.

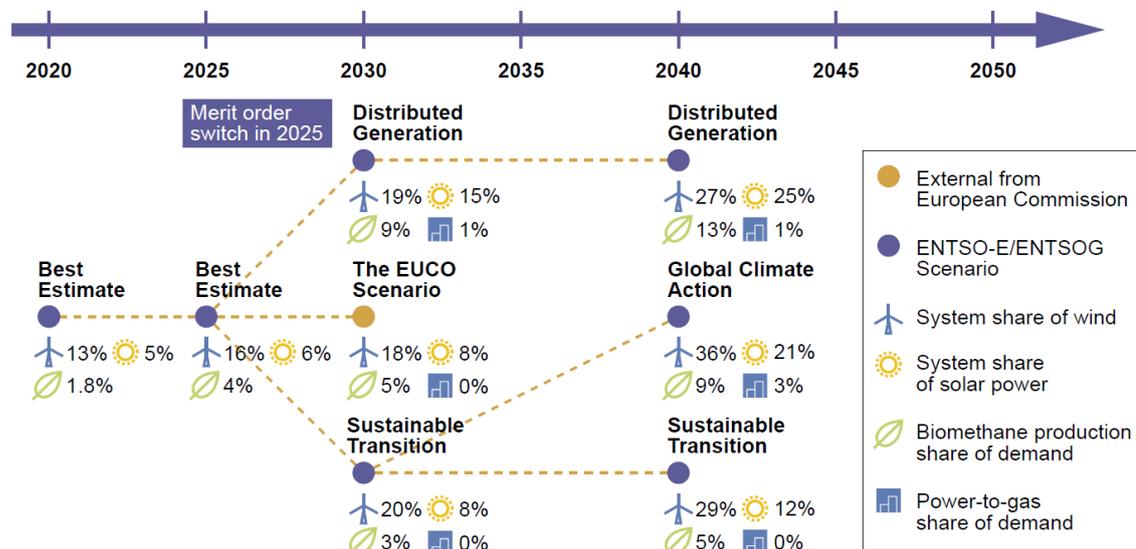


Abbildung 39: Verlauf der verschiedenen Zukunftsszenarien (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 8)

Neben den drei Hauptszenarien der beiden ENTOSOs aus Abbildung 38, gibt es noch ein weiteres externes Szenario, welches von der Europäischen Kommission veröffentlicht wurde und welches das Erreichen der 2030 Ziele, welche im Jahr 2014 vom europäischen Rat beschlossen wurden, modelliert. Auch die Szenarien Sustainable Transition (ST), Distributed Generation (DG) sowie Global Climate Action (GCA) setzen ein Erreichen der 2030 Ziele voraus. Im Gegensatz zum EUCO Szenario werden hier allerdings auch jüngste technische sowie politische Entwicklungen miteinbezogen. Für die Jahre 2020 und 2025 werden so genannte Best Estimate Szenarien verwendet, da der Grad der Unsicherheit in naher Zukunft überschaubar ist und dieser Zeitraum somit relativ gut prognostizierbar ist. In allen Szenarien wird ein Wechsel in der Merit-Order von Gas vor Kohle prognostiziert. Treiber hierfür, sind vor allem Preise für Brennstoffe und CO₂-Zer-

tifikate, sowie die Notwendigkeit Emissionen zu reduzieren. Da die Unsicherheit bezüglich Brennstoffpreise allerdings bestehen bleibt, gibt es für das Best Estimates 2025 Szenario einen Datensatz, welcher sowohl die Merit-Order Variante *Gas before Coal* (GBC), sowie *Coal before Gas* (CBG), beinhaltet. Da das EUCO Szenario dem GCA Szenario ähnelt, wurde auf ein GCA 2030 Szenario verzichtet und stattdessen das EUCO Szenario an dessen Stelle positioniert. (ENTSO-E, 2018) (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018)

Sofern nicht anders angegeben basiert der Inhalt aus Kapitel 5.1 bis 5.5 dem TYNDP 2018 Scenario Report (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 9-23)

5.1 Sustainable Transition (ST)

In diesem Szenario wird die Dekarbonisierung im Energiesektor vor allem durch das Abschalten von Kohlekraftwerken vorangetrieben. Die außer Betrieb genommenen Kohlekraftwerke werden durch Gaskraftwerke ersetzt, um so eine rasche und wirtschaftlich nachhaltige CO₂ Reduktion zu bewirken. Gas spielt auch im Schwer- und Schiffstransport eine immer bedeutendere Rolle. Ein Erreichen der 2050 Ziele ist dennoch äußerst ambitioniert.

5.1.1 Makroökonomische Trends und Ziele

Energiepolitische Klimaziele werden in diesem Szenario vor allem durch eine Kombination aus nationalen Regulierungen, wie dem Erlassen von Rechtsvorschriften zu rechtlich bindenden Emissionszielen, dem internationalen Emissionshandel, sowie Subventionen erreicht. Das wirtschaftliche Wachstum wird als moderat prognostiziert und der Klimaschutz wird vor allem unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz betrachtet. Aufgrund der hohen Kosten bei der Förderung von Schiefergas, wird auf diesen Energieträger größtenteils verzichtet. Ein Erreichen der 2030 Ziele ist durchaus realistisch. Um das Erreichen der 2050 Ziele zu ermöglichen, bedarf es allerdings eines rapiden Fortschritts in Bezug auf die Dekarbonisierung für den Zeitraum von 2040 bis 2050.

5.1.2 Stromerzeugung

Aufgrund eines effizienten Elektrizitätsmarktes und starken Preissignalen spielen vor allem Investitionen im Bereich der Spitzenlastkraftwerke eine immer größere Rolle. Aufgrund relativ günstiger globaler Preise am Gasmarkt und einem starken Zuwachs an Biomethan, in Kombination mit einer hohen Flexibilität, wird dieser Bereich vor allem den gasbetriebenen Kraftwerken zu Teil. Gaskraftwerke bieten vor allem auch die notwendige Flexibilität, um bei Schwankungen im Verbrauch, sowie in der Erzeugung, die notwendige Balance im Netz halten zu können. Dies spielt vor allem in Bezug auf den vorschreitenden Einsatz erneuerbarer Energieträger eine immer größere Rolle. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer Energien können die damit einhergehenden wetterbedingten Schwankungen ausgeglichen werden.

Aufgrund der Tatsache, dass immer mehr Kohlekraftwerke vom Netz gehen, kommt es zu einer stetigen Abnahme von CO₂-Emissionen. Dies geschieht aufgrund des hohen Alters bestehender Anlagen, in Kombination mit regulatorischen Maßnahmen von Seiten des Gesetzgebers, sowie durch steigende Grenzkosten welche durch den Emissionshandel und die immer teurer werdenden CO₂-Zertifikate hervorgerufen werden. Dies führt in weiterer Folge zu einer Verdrängung in der Merit-Order und macht die Kraftwerke unrentabel. Die Gaskraftwerke ersetzen so die zunehmend außer Betrieb gehenden

Kohlekraftwerke, sollte der Bedarf nicht durch erneuerbare Energieträger ausgeglichen werden können.

Die Anzahl an Atomkraftwerken sinkt in Europa zunehmend. Dies bedeutet allerdings nicht, dass diverse Neubauten nicht trotzdem vorgesehen sind. Hierbei spielen vor allem die nationalen Strategien eine große Rolle.

5.1.3 Wärmeerzeugung

In den meisten Ländern bleibt Gas der bevorzugte Primärenergieträger in der Wärmeerzeugung. Obwohl bei Neubauten so genannte Hybridwärmepumpen eine mögliche Option darstellen, gibt es keine signifikanten Änderungen im Bereich der Wärmeerzeugung.

5.1.4 Transport

Aufgrund der niedrigen Gaspreise und des steigenden Anteils an Biomethan, wird der Primärenergieträger Gas, zum bevorzugten Treibstoff, um die Emissionsziele erfüllen zu können und so den Kraftstoff, welcher auf dem Energieträger Öl basiert, zu verdrängen. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil an E-Mobilität moderate Zuwachsraten hat. Im Schwerkverkehr und im Schiffstransport nimmt der Anteil an Flüssigerdgas (engl. LNG) zu. Der Anteil an Wasserstoffvehikel bleibt limitiert.

5.1.5 Verbrauch (Strom)

Betrachtet man den europäischen Raum, so erfährt der Strombedarf einen leichten Anstieg.

5.1.6 Verbrauch (Gas)

Die Gasnachfrage steigt im Transportsektor und stagniert im Industriesektor. Obwohl der jährliche Gasbedarf im Haushaltssektor, vor allem aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen sinkt, bildet er noch immer einen nicht zu vernachlässigen Anteil der Spitzenlastabdeckung im Heizungsbereich ab.

5.2 Distributed Generation (DG)

Im Szenario Distributed Generation steht der sogenannte Prosumer¹⁰ im Mittelpunkt. Dezentralisierung spielt eine große Rolle. Aufgrund immer intelligenter werdenden Endanwendungen beim Verbraucher, sowie eines steigenden Anteils an Hybridwärmepumpen, kann der Verbraucher in Abhängigkeit der jeweiligen Marktlage auch als Produzent agieren. E-Mobilität und ein hoher Anteil an Photovoltaik Anlagen, in Kombination mit Batteriespeichern in Gebäuden, spielen eine große Rolle in diesem Szenario. Diese Technologien führen zu einem Großen Potential in der Laststeuerung (engl. DSR).

5.2.1 Makroökonomische Trends und Ziele

Es gibt signifikante Technologiesprünge im Bereich der small-scale generation¹¹, sowie im Bereich der Speichertechnologien. Dies führt zu einem möglichen Erreichen der 2030 sowie 2050 Ziele. Grund hierfür ist auch ein starkes Wirtschaftswachstum, welches zu mehr Wohlstand und in weiterer Folge zu mehr Akzeptanz und Bereitschaft in Bezug auf Investitionen am Energiemarkt führt. Der Klimaschutz wird von der Europäischen Union

¹⁰ Der Verbraucher wird gleichzeitig zum Erzeuger (**producer/consumer**)

¹¹ Es wird vermehrt dezentral Produziert. Strom und Wärme werden im kleinen Maßstab durch PV, Wind, Wärmepumpen etc. direkt beim Verbraucher produziert.

stark fokussiert. Der Klimaschutz wird zunehmend leistbarer, da die Kosten im Technologiesegment small-scale generation aufgrund der Technologiesprünge weiter sinken. Die Gesellschaft ist engagiert einen CO₂ freien Lebensraum zu schaffen und die Dekarbonisierung weiter voranzutreiben. Der steigende Anteil an Bio-Methan macht Investitionen in Schiefergas hinfällig.

5.2.2 Stromerzeugung

Kosten für die Stromerzeugung in kleinen Maßstäben sind enorm gesunken. Dies führt dazu, dass Solarstrom in den meisten Ländern Europas zu einer realistischen Option wird und Subventionen keine Notwendigkeit mehr darstellen. Die Fortschritte in der Batterietechnik führen dazu, dass die sogenannten Prosumer ihren Verbrauch in Bezug auf das Stromnetz, über den Tag verteilt selbstständig regeln können. Diese Fortschritte führen zu neuen Herausforderungen im Bereich der traditionellen Stromerzeugung. Der Druck in Bezug auf die Profitabilität traditioneller Kraftwerke steigt an. Die langfristige Versorgungssicherheit (System Adequacy) wird vor allem durch zentrale Einheiten, welche genügend Spitzenlast zur Verfügung stellen, gewährleistet. Eine Möglichkeit die gleichzeitige Abdeckung des Strom- sowie Heizungsbedarfs (Fernwärme) zu gewährleisten, bietet der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (engl. CHP). In der Merit-Order steht Gas vor Kohle. Hauptgrund hierfür ist vor allem der Einfluss des europäischen Emissionshandelssystems. Power-to-Gas (P2G) wird zunehmend kommerziell nutzbar. Investitionen in Solarkraftwerke werden aufgrund des höheren Solarertrages vorwiegend im südeuropäischen Raum getätigt. Wie im ST Szenario ist der Atomstrom auch hier vor allem von nationalen Regulierungen abhängig. Obwohl die Verbraucher im Elektrizitätssektor aufgrund von DSR und technologischen Fortschritten immer flexibler und anpassungsfähiger werden, bleiben die Wintermonate noch immer eine Herausforderung. Die Kombination aus hohem Wärmebedarf und geringer Verfügbarkeit von Solarenergie stellt die Versorgung vor Herausforderungen, zumal Batteriespeicher nur kurzfristig funktionieren und keine saisonalen Speichermöglichkeiten bieten.

5.2.3 Wärmeerzeugung

Um den Einsatz fossiler Brennstoffe zu vermeiden, werden überwiegend elektrische, sowie Hybridwärmepumpen eingesetzt. Diese erlauben es dem Prosumer selbstständig über den jeweiligen Energieträger für die Wärmeerzeugung zu entscheiden. Grund hierfür ist vor allem auch die steigende Energieeffizienz im Gebäudesektor. Für Wohngebiete bietet der Einsatz von Fernwärme mit CHP-Kraftwerken eine alternative Lösung.

5.2.4 Transport

Im Transportsektor sind vor allem E-Mobilität sowie mit Erdgas betriebene Fortbewegungsmittel die Schlüsselkomponenten für das Erreichen der EU-Ziele zur Dekarbonisierung. Aufgrund der stark sinkenden Preise im Batteriesektor, ist der Anteil an elektrifizierten Vehikeln sehr hoch. In den Bereichen Schwerlast- und Schiffsverkehr nimmt der Anteil an Flüssiggas zu. Der Anteil an Wasserstofffahrzeugen bleibt überschaubar.

5.2.5 Verbrauch (Strom)

Im Heizungs- sowie im Transportsektor hat sich der jährliche Verbrauch erhöht. Grund hierfür ist vor allem der starke Anstieg der Elektromobilität sowie die zunehmende Nutzung von Wärmepumpen. Aufgrund von steigenden Energieeffizienzmaßnahmen und

dem neuen Verhalten des Prosumers, verringert sich der Anstieg des Stromverbrauchs im Haushaltssektor.

Aufgrund der Tatsache, dass sich der Verbrauch den jeweiligen Marktpreisen anpasst und sich die Tageslastkurve so zunehmend glättet, wird auch das Auftreten von Bedarfsspitzen minimiert.

5.2.6 Verbrauch (Gas)

Aufgrund der überwiegend elektrischen Wärmeerzeugung und gesteigerten Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, sinkt der Gasbedarf im Wohnungs- sowie im Industriesektor. Im Transportsektor gibt es allerdings einen Anstieg. In den kalten Wintermonaten spielt Gas als Energieträger allerdings noch immer eine wichtige Rolle zur Abdeckung von Lastspitzen.

5.3 Global Climate Action (GCA)

In diesem Szenario wird ein globaler Trend zur umgehenden Dekarbonisierung prognostiziert. In der Energieerzeugung richtet sich der Fokus vor allem auf erneuerbare Energien in großen Maßstäben sowie und auf den emissionsfreien Sektor der Kernenergie. Die Wärmeerzeugung wird zunehmend elektrifiziert. Im Transportsektor wird die Dekarbonisierung weitgehend durch E-Mobilität und den Einsatz von gasbetriebenen Kraftfahrzeugen vollzogen. Die Energieeffizienz steigt in allen Sektoren und P2G erfährt in diesem Szenario den größten Fortschritt. Auch hier bietet ein starkes Wirtschaftswachstum eine solide Basis für technologischen Fortschritt und effizientere Technologien.

5.3.1 Makroökonomische Trends und Ziele

Die makroökonomischen Trends gehen ganz klar in Richtung einer globalen Dekarbonisierung. Neben globalen Bemühungen zur Minimierung des CO₂-Ausstoßes, befindet sich auch die Europäische Union auf Kurs um die 2030 und 2050 Ziele zu erreichen. Treibende Kraft hierfür ist vor allem ein effizientes Emissionshandelsystem, welches nicht nur im europäischen Raum, sondern auch global eingesetzt wird.

5.3.2 Stromerzeugung

Die zunehmenden Investitionen in eine kohlenstoffarme Stromerzeugung werden weitgehend durch die Bepreisung von CO₂-Zertifikaten angetrieben. Es wurden technologie-neutrale Rahmenbedingungen gesetzt, welche vor allem Investitionen in erneuerbare Energien forcieren. Aufgrund des CO₂ Preises, scheinen in der Merit-Order nun Gaskraftwerke vor Kohlekraftwerken auf. Obwohl erneuerbare Energien stark ausgebaut werden, sind Gaskraftwerke noch immer ein wesentlicher Bestandteil zur Deckung von Lastspitzen. Diese Kraftwerke bieten somit die nötige Flexibilität, welche zur Gewährung der Versorgungssicherheit benötigt wird. Der Einsatz von Kernenergie wird auch in diesem Szenario wieder von nationalen Regulierungen abhängig gemacht, wobei die Möglichkeit einiger Neubauten durchaus gegeben ist. Die Verwendung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und –Speicherung ist in diesem Szenario keine wirtschaftlich sinnvolle Option. Aufgrund einer globalen Klimapolitik und das damit einhergehende globale EHS gibt es keine Verlagerung von CO₂-Emissionsquellen zwischen den Ländern.

5.3.3 Wärmeerzeugung

Wie bereits im DG Szenario werden auch hier bevorzugt elektrische sowie Hybridwärmepumpen eingesetzt, um die Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen weitgehend zu verdrängen. Elektrische Wärmepumpen werden im Gebäudesektor ausschließlich in neueren Gebäuden installiert, da diese Gebäude die höchste Energieeffizienz besitzen. Für ältere Gebäude mit geringerer Energieeffizienz und vorhandenem Gasanschluss, werden größtenteils Hybridwärmepumpen eingesetzt.

5.3.4 Transport

Auch in diesem Szenario sind E-Mobilität, sowie mit Gas betriebene Vehikel Schlüsselkomponenten, um im Transportsektor die Dekarbonisierung voranzutreiben. Aufgrund des steigenden Anteils an elektrifizierten Fahrzeugen, erhöht sich der Verbrauch vor allem im privaten Sektor, aber auch im Kleingewerbesektor. In Bereichen in denen die Elektrifizierung keine brauchbare Alternative bietet (Schwerlastverkehr sowie Schiffsverkehr), wird vor allem LNG eingesetzt. Wie in allen anderen Szenarien bleibt auch hier der Anteil an Fortbewegungsmitteln, welche mit Wasserstoff betrieben werden, limitiert.

5.3.5 Verbrauch (Strom)

Obwohl der Bedarf an elektrischer Energie in vielen Sektoren steigt, wird dieser Anstieg durch Energieeffizienzmaßnahmen limitiert. Aufgrund des hohen Wirtschaftswachstums und dem damit einhergehenden steigenden Bruttoinlandsprodukt, wird überwiegend in hocheffiziente Produkte investiert (Beleuchtung, Haushaltsgeräte, Computer). Dies führt vor allem im Haushaltssektor zu bedeutenden Einsparungen im Verbrauch.

In diesem Szenario spielt vor allem das dynamische Nachfrageverhalten des Verbrauchers eine essentielle Rolle. Aufgrund der steigenden Automatisierung von Endanwendungen in Kombination mit der ständigen Vernetzung, ändert sich das Nachfrageverhalten zunehmend. Den Verbrauchern (privat wie auch industriell) wird nun ermöglicht ihren Verbrauch in Abhängigkeit der aktuellen Marktpreise anzupassen. Diese Flexibilität im Nachfrageverhalten ist auch eine Schlüsselkomponente in Bezug auf die Versorgungssicherheit. Lastspitzen werden aufgrund des dynamischen Nachfrageverhaltens zunehmend verschoben, was zu einer Veränderung der klassischen Tageslastkurve führt.

5.3.6 Verbrauch (Gas)

Während die Nachfrage im Transportsektor erhöht ist, nimmt die Gasnachfrage im Wohnsektor zunehmend ab. Grund hierfür sind auch Energieeffizienzsteigerungen im Technologiebereich, sowie Fortschritte im Bereich der Wärmedämmung und Isolierung im Gebäudesektor. Im Industriesektor bleibt die Nachfrage größtenteils stabil. Hier wird der steigende Bedarf aufgrund des Wirtschaftswachstums durch Energieeffizienzsteigerungen ausgeglichen. Um Lastspitzen in den kalten Wintermonaten decken zu können, bleibt Gas auch in diesem Szenario ein essentieller Bestandteil.

5.4 EUCO 30

Im Zuge des Impact Assessment Report aus dem Jahr 2016¹² wurden zwei Szenarien entwickelt, welche die vom europäischen Rat vereinbarten Klimaziele aus dem Jahr 2014 modellieren. Das erste Szenario beinhaltet eine Steigerung der Energieeffizienz um 27 % (EUCO27) und das zweite Szenario eine Steigerung um 30 % (EUCO30). Beide Szenarien haben ihren Startpunkt im *EU Reference Scenario 2016*¹³. Es gilt zu beachten, dass das *EU Reference Scenario* keine wirklichen Zukunftsprognosen bietet, sondern eher eine Art Benchmark zur Verfügung stellt. Hierbei wird modelliert, wie sich die Themenbereiche Wirtschaft, Energie, Klima und Transport bis zum Jahr 2050 entwickeln werden, wenn die zuvor vereinbarten Klimaziele erreicht werden sollen. (European Commission, 2018a)

Es ist wichtig zu verstehen, dass in diesem Szenario Themen, wie der technologische Fortschritt oder mögliche politische Entwicklungen, nicht miteinkalkuliert werden. (ENTSO-E, 2018)

Da das GCA Szenario die meisten Ähnlichkeiten mit dem EUCO30 Szenario aufweist, wurde dieses bis zum Jahr 2030 durch das EUCO30 Szenario ersetzt. Es gilt zu beachten, dass es aufgrund der unterschiedlichen Szenarienmodellierungen von Seiten der ENTSO, sowie der Europäischen Kommissionen, durchaus zu Ungereimtheiten in den Ergebnissen kommen kann. (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018)

Aufgrund der Tatsache, dass das EUCO30 Szenario ein Benchmark zum Erreichen der Klimaziele ist, wird der Fokus in dieser Arbeit größtenteils auf die drei Szenarien der ENTSO-E/ENTSOG gelegt.

¹² Jährlicher Bericht zur Folgenabschätzung der mögliche Maßnahmen und Auswirkungen potentieller Lösungen, in Folge von neuen Rechtsvorschriften der europäischen Kommission, beinhaltet. (European Comission, 2018)

¹³ Hauptanalysetool der europäischen Kommission, welches langfristige Prognosen zu Themen wie Wirtschaft, Energie, Klima und Transport erstellt. (European Commission, 2018a)

5.5 Überblick und Vergleich

Um einen Gesamtüberblick über die jeweiligen Unterschiede der Szenarien zu geben und diese dann in weiterer Folge bewerten zu können, werden im folgenden Kapitel die wichtigsten Parameter und Themenbereiche zusammengefasst und übersichtlich dargestellt. Abbildung 40 zeigt den jährlichen Stromverbrauch in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios. Zur Orientierung ist der jährliche Stromverbrauch aus dem Jahr 2015 in strichlierter Form eingetragen.

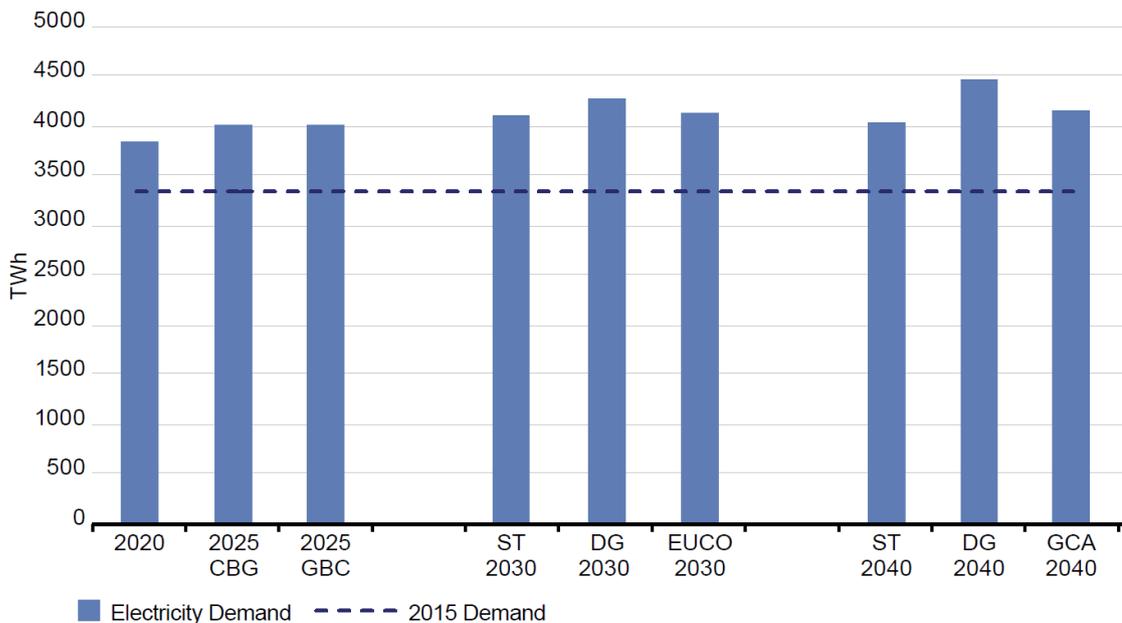


Abbildung 40: Jährlicher Stromverbrauch nach Szenario
(ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 18)

Es ist zu erkennen, dass vor allem im Distributed Generation Szenario aufgrund der steigenden E-Mobilität und aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Wärmepumpen, der jährliche Stromverbrauch sein Maximum hat (siehe Abbildung 41). Die Anzahl der Hybridwärmepumpen führt in diesem Szenario zwar zu einer flacheren Tagesganglinie aufgrund des flexibleren Nachfragebedarfs, der jährliche Stromverbrauch bleibt allerdings trotzdem höher als in den anderen Szenarien. Den niedrigsten prognostizierten Stromverbrauch besitzt das Szenario Sustainable Transition. Der Grund hierfür liegt, wie in Kapitel 5.1 bereits beschrieben, auf der bevorzugten Verwendung von Gas im Heizungs-, Transport-, sowie Energieerzeugungssektor. Das GCA Szenario befindet sich bei den Verbrauchsprognosen im Mittelfeld. Obwohl die Anzahl der Wärmepumpen in diesem Szenario am höchsten ist und die Anzahl der Elektroautos auch weitaus höher als im Szenario ST ist, ist der Verbrauchsanstieg aufgrund der steigenden Energieeffizienz überschaubar.

In Abbildung 41 ist der Anstieg von Elektroautos, Wärmepumpen sowie Hybridwärmepumpen in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios zu sehen. Der Anteil an Elektroautos weist ein exponentielles Wachstum in allen drei Szenarien auf. Der stärkste Anstieg ist im DG Szenario zu beobachten. Grund hierfür ist vor allem das starke Wirtschaftswachstum, welches zu mehr Wohlstand führt. Dieser Wohlstand bildet die Basis für mögliche Investitionen in neue Technologien und die damit einhergehende Manifestierung des Prosumers.

Im Szenario ST wird hingegen ein moderates Wirtschaftswachstum prognostiziert. Dies führt in Kombination mit niedrigen Gaspreisen und der damit einhergehenden wachsenden Entwicklungen im Bereich der gasbetriebenen Mobilität, zu einem geringeren Wachstum an Elektroautos.

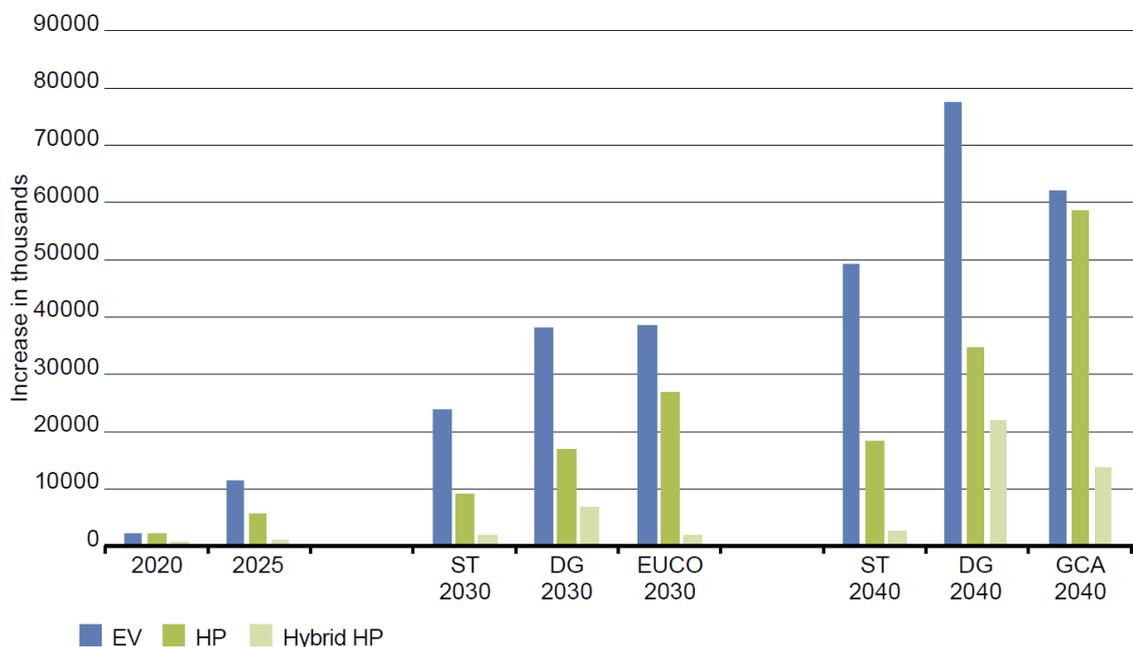


Abbildung 41: Anzahl der Elektroautos (EV), Wärmepumpen (HP) und Hybridwärmepumpen (Hybrid HP) in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 19)

Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung in der Wärmeerzeugung ist vor allem im EUCO sowie im GCA Szenario ein Anstieg im Bereich der Wärmepumpen zu sehen. Der Anstieg im Bereich der Hybridwärmepumpen im DG sowie im GCA Szenario hat dieselben Gründe, welche für das Wachstum der E-Mobilität verantwortlich sind. (Prosumer, starkes Wirtschaftswachstum)

Abbildung 42 gibt einen Überblick über den jährlichen Gasverbrauch der verschiedenen Szenarien in Abhängigkeit des jeweiligen Sektors. Zum Vergleich wurde der historische durchschnittliche jährliche Gasverbrauch für den Zeitraum 2010-2016 strichliert aufgetragen. Im Jahr 2020 steht in der Merit-Order noch Kohle vor Gas. Betrachtet man die beiden Merit-Order Szenarien aus dem Jahr 2025, so ist zu erkennen dass sich der Wechsel der Merit-Order vor allem auf den Bereich der Energieerzeugung auswirkt. Der Anteil an Gas für die Energieerzeugung steigt im GBC 2025 Szenario im Vergleich zu den Szenarien in denen Kohle vor Gas ist, erheblich an. Auf den Industriesektor hat der Merit-Order Wechsel nur einen geringen Einfluss. Hier kann es vereinzelt zu einem Wechsel diverser Brennstoffe kommen. Im Transportsektor kommt es zu einer Erhöhung des Bedarfs, welcher die Verbrauchsabnahme im Wohn- und Gewerbebereich wieder ausgleicht. Das Sustainable Transition Szenario setzt den Trend aus den Jahren 2020 sowie 2025 überwiegend fort. Energieeffizienzmaßnahmen sowie ein moderates Technologiewachstum führen zu einer geringfügigen Abnahme im Industrie-, Wohn- sowie Gewerbebereich. Im Transportsektor steigt der Anteil an Verbrauchern. Betrachtet man den Energieerzeugungssektor, so bleibt der jährliche Verbrauch überwiegend konstant.

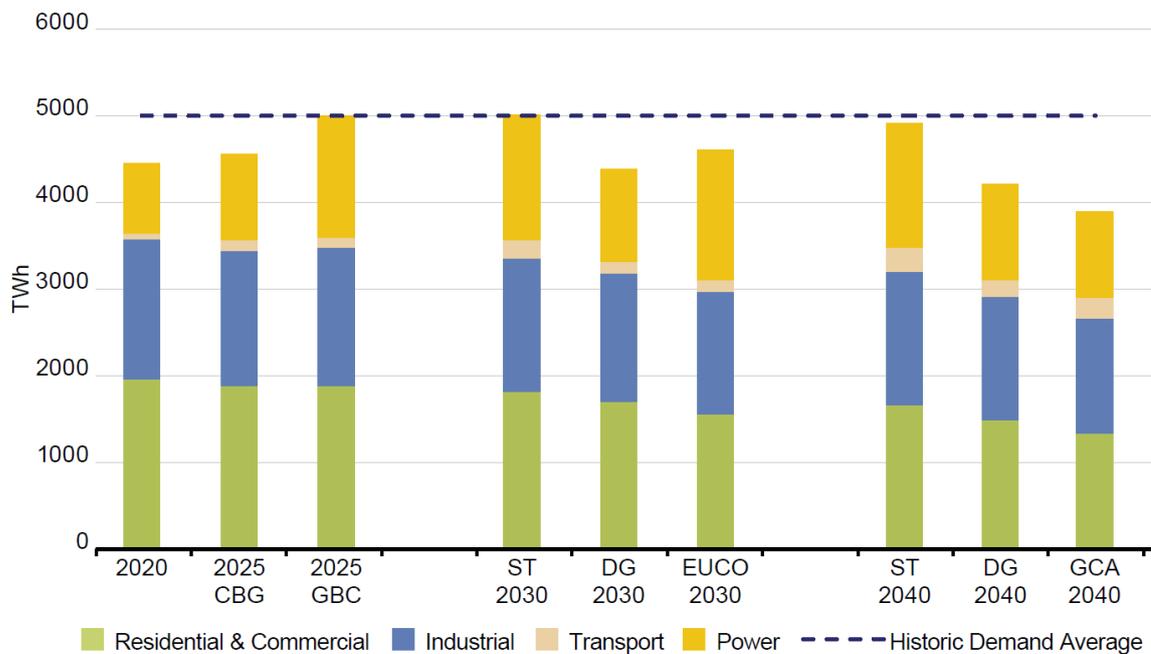


Abbildung 42: Jährlicher Gasverbrauch in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 20)

Aufgrund des hohen Anteils an Wärmepumpen in den DG und GCA Szenarien sinkt der Bedarf an Gas für die Wärmeerzeugung. Obwohl der Anteil an Hybridwärmepumpen im DG Szenario relativ hoch ist, ist der Einfluss auf den Gasverbrauch vernachlässigbar. Da die Energieerzeugung von erneuerbaren Energien dominiert wird, ist der Bedarf in diesem Sektor, im Vergleich zum Szenario ST, relativ gering. Die Gaskraftwerke werden in den DG und GCA Szenarien nur mehr zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt.

Abbildung 43 zeigt die installierten Kraftwerksleistungen in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios. Es ist zu erkennen, dass die installierten Leistungen vor allem im Bereich der Solar- und Windenergie deutlich ansteigen. Die Anzahl an Kohle sowie Kernkraftwerken

nimmt zunehmend ab. Aufgrund der Tatsache, dass der Energieträger Gas in den Szenarien jeweils unterschiedliche Rollen spielt, gibt es hier die größten Fluktuationen zwischen den einzelnen Szenarien. Der Anteil an Energieträgern wie Biomasse und Wasserkraft bleibt größtenteils konstant. Betrachtet man die Jahre 2020 bis 2030 so gibt es bereits einen erheblichen Anstieg an erneuerbaren Energien in allen drei Szenarien. Den größten Anteil besitzt das DG Szenario. Grund hierfür ist vor allem die fortschreitende Dezentralisierung und der erhebliche Preisverfall so genannter small-scale generation Technologien. Peak steht für Kraftwerke zur Abdeckung der Spitzenlast. Sie sind in der Merit-Order weiter hinten angesiedelt und werden nur zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Falle von auftretenden Lastspitzen eingesetzt.

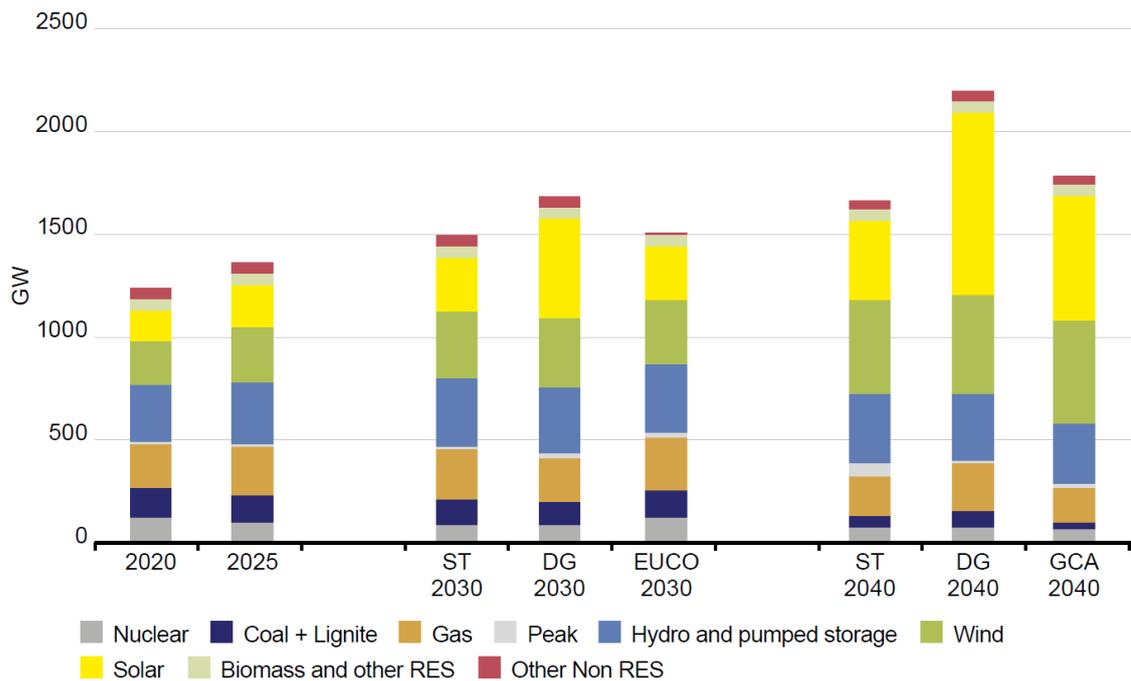


Abbildung 43: Installierte Kraftwerkskapazitäten in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 22)

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Parameter der jeweiligen Szenarien in Abhängigkeit der verschiedenen Themenbereiche zusammengefasst. Betrachtet man die erste Spalte so ist zu sehen, dass der Haupttreiber für die Klimaschutzmaßnahmen noch immer das Emissionshandelssystem ist. Im Szenario ST sind Subventionen für erneuerbare Energien ein zusätzlicher Motivationsfaktor. Im Szenario GCA wird anstatt eines europäischen Emissionshandelssystems, ein globales System vorausgesetzt. Ein Erfüllen der EU 2030 Ziele ist bei allen Szenarien möglich. Ein Erfüllen der durchaus ambitionierten EU 2050 Ziele bleibt im Szenario ST allerdings offen. Weiters ist zu erkennen, dass vor allem die Szenarien DG und GCA ein starkes Wirtschaftswachstum voraussetzen um den benötigten Wohlstand für Investitionen in neue effiziente Technologien erreichen zu können.

Scenario		Global Climate Action	Sustainable Transition	Distributed Generation
Category	Criteria	Parameter		
Macroeconomic Trends	Climate action driven by	Global ETS	EU ETS & direct RES subsidies	EU ETS
	EU on track to 2030 target?	Beyond	On track	Slightly beyond
	EU on track to 2050 target?	On track	Slightly behind	On track
	Economic conditions	High growth	Moderate growth	High growth
Transport	Electric and hybrid vehicles	High growth	Moderate growth	Very high growth
	Gas vehicles	High growth	Very high growth	Low growth
Residential/ Commercial	Demand flexibility	High growth	Moderate growth	Very high growth
	Electricity demand	Moderate growth	Stable	Moderate growth
	Gas demand	Reduction	Slight reduction	Reduction
	Electric heat pump	High growth	Low growth	Moderate growth
	Energy efficiency	High growth	Moderate growth	High growth
	Hybrid heat pump	High growth	Moderate growth	Very high growth
Industry	Electricity demand	Stable	Stable	Moderate growth
	Gas demand	Stable	Stable	Reduction
	CCS	Low growth	Low growth	Not significant
	Demand and flexibility	Moderate growth	Low growth	Very high growth
Power	Merit order	Gas Before Coal	Gas Before Coal	Gas Before Coal
	Nuclear	Depending on national policies	Reduction	Reduction
	Storage	Moderate growth	Low growth	Very high growth
	Wind	High growth	Moderate growth	High growth
	Solar	High growth	Moderate growth	Very high growth
	Other bio-energies	Moderate growth	Moderate growth	High growth
	CCS	Not significant	Not significant	Not significant
	Adequacy	Some surplus capacity	Some surplus capacity	High surplus capacity
Non-fossil gas sources	Power-to-gas	High growth	Not significant	High growth
	Bio-methane	High growth	High growth	High growth

Tabelle 1: Überblick über die wichtigsten Parameter der jeweiligen Szenarien (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018)

6 ATLANTIS Ist-Stand-Analyse

Bevor es daran geht die dem jeweiligen Szenario entsprechenden zukünftig installierten Leistungen zu modellieren, ist es notwendig zunächst die Gegenwart und in gewisser Weise auch die Entwicklungen bis dorthin, näher zu betrachten. Hierzu wurde eine Ist-Stand-Analyse durchgeführt, bei welcher alle in ATLANTIS installierten Leistungen nach Kraftwerkstyp und Land aufgeschlüsselt und mit aktuellen Daten verglichen wurden. In Tabelle 2 sind die 26 modellierten Länder und deren in ATLANTIS verwendeten Länderkürzel, welche sich am ISO 3166 Standard orientieren, angegeben. Um die Übersicht zu behalten, werden in den folgenden Diagrammen meist nur die Länderkürzel der jeweiligen Länder angegeben.

LAND	LÄNDERKÜRZEL
ALBANIA	AL
AUSTRIA	AT
BOSNIA-HERZEGOVINA	BA
BELGIUM	BE
BULGARIA	BG
SWITZERLAND	CH
CZECH REPUBLIC	CZ
GERMANY	DE
DENMARK	DK
SPAIN	ES
FRANCE	FR
GREECE	EL
CROATIA	HR
HUNGARY	HU
ITALY	IT
LUXEMBOURG	LU
MONTENEGRO	ME
FYR OF MACEDONIA	MK
THE NETHERLANDS	NL
POLAND	PL
PORTUGAL	PT
ROMANIA	RO
SERBIA	RS
KOSOVO	RK
SLOVENIA	SI
SLOVAK REPUBLIC	SK

Tabelle 2: In ATLANTIS verwendete Länderkürzel

6.1 Allgemein

Um einen repräsentativen Überblick über die aktuell installierten Leistungen in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp und dem jeweiligen Land geben zu können, wurde in erster Linie auf die von ENTSO-E zur Verfügung gestellten Daten aus dem „Power Statistics“ Portal zugegriffen. Die Daten wurden für jedes einzelne Land vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (engl. TSO) eingepflegt und geben so einen Überblick über die jeweiligen installierten Nettoerzeugungskapazitäten (engl. NGC). Aufgrund fehlender Daten für Albanien, wurden die Nettoerzeugungskapazitäten für dieses Land von Eurostat abgerufen. Da zum Zeitpunkt der Auswertung, die Daten für das Jahr 2017 noch nicht von jedem Übertragungsnetzbetreiber eingepflegt wurden, wurde für die Ist-Stand-Analyse der Datensatz aus dem Jahr 2016 verwendet.

In Abbildung 44 sind nun die installierten Nettoerzeugungskapazitäten für installierte Leistungen kleiner 11 GW für das Jahr 2016 abgebildet. Für jedes Land wurde ein Vergleich zwischen den Daten aus ATLANTIS (ATL) und den Daten der ENTSO-E (ENT) beziehungsweise der Eurostat (EUR) Datenbank durchgeführt. Hierbei wurde neben den installierten Leistungen, auch die Aufteilung auf die jeweiligen Kraftwerkstypen betrachtet. Es gilt zu beachten, dass von Seiten der ENTSO-E die Länder Serbien (RS) und Kosovo (RK) nicht separat geführt werden. Um trotzdem einen Vergleich durchführen zu können, wurden die installierten Leistungen der beiden Länder für die Ist-Stand-Analyse zusammengezählt.

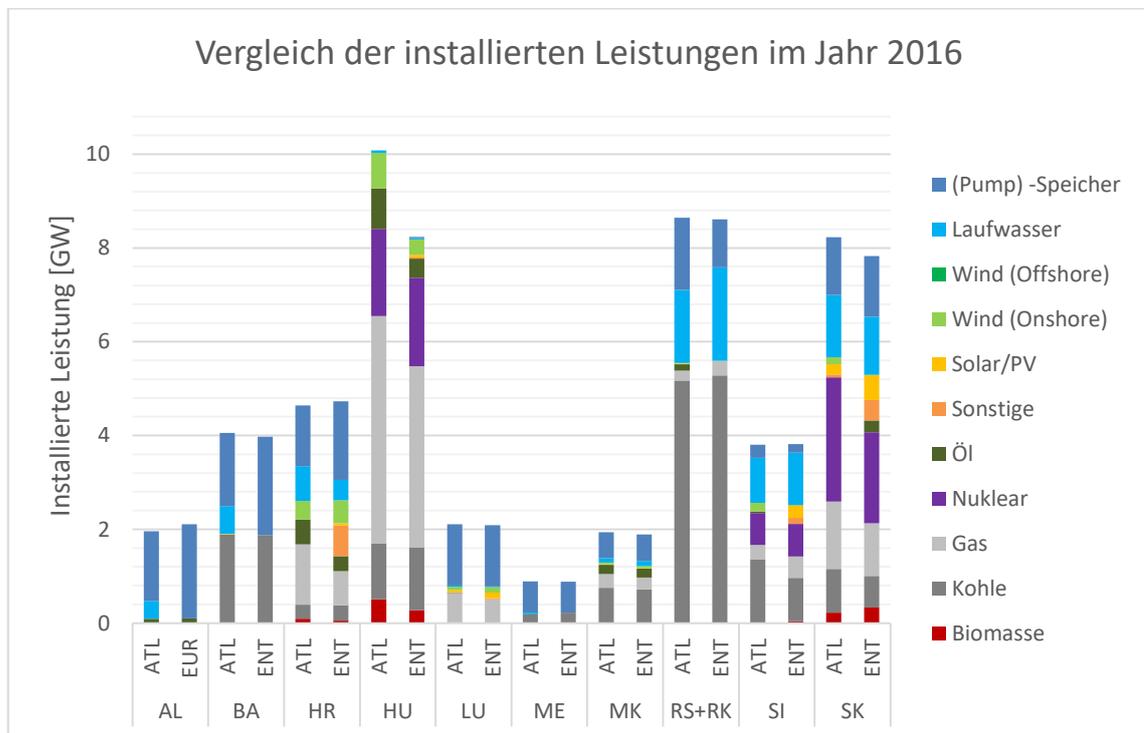


Abbildung 44: NGC für Länder mit installierten Leistungen kleiner 11 GW im Jahr 2016. (ENTSO-E, 2018a) (Eurostat, 2018) (ATLANTIS) (eigene Darstellung)

Da sich die installierten Leistungen der 26 Länder in einem Bereich von rund 800 MW bis in etwa 200 GW bewegen, wurden die Leistungen auf Abbildung 44, Abbildung 45 und Abbildung 46 aufgeteilt. Eine weitere Aufteilung wurde nicht durchgeführt, da die Abbildungen dem Leser nur einen groben Überblick über den Kraftwerkspark geben sollen.

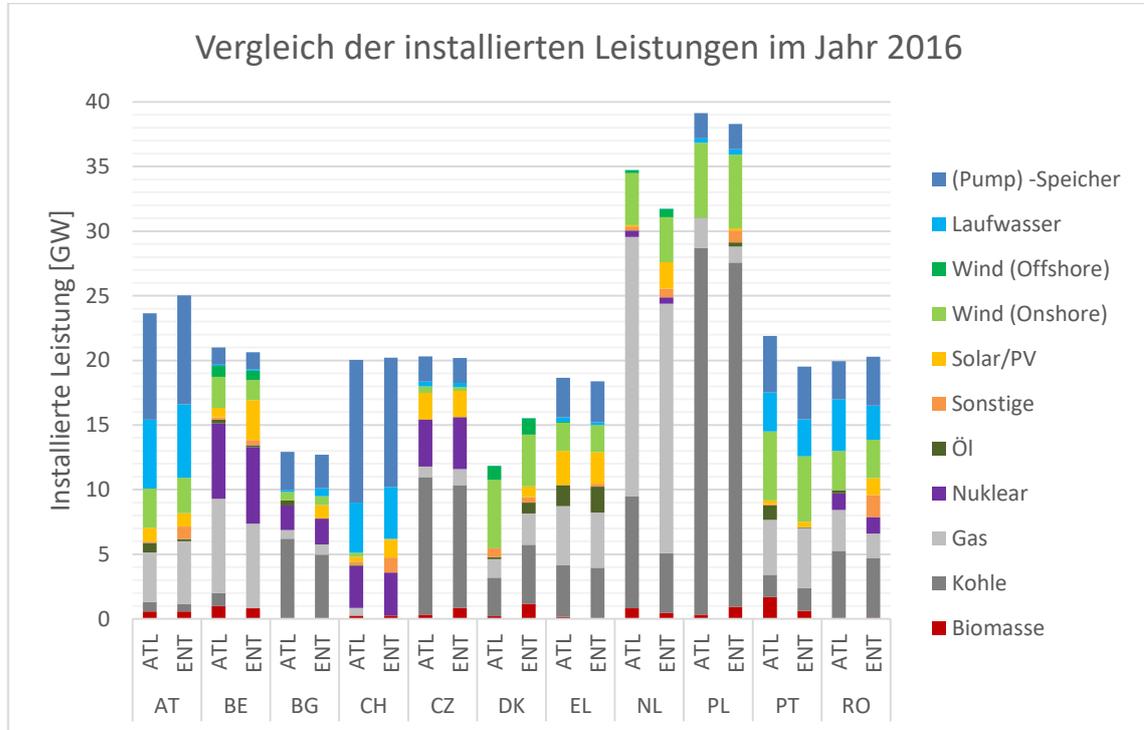


Abbildung 45: NGC für Länder mit installierten Leistungen größer 11 GW und kleiner 40 GW im Jahr 2016. (ENTSO-E, 2018a) (ATLANTIS) (eigene Darstellung)

In Abbildung 45 ist gut zu erkennen, dass die gesamte installierte Leistung für die meisten Länder sehr gut mit den ENTSO-E Daten übereinstimmt. Im Hinblick auf die Aufteilung nach den unterschiedlichen Kraftwerkstypen kommt es jedoch teilweise zu Abweichungen.

In Abbildung 46 sind die Länder mit einer installierten Leistung größer als 40 GW abgebildet. Hierbei handelt es sich um die Länder, welche den größten Beitrag zu den installierten Kraftwerksleistungen in Europa leisten. Am Beispiel Deutschland sieht man, dass die bisher in ATLANTIS integrierte Strategie nochmals vom tatsächlichen Ausbau der erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik übertroffen wurde.

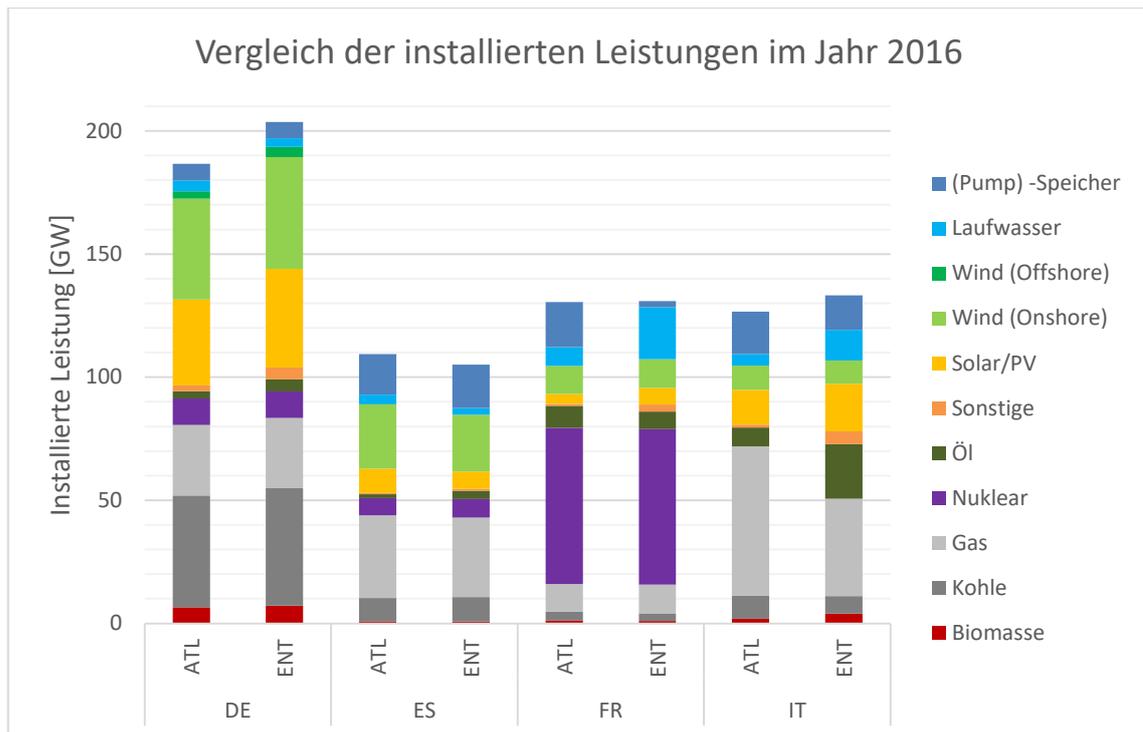


Abbildung 46: NGC für Länder mit installierten Leistungen größer 40 GW im Jahr 2016. (ENTSO-E, 2018a) (ATLANTIS) (eigene Darstellung)

Nach der Evaluierung der Daten im Zuge der Ist-Stand-Analyse galt es nun die installierten Kraftwerksleistungen in ATLANTIS auf den aktuellen Stand zu bringen.

6.2 Kraftwerke hinzufügen

Im Folgenden wird nun das Vorgehen für die Integration der verschiedenen Kraftwerkstypen beschrieben.

Im ersten Schritt wird nun versucht die fehlenden Kraftwerkskapazitäten so gut wie möglich mit Kraftwerken zu ersetzen, welche auch real existieren. Nachdem im Zuge der Ist-Stand-Analyse die fehlenden NGC's (in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp) bekannt sind, gilt es im nächsten Schritt herauszufinden, inwieweit sich die fehlenden Leistungen auf reale Kraftwerke, welche noch nicht in ATLANTIS erfasst sind, zurückführen lassen. Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Analyse ist eine vorhandene Referenzdatenbank, welche (im Optimalfall) alle in Europa vorhandenen Kraftwerke aufgeschlüsselt nach Typ, Land, Leistung etc. beinhaltet und somit eine Möglichkeit zum Abgleich der jeweiligen Differenzen gibt. Hierfür wurde die Platts¹⁴ Datenbank für Europa verwendet. Sie ist Teil der World Electric Power Plants (WEPP) Datenbank und kann kostenpflichtig über S&P Global Platts erworben werden.

Die europäische Datenbank umfasst einen Großteil des europäischen Kraftwerksparks und stellt neben Informationen wie zugehörige Länder, Städte, Brennstoffe, aktueller Status des Kraftwerkes, Jahr der Stilllegung, noch viele weitere Infos zu jedem Kraftwerk zur Verfügung. Pro Kraftwerk gibt es so bis zu 44 verschiedene Parameter/Informationen welche zur Verfügung stehen und in weiterer Folge auch für die Parameter in ATLANTIS

¹⁴ Kraftwerksdatenbank von S&P Global.

relevant sind. Die Platts Datenbank für Europa umfasst insgesamt 66.309 Einträge. (S&P Global Market Intelligence, 2017)

Die Kraftwerksdatenbank aus ATLANTIS umfasst insgesamt 27.722 Einträge. Aufgrund der enormen Anzahl an Kraftwerken ist ein händisches abgleichen der beiden Datenbanken für jedes der 26 europäischen Länder, in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps, vor allem für Länder die einen großen Kraftwerkspark (DE, IT, FR, ES, PT, PL, NL...) besitzen, nicht wirklich zielführend. Um jedoch herauszufinden, welche Kraftwerke aus der Platts Datenbank hinzugefügt werden müssen und welche bereits in ATLANTIS vorhanden sind, wurde mit Hilfe eines VBA¹⁵ -Codes eine grobe Vorselektion durchgeführt. Für die Integration neuer Kraftwerke mit Hilfe der Platts Datenbank, wurde neben VBA auch MATLAB verwendet.

Hierzu wurde der Vergleichsalgorithmus auf Kraftwerke eingeschränkt, welche in beiden Datenbanken im selben Land stationiert sind und in weiterer Folge auch denselben Kraftwerkstyp bzw. Primärenergieträger besitzen. Weiters wurde die Suche auf Kraftwerke eingeschränkt, welche laut Platts Datenbank den Status *In commercial operation* (OPR) besitzen und somit auch in Betrieb bzw. im kommerziellen Einsatz sind. Unter Einhaltung dieser Grenzen wurde Schritt für Schritt jedes Kraftwerk aus der Platts Datenbank mit jedem Kraftwerk aus der ATLANTIS Datenbank verglichen. Hierbei wurden in jedem Schritt die Namen der Kraftwerke, welche in den Datenbanken hinterlegt sind, miteinander verglichen. Bei jedem Vergleich der beiden Strings¹⁶ wird eine Prozentzahl ermittelt, welche die Ähnlichkeit der beiden Kraftwerksnamen angibt. Nachdem ein Kraftwerksname aus der Platts Datenbank mit allen Kraftwerken aus der ATLANTIS Datenbank verglichen wurde, wird jenes Kraftwerk aus der ATLANTIS Datenbank für dessen String die höchste Übereinstimmung ermittelt wurde, hervorgehoben.

Zum besseren Verständnis wird die Funktion anhand eines kurzen Beispiels erklärt. In diesem Fall, anhand des Biomasseheizkraftwerkes Mödling, welches von der EVN AG in Wien Mödling betrieben wird und seit dem Jahr 2006 in Betrieb ist. (S&P Global Market Intelligence, 2017) Tabelle 3 zeigt einen Ausschnitt aus der modifizierten Platts Datenbank. In unserem Beispiel werden nur jene Spalten verwendet, welche zum Verständnis des Vergleichsalgorithmus beitragen. Wie bereits erwähnt, existieren pro Kraftwerkseintrag in der Regel bis zu 44 verschiedene Parameter.

PLANT	MW	STATUS	Type	Name	Pnet	Pbrut	Typ	Acc [%]	Matchcase	Index
MODLING	5	OPR	Biomasse	MÖDLING	4,5	5	Biomasse	85,71	M*DLING	18942

Tabelle 3: Vergleich von Kraftwerken aus Platts und ATLANTIS
(S&P Global Market Intelligence, 2017)

Jene Daten, welche grau eingefärbt sind, stammen aus der Platts Datenbank. Der Kraftwerkstyp (Type) wurde separat hinzugefügt und abhängig vom jeweiligen Primärenergieträger, dem entsprechenden Aggregatstyp, so wie er auch in ATLANTIS verwendet wird, zugewiesen. Die gelb eingefärbten Daten stammen aus der ATLANTIS Datenbank

¹⁵ VBA... Visual Basic for Applications

¹⁶ Bezeichnung einer Zeichenkette in der Informatik

und die grün eingefärbten Daten sind die Ergebnisse des durchgeführten Kraftwerkevergleichs.

In diesem Fall wurde das Kraftwerk MODLING (grau) aus der Platts Datenbank mit allen Kraftwerken aus der Atlantis Datenbank verglichen. Jenes Kraftwerk, bei welchem die Strings der beiden Kraftwerksnamen die höchste Übereinstimmung aufwiesen, ist das Kraftwerk MÖDLING (gelb) und wurde somit dem Kraftwerk MODLING (grau) zugeordnet. Betrachtet man die Spalte *Acc [%]* (grün) so ist eine Übereinstimmung von 85,71 % zu erkennen. Diese Zahl ergibt sich aus der Division der übereinstimmenden Buchstaben und der Gesamtanzahl an Buchstaben. Der Grund hierfür ist in der Spalte *Match-case* (grün) zu erkennen. Hier werden jene Buchstaben angezeigt, welche bei beiden Namen übereinstimmen. Jene Buchstaben, welche nicht übereinstimmen, werden mit einem * markiert. In diesem Fall unterscheiden sich die beiden Namen einzig und allein durch den Umlaut, welcher nur im deutschsprachigen Raum vorkommt und somit nicht in der Platts Datenbank vorhanden ist. Jene Daten in der Spalte *Index* (grün) geben Aufschluss über die jeweilige Zeile, in welcher das Kraftwerk in der ATLANTIS Datenbank gefunden wurde. Ein weiteres Indiz dafür, dass es sich um dasselbe Kraftwerk handelt, geben die installierten Bruttoleistungen, welche in beiden Datenbanken 5 MW betragen und somit ident sind. Dieses Verfahren funktioniert sehr gut, wenn es darum geht eine grobe Vorselektion durchzuführen. Insbesondere wenn man den Fokus auf das obere und untere Quantil legt. Da es nun darum geht jene Kraftwerke hinzuzufügen, welche in der ATLANTIS Datenbank noch nicht vorhanden sind, werden vor allem jene Einträge aus der Platts Datenbank betrachtet, welche die niedrigste Übereinstimmung haben.

Im nächsten Schritt wurde für jedes Land und jeden Kraftwerkstyp separat entschieden wie viele und welche Kraftwerke aus der Platts Datenbank hinzugefügt werden und bei welchen Ländern sogenannte Szenariokraftwerke¹⁷ hinzugefügt werden müssen, um die installierten Kraftwerksleistungen so realitätsgetreu wie möglich abzubilden. Der Grund für dieses Vorgehen lässt sich auf zwei Probleme zurückführen. Ein Problem stellt die Unvollständigkeit der Platts Datenbank dar. Für Kraftwerke mit mittleren und großen Leistungen (ca. 50 MW und höher) ist der europäische Kraftwerkspark, je nach Primärenergieträger relativ gut abgebildet. Je kleiner die Leistungen werden, umso unvollständiger wird die Datenbank.

Grund hierfür ist das Fehlen von zuverlässigen Daten für Einheiten mit kleinen Leistungen für den Europäischen Raum. (S&P Global Market Intelligence, 2018, S. 5)

¹⁷ Existieren nur im ATLANTIS Modell und nicht in der Realität.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Vollständigkeit der Kraftwerksdatenbank, in Abhängigkeit von Kraftwerkstyp und installierter Leistung.

<i>Fuel/Technology</i>	<i>UnitSize (MW)</i>	<i>Company Type</i>	<i>WEPP Coverage</i>
Thermal steam-electric - fossil fuels	>=50	All	Complete except comprehensive in CN
Thermal steam-electric - fossil fuels	<50	Utility, IPP	Comprehensive except representative in CN
Thermal steam-electric - fossil fuels	<50	Auto/Ind	Comprehensive except adequate in CN
Thermal steam-electric - waste-to-energy (electric)	All	All	Complete except comprehensive in CN
Thermal steam-electric - biomass except bagasse	All	All	Comprehensive except representative in CN
Thermal steam-electric - bagasse	All	All	Comprehensive except representative in BR and IN
Nuclear	All	All	Complete
Combined-cycle	>=100	All	Complete
Combined-cycle	<100	All	Comprehensive
Gas turbine - simple and cogen	>=25	All	Comprehensive
Gas turbine - simple and cogen	<25	Utility, IPP	Comprehensive
Gas turbine - simple and cogen	<25	Auto/Ind	Representative
Hydroelectric - conventional	>=100	All	Complete
Hydroelectric - conventional	25-100	All	Complete except comprehensive in CN
Hydroelectric - conventional	5-25	All	Comprehensive
Hydroelectric - conventional	<5	All	Representative except adequate in CN
Hydroelectric - pumped storage	All	All	Complete
IC engines - oil and natural gas	>=20	All	Complete
IC engines - oil and natural gas	5-20	All	Comprehensive
IC engines - oil and natural gas	<5	Utility, IPP	Comprehensive
IC engines - oil and natural gas	<5	Auto/Ind	Adequate
IC engines - landfill gas	<5	All	Representative
IC engines - biogas, digester gas	<5	All	Representative except adequate in Western Europe
Geothermal	All	All	Complete
Wind turbines - onshore	>=1	All	Comprehensive except representative in CN, DE, DK and IN
Wind turbines - onshore	>0.1 - <1	All	Representative
Wind turbines - onshore	<0.1	All	Adequate
Wind turbines - offshore	All	All	Comprehensive
Fuel cells	All	All	Comprehensive for utility-scale installations
ORC plants (multi-fuel)	All	All	Comprehensive
Solar thermal - collectors, towers	All	All	Comprehensive
Solar PV	>=10	All	Comprehensive
Solar PV	<10	All	Adequate

Notes/Description

Complete = complete or virtually complete coverage of extant plants and firm projects, 95%+ of facilities

Comprehensive = considerable majority of extant plants and firm projects, 75%+ of facilities

Representative = probable majority of extant plants and firm projects, 50%+ of facilities

Adequate = less than majority of extant plants and/or insufficient data for comparison

Auto/Ind = autoproducer (captive power)/industrial or commercial power plant

04. Jan 18

Tabelle 4: Abdeckung des Kraftwerksparks in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps (S&P Global Market Intelligence, 2018, S. 44)

In der Spalte *WEPP Coverage* wird die Vollständigkeit angegeben. Unter *Notes/Description* ist die zugehörige Abdeckung der Kraftwerke in Prozent dargestellt.

Je nach Land und Primärenergieträger wurden die Kraftwerke in aufsteigender Reihenfolge nach deren Übereinstimmung in Prozent (niedrigste Übereinstimmung bis höchste Übereinstimmung), sowie dessen Kraftwerksleistung in absteigender Reihenfolge sortiert und in weiterer Folge nach qualitativer Bewertung jeweils entschieden, welche Kraftwerke in die ATLANTIS Datenbank integriert wurden. Die fehlenden Kraftwerkskapazitäten, welche nicht durch Kraftwerke aus der Platts Datenbank aufgefüllt werden konnten, wurden wie bereits erwähnt, durch sogenannte Szenariokraftwerke ersetzt. Hierbei wurden die noch fehlenden NGC's je nach Höhe der installierten Leistung auf ein oder mehrere Szenariokraftwerke aufgeteilt. Die zusätzlichen Kraftwerke wurden dort hinzugefügt, wo bereits bestehende Kraftwerke des jeweiligen Kraftwerkstyps vorhanden waren und in Abhängigkeit der ausstehenden Differenzleistung individuell auf die jeweiligen Standorte verteilt. Die Größe der installierten Leistung eines Szenariokraftwerks wurde hier für jedes Land und für jeden Kraftwerkstyp separat anhand des im Land vorhandenen Kraftwerksparks definiert. Dies wurde je nach Kraftwerkstyp und installierter Leistung auch in mehreren Jahren gestaffelt durchgeführt. Vor allem bei Wasserkraftwerken, egal ob Laufwasser oder (Pump)-Speicher ist die geographische Lage essentiell.

Da für die Kraftwerkstypen Photovoltaik (PV), und Windkraft (Onshore als auch Offshore), generell kleine Leistungen (meist unter 10 MW) je Kraftwerkseinheit verwendet werden, wurden für diese Typen ausschließlich Szenariokraftwerke herangezogen, um die noch fehlenden installierten Leistungen bis zum Jahr 2016 auszugleichen. Im Fall der Photovoltaik gilt es weiters zu beachten, dass nicht nur große PV Anlagen einen Beitrag zu den installierten Leistungen je Land leisten. Jede einzelne Industrieanlage oder auch die Summe aller privaten sowie öffentlichen PV Anlagen, welche in das jeweilige regionale Verteilnetz einspeisen, sind Teil der gesamt installierten Kraftwerksleistung. Eine detaillierte Abbildung bis zum letzten PV Modul ist hier nicht zielführend und wäre aufgrund der nicht vorhandenen Datenlage auch gar nicht möglich. Die Szenariokraftwerke wurden in Abhängigkeit des Verbrauchs, welcher im einzuspeisenden Knoten hinterlegt ist, gewichtet und aufgeteilt. Da die Szenariokraftwerke nur ein Abbild des vorhandenen Kraftwerksparks sind und in ihrer derartigen Form in der Realität nicht existieren, besitzen sie im Vergleich zu den realen Kraftwerken aus der Platts Datenbank, auch kein Inbetriebnahmejahr. Dies führt zu einem weiteren nicht vernachlässigbaren Problem.

Da sich die installierten Leistungen von PV und Windkraft in den letzten 10 Jahren nicht einfach kontinuierlich erhöht haben, sondern je nach Land unterschiedlich entwickelt haben, ist es notwendig die Differenzleistung in Abhängigkeit der tatsächlichen jährlichen Steigerungsraten zu installieren. Hierfür wurde für jene Länder, bei denen die entsprechenden Steigerungsraten in ATLANTIS fehlten, der jeweilige jährliche PV Zubau in Prozent mit Hilfe von externen Quellen durchgeführt.

Abbildung 47 zeigt am Beispiel der Niederlande die kumulierte, installierte Leistung für den Kraftwerkstyp Photovoltaik vom Jahr 2006 bis zum Jahr 2016, so wie sie in ATLANTIS modelliert ist.

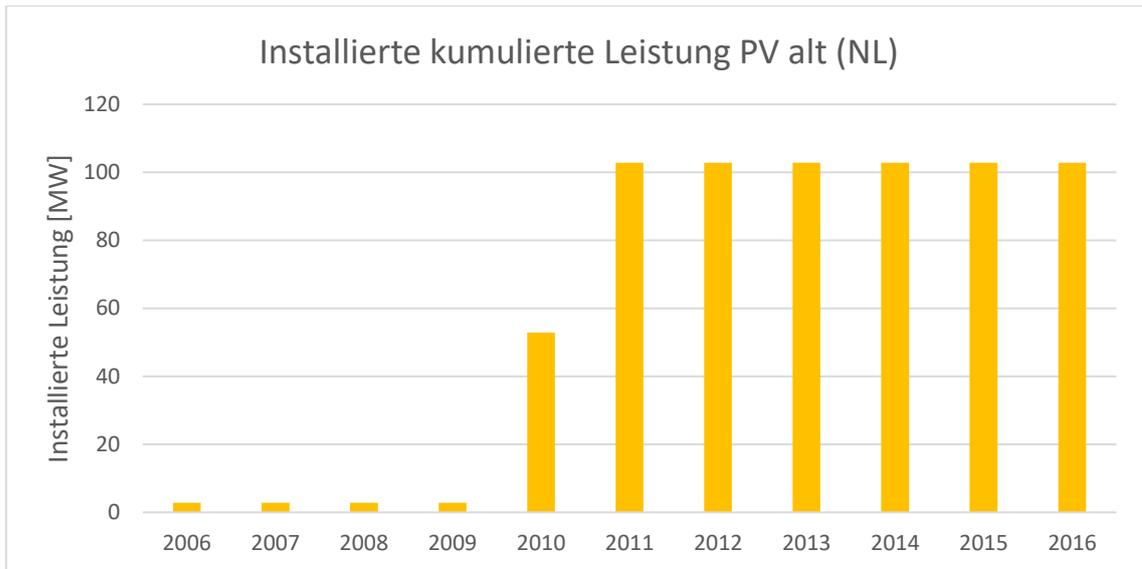


Abbildung 47: Installierte kumulierte Leistung in ATLANTIS am Beispiel der Niederlande (vor der Aktualisierung)

Betrachtet man die aktuelle Datenlage der installierten PV-Leistungen für die Niederlande und deren entsprechenden jährlichen Zubau an PV-Anlagen, so wird schnell klar, dass die in ATLANTIS hinterlegten Daten veraltet sind. Im Jahr 2016 befindet sich in den Niederlanden eine installierte PV Leistung (Netto) von rund 2039 MW. Seit 2011 hat sich die installierte Leistung mit steigenden Zuwachsraten erhöht. (ENTSO-E, 2018a), (Statistics Netherlands, 2018)

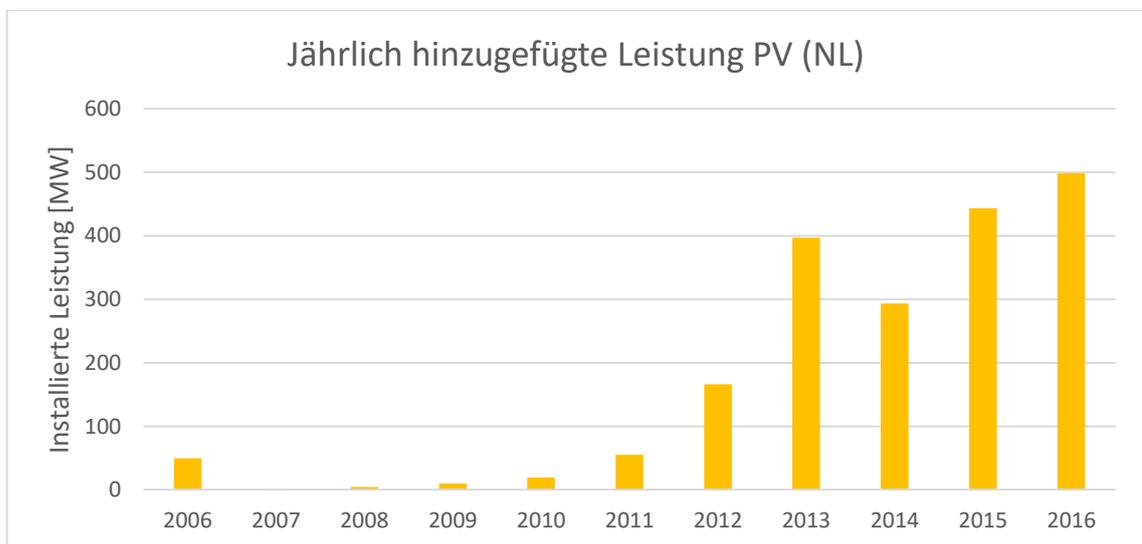


Abbildung 48: Jährlich in ATLANTIS hinzugefügte Leistung am Beispiel der Niederlande

Abhängig von der bereits installierten Leistung in ATLANTIS wurden nun für jedes Jahr die noch fehlenden Nettoerzeugungskapazitäten hinzugefügt. (siehe Abbildung 48)

Summiert man die installierten Leistungen aus Abbildung 47 und Abbildung 48 für jedes Jahr, so bekommt man die jährlichen kumulierten PV-Kraftwerkskapazitäten für die Niederlande. Neben der Angabe der installierten Leistungen für das Jahr 2016 wird nun

auch die jährliche Entwicklung des Kraftwerksparks, beginnend mit dem Jahr 2006, im ATLANTIS Modell abgebildet.

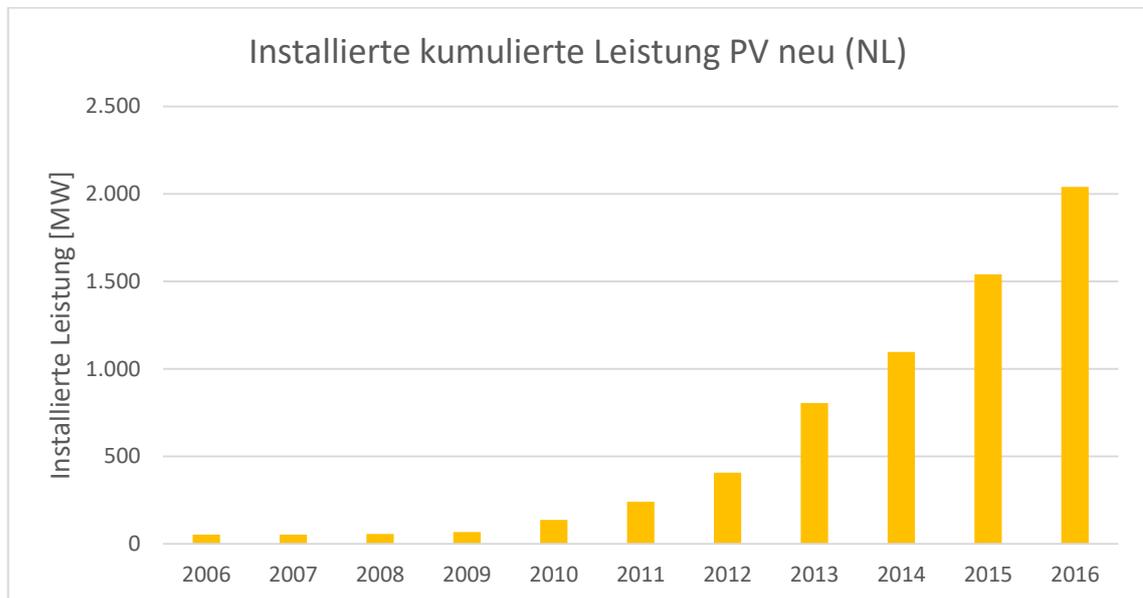


Abbildung 49: Installierte kumulierte Leistung in ATLANTIS am Beispiel der Niederlande (nach der Aktualisierung) (Eurostat, 2018) (Statistics Netherlands, 2018)

In unserem Beispiel wurden nun 330 PV Anlagen gebaut, die Jahr für Jahr in Betrieb gehen und dessen Leistungen abhängig vom jeweiligen Verbrauch des Netzknotens sind. In Summe ergeben sich nun für jedes Jahr die Leistungen aus Abbildung 49. Dieses Prinzip wurde für die Kraftwerkstypen PV, sowie Wind (Onshore) für alle 26 Länder, bei denen die installierten Leistungen in der ATLANTIS Datenbank zu gering waren, angewendet.

Für den Kraftwerkstyp Wind (Offshore) wurde dasselbe Prinzip angewendet. Anstatt die Leistungen allerdings auf alle Knoten des Landes aufzuteilen, wurden nur Knoten verwendet bei denen in ATLANTIS bereits Offshore Windkraftwerke einspeisen. Grund hierfür ist die Tatsache, dass sich die Offshore Kraftwerke auf dem offenen Meer (meist in Küstennähe) befinden und eine Aufteilung auf alle Knoten im Landesinneren somit nicht der Realität entsprechen würde.

Da von Seiten der Platts Datenbank für die einzelnen Kraftwerke keine GPS-Koordinaten zur Verfügung standen, diese allerdings Grundvoraussetzung zur Integration in die ATLANTIS Datenbank sind, mussten im Zuge der Integration der Kraftwerke auch die GPS-Koordinaten der einzelnen Kraftwerke ausfindig gemacht werden. In der Platts Datenbank wurde für jedes Kraftwerk je nach Datenlage das zugehörige Land oder Bundesland, sowie die zugehörige Stadt oder Gemeinde zur Verfügung gestellt. Diese Informationen in Kombination mit dem jeweiligen Kraftwerksnamen machten es nun möglich mit Hilfe eines Makros in der Umgebung von Google Sheets sowie Google Maps die jeweiligen GPS-Koordinaten der Kraftwerke aus der Platts Datenbank ausfindig zu machen.

Die Ergebnisse dieser Methode waren in Bezug auf die jeweiligen Koordinaten der Kraftwerke überraschend präzise und ermöglichte somit eine Zuordnung der Kraftwerke mit einer Abweichung von teils nur wenigen Metern.

Für jene Szenariokraftwerke, welche wie bereits erwähnt auf alle Knoten aufgeteilt wurden, wurden die in den Knoten hinterlegten GPS-Koordinaten verwendet. Für jene Kraftwerke welche bei bereits bestehenden Kraftwerksstandorten hinzugefügt wurden, wurden die GPS-Daten der bestehenden Kraftwerke übernommen.

Der Großteil der hinzugefügten Kraftwerke wurde mittels Szenariokraftwerken realisiert (in etwa 84 %). Der Grund hierfür ist in Abbildung 51 zu sehen. Der Großteil der hinzugefügten Leistungen setzt sich aus den Kraftwerkstypen Solar/PV und Windkraft zusammen.

6.3 Kraftwerke entfernen

Das Entfernen der überschüssig installierten Leistungen wurde zur Gänze händisch durchgeführt. Hierbei wurde wie schon beim Hinzufügen der Kraftwerke die Differenz der installierten Leistungen in Abhängigkeit von Kraftwerkstyp und dem jeweiligen Land betrachtet. Bei Kraftwerkstypen, bei denen die in ATLANTIS installierten Leistungen höher, als jene der ENTSO-E oder Eurostat waren, wurden die überschüssigen Leistungen entfernt. Um zu vermeiden, dass die falschen Kraftwerke entfernt werden, wurde hier auf Automatismen verzichtet und wie bereits erwähnt, jeder Kraftwerkstyp separat betrachtet und im gegebenen Fall händisch entfernt. Um zu verstehen, warum es überhaupt möglich ist, dass es in der ATLANTIS Datenbank zu Überkapazitäten an installierten Leistungen kommen kann, gilt es zu beachten, dass die ATLANTIS Datenbank nicht nur ausschließlich Kraftwerke besitzt, welche auch real existieren. Um Zukunftsszenarien berechnen zu können wird vorausgesetzt, dass sich in der Datenbank auch Kraftwerke befinden, welche möglicherweise noch in Planung oder gegebenenfalls Teil eines möglichen Szenarios sind. Da sich der Inhalt der Datenbank seit dem Jahr 2006 in Abhängigkeit verschiedener Zukunftsszenarien, neuer Modelle oder Updates von diversen Ländern, in unregelmäßigen Abständen verändert und aktualisiert hat, befinden sich in der Datenbank eine Vielzahl an Kraftwerken, welche in der Realität nicht existieren und bei näherem Betrachten nur ein Abbild der prognostizierten installierten Leistung des jeweiligen Landes darstellen sollen.

Bei jenen Kraftwerkstypen, bei denen die NGC's zu hoch waren, wurde der Fokus, der zu entfernenden Kraftwerke, auf jene Einträge gelegt, welche zum damaligen Zeitpunkt noch Teil bestehender Zukunftsszenarien aus dem Zeitraum 2006 bis 2016 waren. Da diese Einheiten nun Szenariokraftwerke aus veralteten Zukunftsszenarien waren, konnten diese bedenkenlos entfernt werden. Es wurden keine Kraftwerke entfernt welche real existieren. Weiters wurden nur dann real existierende Kraftwerke außer Betrieb genommen, wenn diese nach umfassender Recherche ihren Betrieb tatsächlich bereits eingestellt haben.

Den Großteil der entfernten Leistungen machten thermische Kraftwerke aus (Kohle, Gas, Öl). Es gilt jedoch auch zu beachten, dass beim Kraftwerkstyp Wind (Onshore) Überkapazitäten vorhanden waren (siehe Abbildung 51). Dies bedeutet, dass es in den

jeweiligen Ländern in der ATLANTIS Datenbank Abweichungen zwischen prognostizierten und aktuellen Werten gab.

Weiters gilt es zu beachten, dass die Datenlage von Seiten der ENTSO-E nicht immer vollständig war. Die zur Verfügung gestellten Daten der ENTSO-E stammen von den Übertragungsnetzbetreibern der jeweiligen Länder. Im Falle von Abweichungen in den Datensätzen gab es zu jedem Land Kommentare und Informationen des verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers welche im Zuge der Ist-Stand-Analyse berücksichtigt wurden. Gegebenenfalls wurde auf Daten nationaler Organisationen etc. zugegriffen.

6.4 NUTS-Regionen

Ein weiterer Teil der Ist-Stand-Analyse war die Integration der sogenannten NUTS¹⁸-Regionen. Mit Hilfe der NUTS Ländercodes werden in der Europäischen Union alle Länder in regionale Gebiete gegliedert und unterteilt. Hierbei gibt es bis zu drei Ebenen, die die jeweiligen Länder, über die Bundesebene bis hin zu regionalen Bezirken und Gemeinden, aufgliedert. Für die Zuordnung der einzelnen NUTS-Regionen wurden die von EUROSTAT zur Verfügung gestellten Referenztabellen verwendet. In diesen Tabellen werden die NUTS-Ebenen den entsprechenden Postleitzahlen aller EU-28 sowie EFTA¹⁹ Länder zugeordnet. (Eurostat, 2018k) Um mit Hilfe der vorhandenen GPS-Koordinaten die benötigten Postleitzahlen aller Länder ausfindig machen zu können, wurde nun wieder die Google Sheets Umgebung und das zugehörige Google Maps PlugIn verwendet. Mit Hilfe von MATLAB, wurden nun allen Kraftwerken in Abhängigkeit der Postleitzahl die jeweiligen NUTS-Regionen je nach Verfügbarkeit, zugeordnet. Die erstellte Referenzdatenbank der einzelnen NUTS-Regionen wurde auch im Zuge der Szenarien-Modellierung in Kapitel 7.1 verwendet.

6.5 Verbrauch

Ein weiterer wichtiger Bestandteil sind neben den installierten Leistungen, auch der Verbrauch sowie die Verbrauchsentwicklung der letzten zehn Jahre. In ATLANTIS sind für jedes Land die stundenweisen Lastprofile für ein ganzes Jahr hinterlegt. Im Zuge der Ist-Stand-Analyse und der späteren Szenarienmodellierung wurden die Verbrauchsdaten auch aktualisiert. Neben den bereits in ATLANTIS integrierten Ländern aus Tabelle 2, wurden die Verbrauchsdaten folgender Länder zusätzlich hinzugefügt: Finnland, Norwegen, Schweden, England, sowie Irland. Obwohl diese Länder noch nicht vollständig im ATLANTIS System integriert sind, wurden die Verbrauchsdaten dennoch im Zuge der Ist-Stand-Analyse bereits mit eingepflegt.

¹⁸ Nomenclature des unités territoriales statistiques

¹⁹ European Free Trade Association (Island,Liechtenstein,Norwegen,Schweiz)

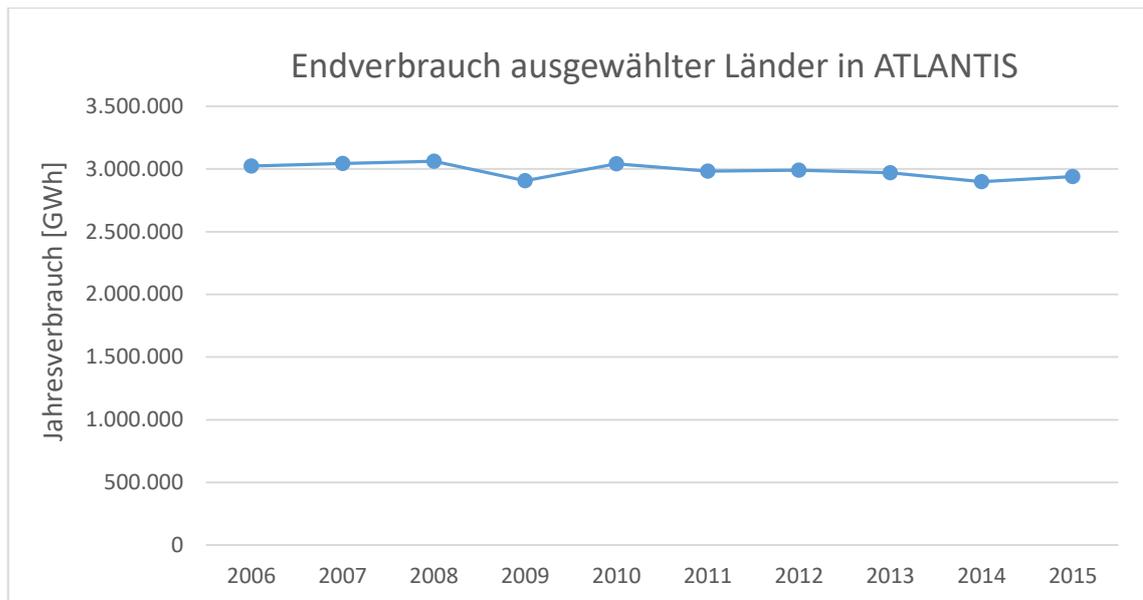


Abbildung 50: Jahresverbrauch ausgewählter Länder in ATLANTIS (IEA, 2018c)

In Abbildung 50 ist der jährliche Verbrauch aller in ATLANTIS hinzugefügten Länder dargestellt (alle Länder aus Tabelle 2 inklusive Finnland, Norwegen, Schweden, England und Irland). Der Einfluss der Finanzkrise auf den Stromverbrauch im Jahr 2008, sowie der Anstieg im Verbrauch seit dem Jahr 2014 sind gut erkennbar. Die Gründe hierfür wurden bereits in Kapitel 3.4 erwähnt. Es wurden Verbrauchsdaten vom Jahr 2006 bis zum Ende des Jahres 2015 verwendet. (Aktuelle Datenlage des IEA Statistiktools zum Zeitpunkt an dem diese Arbeit erstellt wurde)

Da die stundenweisen Lastprofile für jedes Land genau 8760 Zeileneinträge in Microsoft Excel voraussetzen²⁰ und die Anzahl an Daten bei über 32 Ländern bereits für das erste Simulationsjahr (2006) enorm steigt, wird der stundenweise Jahresgang pro Land nur für das erste Simulationsjahr in ATLANTIS eingepflegt und danach der jährliche Verbrauchszuwachs in Prozent angegeben. Die Daten für den jeweiligen Endverbrauch²¹ eines Landes wurden dem Statistiktool der International Energy Agency entnommen. (IEA, 2018c)

²⁰ 1 Jahr entspricht = 8760 Stunden

²¹ Verbrauch ohne Übertragungsverluste, Transformationsverluste, Eigenbedarf etc.

6.6 Zusammenfassung

Abbildung 51 gibt nun einen Überblick über die schlussendlich hinzugefügten sowie entfernten NGC's im Vergleich zur alten ATLANTIS Datenbank bis zum Jahr 2016. Vor allem im Bereich der Photovoltaik gab es einen größeren Zubau, als es im bisherigen ATLANTIS Szenario angenommen wurde. Die überschüssigen Kapazitäten ließen sich vor allem auf thermische Kraftwerke und Onshore Windkraftwerke reduzieren.

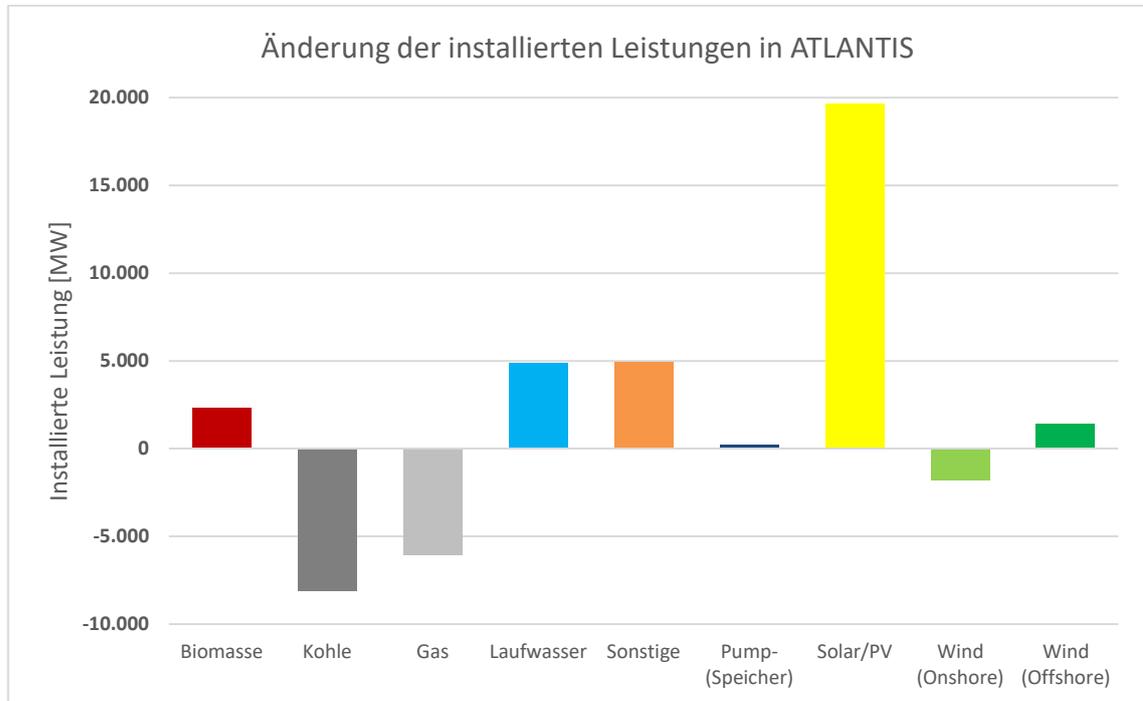


Abbildung 51: Überblick über die hinzugefügten/entfernten Leistungen bis zum Jahr 2016

Zusammenfassend wurden nun, verglichen mit der alten ATLANTIS Datenbank, bis zum Jahr 2016 im Zuge der Ist-Stand-Analyse für die in Tabelle 2 dargestellten Länder insgesamt **33.363 MW** an Nettoerzeugungskapazitäten hinzugefügt, sowie **16.066 MW** an Nettoerzeugungskapazitäten entfernt. Das Simulationsprogramm ATLANTIS verfügt zum Jahr 2016 somit **861.005 MW** an installierter Kraftwerksleistung (Netto). Insgesamt wurden somit rund 50.000 MW an installierten Kraftwerksleistungen in der ATLANTIS Umgebung neu verteilt.

7 Szenarien-Modellierung

Insgesamt wurden 26 Länder analysiert und in weiterer Folge in ATLANTIS modelliert und simuliert. Da ein bereits vorhandenes Modell der jeweiligen elektrizitätswirtschaftlichen Infrastruktur Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Simulation ist, wurden nur Länder betrachtet, welche in ATLANTIS bereits implementiert sind. Jene Länder, für welche die Zukunftsszenarien in ATLANTIS modelliert wurden, sind in Abbildung 52 gelb hervorgehoben und entsprechen denselben Ländern die im Zuge der Ist-Stand-Analyse aktualisiert wurden.



Abbildung 52: In ATLANTIS modellierte Länder

Die gelb markierten Länder sind allesamt Teil des *Europäischen Verbundsystems (EV)* (siehe Abbildung 21).

Bei der Modellierung des jeweiligen Szenarios wurden für jedes Land folgende Parameter berücksichtigt:

- Aufbringungssektor (Nettoerzeugungskapazitäten nach Kraftwerkstyp)
- Verbraucherseite (jährlicher Verbrauchszuwachs)
- Brennstoffpreise sowie Preise für CO₂ Zertifikate

Die Datensätze zu den jeweiligen Parametern sind öffentlich zugänglich und stammen vom TYNDP 2018. (ENTSO-E, 2018b)

Zur Modellierung der verschiedenen Kraftwerksentwicklungsszenarien wurde hauptsächlich MATLAB verwendet.

7.1 Nettoerzeugungskapazitäten

Im Folgenden wird beschrieben, wie die unterschiedlichen Szenarien in Bezug auf die installierten Leistungen modelliert wurden. Für jedes Szenario müssen die entsprechenden Kraftwerke abhängig vom jeweiligen Typ gebaut werden. Die Funktion der Szenarienmodellierung wird anhand des Szenarios Sustainable Transition erklärt. Das im Folgenden beschriebene Szenarienerstellungstool (SZT) wurde allerdings so konzipiert, dass damit auch andere Szenarien erstellt werden können, solange die nötigen Input-Parameter vorhanden sind.

7.1.1 Allgemein

Es gilt ein Modell für ein mögliches Kraftwerksentwicklungsszenario zu erstellen, welches die Nettoerzeugungskapazitäten so realitätsnah wie möglich, anhand der gegebenen Inputparameter modelliert, sodass in weiterer Folge mit Hilfe von ATLANTIS eine Simulation durchgeführt werden kann. Dies soll für 26 europäische Länder, welche alle Teil des europäischen Verbundsystems sind, geschehen. Die installierten Leistungen müssen für jedes Land, in Abhängigkeit des jeweiligen Kraftwerkstyps, aufgeteilt werden.

Zweck des SZT ist es, die installierten Leistungen welche in der ATLANTIS Datenbank eingetragen sind, abhängig von Start und Endjahr des Zukunftsszenarios, mit den installierten Leistungen des jeweiligen Szenarios zu vergleichen und in weiterer Folge Kraftwerke hinzuzufügen oder zu entfernen. Dies geschieht unter Einhaltung von vorher definierten Grenzen und Parametern, welche im weiteren Verlauf besprochen werden. Auf eine grafische Oberfläche wurde verzichtet, da das SZT als notwendiges Nebenprodukt dieser Arbeit entstanden ist.

Es werden jedem Kraftwerk, welches in der ATLANTIS Datenbank eingetragen ist, bis zu 38 Parameter zugeordnet. Diese unterscheiden sich in Abhängigkeit von Primärenergieträger, Land, regionaler Zuordnung etc. Von diesen 38 Parametern gibt es 19 Parameter, welche definiert sein müssen, damit eine Simulation überhaupt erst möglich ist. (IEE, 2018)

Ein händisches generieren der Daten wäre hier nicht zielführend, da in den verwendeten Zukunftsszenarien nahezu der ganze europäische Kraftwerkspark umgebaut werden muss. Wie bereits erwähnt, werden die Szenarien bis zum Jahr 2040 erstellt. Dem Start- und Endjahr, sowie den gewählten NGC's in Abhängigkeit von Kraftwerkstyp und Land, sind in Bezug auf das Szenarienerstellungstool jedoch keine Grenzen gesetzt. Das SZT wurde ausschließlich in MATLAB programmiert und arbeitet in Kombination mit Microsoft Excel.

Das in Abbildung 53 dargestellte Blockdiagramm gibt einen schematischen Überblick über die wesentlichen Input/Output Parameter des Szenarienerstellungstools.

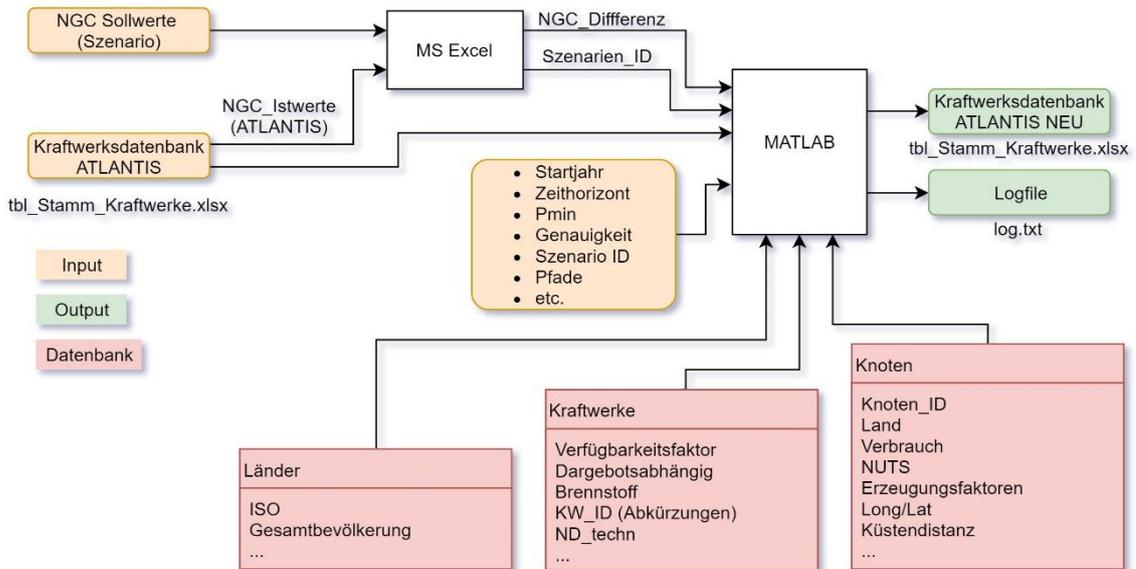


Abbildung 53: Blockdiagramm Szenarienerstellungstool

All jene Parameter welche als Inputparameter definiert wurden, sind in Abbildung 53 in orange hervorgehoben. All jene Parameter, welche als Outputparameter definiert wurden, sind in grün hervorgehoben. Einzelne Datenbanken sind rot hervorgehoben. Die einzelnen Input-/Outputparameter werden im Folgenden kurz beschrieben.

7.1.2 Input

Im Folgenden werden die Inputparameter die notwendig sind, um ein Szenario automatisiert erstellen zu können, kurz beschrieben. Die Parameter für die Matlabumgebung sind mit sogenannten Default²² Werten bereits vorgegeben, können allerdings beliebig verändert werden.

- Kraftwerksdatenbank ATLANTIS:**
 Hier sind alle Kraftwerke und deren Parameter hinterlegt. Die Datenbank umfasst über 20.000 Kraftwerke und wird als Excel File eingelesen. (tbl_Stamm_Kraftwerke.xlsx)
- NGC Sollwerte (Szenario)**
 Hier sind für jedes Land und jeden Kraftwerkstyp die NGC's für ein beliebiges Jahr hinterlegt. Angenommen man geht davon aus, dass in Österreich im Jahr 2030 eine installierte Kraftwerksleistung von 5.000 MW für den Kraftwerkstyp PV installiert sein wird, so wird dies für das jeweilige Land und dessen ISO-Code in einer Tabelle hinterlegt.²³
- Startjahr**
 Ist jenes Jahr, in der das jeweilige Szenario seinen Ursprung hat. (Zum Beispiel 2017)

²² Voreingestellte Standardwerte

²³ Es gilt zu beachten, dass die Nettoerzeugungskapazitäten immer in MW angegeben werden.

- **Zeithorizont**
Gibt die Dauer des Modells an. Verwendet man wieder das Beispiel für die installierte Leistung vom Kraftwerkstyp Laufwasser für das Jahr 2030 in Österreich und wählt das Startjahr mit 2017, so ergibt sich ein Zeithorizont von 14 Jahren.
- **Pmin**
Mindestleistung pro hinzugefügter Kraftwerkseinheit in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp. Für weitere Details siehe Kapitel 7.1.5 Tabelle 5.
- **Genauigkeit**
Gibt den minimalen Wert der Differenz zwischen der ATLANTIS Umgebung und den Szenariodaten an, ab dem ein Zubau oder eine Außerbetriebnahme von Kraftwerken vorgenommen werden soll.
- **Szenario ID**
Mit Hilfe der Szenario ID wird definiert, für welche Szenarien eine neue Kraftwerksdatenbank erstellt werden soll.
- **Pfade**
Dieser Parameter gibt an, auf welche Kraftwerksdatenbank zugegriffen werden soll und wo die Outputparameter gespeichert werden sollen.
- **NGC Istwerte (ATLANTIS)** sind Teil der Kraftwerksdatenbank und beinhalten für jedes Jahr die installierte Leistung in Abhängigkeit von Land und Typ.
- **NGC_Differenz** beschreibt die Differenz zwischen Ist- und Sollwerten.
- Die **Szenarien_ID** beinhaltet die zu den jeweiligen generierten Differenzleistungen eine vom jeweiligen Szenario abhängige Zuordnung. Dies ist notwendig, da auch mehrere Szenarien pro Durchlauf generiert werden können und somit eine eindeutige Zuordnung vorhanden sein muss.

7.1.3 Output

Nach dem Durchlauf wurden die installierten Leistungen, beginnend mit dem definierten Startjahr, über den gesamten Zeithorizont sukzessive hinzugefügt oder entfernt. Am Ende des Durchlaufs gibt es zwei Output Files.

- **Kraftwerksdatenbank ATLANTIS neu**
Die Kraftwerksdatenbank *tbl_Stamm_Kraftwerke.xlsx* wurde nun soweit modifiziert, sodass die NGC's in der Datenbank dem jeweiligen Szenario entsprechen. Die installierten Leistungen außerhalb des Zeithorizonts des Szenarios bleiben unverändert. Das Ausgabefile enthält je nach Namen zusätzlich noch eine entsprechende Szenario ID, sowie das Endjahr des Szenarios.
Beispiel: (tbl_Stamm_Kraftwerke_ST_2030.xlsx)

- **Log File**

Da im Zuge der Szenarienintegration tiefgreifende Veränderungen in der ATLANTIS Datenbank vorgenommen werden, werden die wichtigsten Prozesse und gesetzten Parameter mit Hilfe eines Logfiles dokumentiert und gespeichert
Beispiel: (ST_2030_03Oct2018_211205_log.txt)

7.1.4 Datenbanken

Alle weiteren notwendigen Inputparameter, welche nichts mit dem entsprechenden Szenario per se zu tun haben und Kraftwerks- oder Länderspezifisch sind, sind in Form von mehreren Datenbanken als so genannte Default Werte in Matlab hinterlegt worden und können beliebig verändert werden. Hierzu zählen Kraftwerksknoten, Erzeugungsfaktoren, Mindestleistungen pro Kraftwerkseinheit, NUTS-Einheiten, GPS-Daten, Brennstoffe, Faktoren zur Brutto/Netto Umrechnung von Leistungen, und noch viele weitere Parameter.

7.1.5 Kraftwerke hinzufügen

Das Grundprinzip beim Hinzufügen der Kraftwerke ist ähnlich wie in Kapitel 6.2. Da die hinzugefügten Kraftwerke nun ausschließlich Szenariokraftwerke sind, kann das Hinzufügen der Einheiten vollautomatisiert durchgeführt werden. Aufgrund der enormen Datenmenge gab es auch einige Adaptionen um die Gesamtzahl der neu gebauten Kraftwerke für die ATLANTIS Datenbank so gering wie möglich zu halten. Dies führt vor allem in der späteren Simulation zu einer besseren Performance in Bezug auf die Simulationsdauer.

Für den Großteil der Kraftwerkstypen wurde auch hier wieder das Prinzip der Aufteilung nach Knoten oder nach bereits bestehenden Kraftwerksstandorten durchgeführt. Bei der Aufteilung auf alle Knoten wurde der im jeweiligen Knoten hinterlegte Verbrauch im Verhältnis zum Gesamtverbrauch berücksichtigt und die installierte Leistung dementsprechend gewichtet. Bei der Aufteilung auf bestehende Kraftwerke wurde die vorhandene installierte Leistung im Verhältnis zur gesamten installierten Leistung des jeweiligen Kraftwerkstypen im jeweiligen Land berücksichtigt.

Um ein besseres Abbild der Realität zu bekommen und gleichzeitig die Anzahl der Kraftwerke zu begrenzen, wurde für alle Kraftwerkstypen eine Mindestleistung je Kraftwerkseinheit definiert. Diese Leistung ist variabel und kann nach Belieben verändert werden.

In Tabelle 5 sind die jeweiligen Mindestleistungen je gebauter Kraftwerkseinheit zu sehen.

Type	P_{min} [MW]
<i>Steinkohle</i>	100
<i>Braunkohle</i>	100
<i>Gas</i>	100
<i>Nuklear</i>	200
<i>Öl</i>	10
<i>Biomasse</i>	10
<i>Sonstige EE</i>	10
<i>PV/Solar</i>	5
<i>Wind Onshore</i>	10
<i>Wind Offshore</i>	10
<i>Sonstige fossile</i>	10
<i>Laufwasser</i>	20
<i>Pumpspeicher</i>	200
<i>Speicher</i>	200

Tabelle 5: Gewählte Mindestleistung je Kraftwerkseinheit und Kraftwerkstyp

Die Kraftwerkstypen Steinkohle, Gas, Nuklear, Öl, Biomasse, Sonstige EE, PV/Solar, Wind Onshore und Sonstige fossile wurden auf alle Knoten aufgeteilt. Hierzu gilt es zu erwähnen, dass sich der Großteil an hinzugefügten Kraftwerksleistungen auf die Kraftwerkstypen PV/Solar, Wind Onshore/Offshore sowie Laufwasser, Pumpspeicher und Speicher beschränkt. Für die Kraftwerkstypen Steinkohle, Braunkohle, Gas, Nuklear und Öl gab es bis auf einige wenige Ausnahmen (Gas), keinen Zubau. (siehe Kapitel 8 Simulation und Bewertung der Ergebnisse)

Zusätzlich wurden die neuen Kraftwerkseinheiten gestaffelt in Betrieb genommen. Geht man davon aus, dass sich die installierte Kraftwerksleistung für einen bestimmten Kraftwerkstyp bis zum Jahr 2025 um 5.000 MW erhöht, so wurden in diesem Fall, vom Jahr 2017 bis zum Jahr 2025, jedes Jahr kontinuierlich Kraftwerke in Betrieb genommen. Diese Staffelung wurde zusätzlich auf die jeweiligen Knoten erweitert. Dies bedeutet, dass die Kraftwerke nach und nach an unterschiedlichen Knoten pro Land gleichmäßig verteilt in Betrieb gehen.

Wie in Kapitel 6.2 bereits erwähnt, spielt vor allem bei Kraftwerken mit dem Primärenergieträger Wasser, die geographische Lage eine besondere Rolle. Aus diesem Grund wurden die Szenariokraftwerke auch hier wieder nur dort hinzugefügt, wo bereits Wasserkraftwerke stationiert sind. Dasselbe Prinzip wurde für Braunkohle angewendet. Grund hierfür sind die in ATLANTIS hinterlegten Brennstoffpreise. Im Unterschied zu den restlichen Kraftwerkstypen, gibt es für den Brennstoff Braunkohle in ATLANTIS eine sehr umfangreiche Datenbank. Für diesen Kraftwerkstyp sind die Brennstoffpreise nicht nur länderspezifisch, sondern in weiterer Folge auch regional verteilt.

Hauptgrund hierfür ist vor allem die Tatsache, dass Braunkohle aufgrund ihres hohen Wassergehaltes nicht sehr weit transportiert werden kann. Dies führt dazu, dass Braunkohlekraftwerke meist relativ nahe am entsprechenden Abbaugelände positioniert sind und sich die Braunkohlepreise somit regional unterscheiden. Meist befindet sich das Abbaugelände zusätzlich in Besitz des jeweiligen Energieversorgungskonzerns. (Kischko, 2018)

Offshore Windkraftwerke wurden auch hier wieder gesondert behandelt. Da es in den Zukunftsszenarien bis zum Jahr 2040 in den meisten Küstenländern zu beachtlichen Zubauten kommen soll und bestehende Referenzkraftwerke in ATLANTIS nur bedingt für alle Länder vorhanden sind, wurde entschieden die zusätzlichen Leistungen auf Knoten in Küstennähe aufzuteilen. Hierbei wurden nur folgende Knoten für die Einspeisung der Kraftwerksleistung ausgewählt, welche sich nicht weiter als 50 km von der Küste entfernt befinden. Abbildung 54 gibt einen Überblick über die Knoten welche zur Einspeisung der Offshore Kraftwerke verwendet wurden, vorausgesetzt ein Zubau von Offshore Kraftwerken ist für das jeweilige Land vorgesehen.



Abbildung 54: Knoten zur Einspeisung von Offshore Windkraftwerken

Die installierten Leistungen wurden auch hier wieder in Abhängigkeit des jeweiligen Knotenverbrauchs aufgeteilt. Zur anteiligen Gewichtung der einzelnen Knoten wurde für den Gesamtverbrauch jedoch nur die Summe der küstennahen Knoten des jeweiligen Landes gebildet. Es gilt zu erwähnen, dass sich der Großteil der hinzugefügten Leistungen der Typs Wind (Offshore) auf die Länder Polen, Deutschland, Dänemark, Niederlande und Frankreich beschränkt, da vor allem im Bereich der Nord- und Ostsee das größte Windkraftpotential vorhanden ist.

7.1.6 Kraftwerke entfernen

Da bis zum Jahr 2040 nicht nur neue Kraftwerkskapazitäten hinzukommen, sondern auch Kraftwerke vom Netz gehen müssen, um die mit den jeweiligen Szenario einhergehenden Bedingungen erfüllen zu können (vor allem thermische Kraftwerke), war es notwendig eine Funktion zu programmieren welche die Kraftwerke in Abhängigkeit des Kraftwerktyps vom Netz nimmt.

Da es notwendig ist nur jene Kraftwerke außer Betrieb zu nehmen, deren Summe der zu entfernenden Leistung des Szenarios entspricht, ergeben sich hier je nach installierter Kraftwerksleistung und Anzahl der Kraftwerke, eine Vielzahl an unterschiedlichen Kombinationen. Zur Lösung dieser Problemstellung wurde die Methode der linearen Optimierung angewendet.

Grundprinzip der linearen Optimierung ist es, mit Hilfe eines entsprechenden Solvers²⁴ ein Minimum oder Maximum einer Zielfunktion zu finden und diese somit zu optimieren. Die zu minimierende Zielfunktion ist in Formel (1) zu sehen.

$$\min |e| = P_{entf} - \sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i \quad (1)$$

e... Leistungsdifferenz (Fehler)
P_{entf}... Zu entfernende Leistung
p_i... Leistung pro Kraftwerk
x_i... Optimierungsvariable
n ... Anzahl der Kraftwerke

Hierbei beschreibt P_{entf} jene installierte Gesamtleistung, welche aus der ATLANTIS Datenbank für das jeweilige Land und dessen Kraftwerkstyp bis zum jeweiligen Szenarioende (Startjahr + Zeithorizont) entfernt werden soll. Betrachtet man Abbildung 51 so ist P_{entf} in der Liste NGC_Differenz hinterlegt. Die Größe p_i beschreibt die Leistung eines einzelnen Kraftwerks, welches die Voraussetzungen für die Außerbetriebnahme erfüllt. Die Optimierungsvariable x_i ist jene Variable welche vom Solver verändert werden kann um die optimale Lösung zu finden. Mithilfe von x_i wird somit entschieden ob ein Kraftwerk außer Betrieb genommen wird oder nicht. Hierbei ist es essentiell, dass die Optimierungsvariable x_i als Boolesche Variable definiert wird und somit nur die Zustände 1 oder 0 annehmen kann. Wenn x_i = 1 annimmt so ist das Kraftwerk mit dem zugehörigen Index i eines jener Kraftwerke welches außer Betrieb genommen wird. Die Differenz zwischen der zu entfernenden Leistung P_{entf} und der Summe aller Leistungen p_i, multipliziert mit der entsprechenden Optimierungsvariablen x_i, entspricht der Abweichung vom Sollwert und wird somit als Fehler betitelt. Diesen Fehler gilt es nun in jedem Iterationsschritt soweit zu minimieren, sodass die Summe der Kraftwerke, welche außer Betrieb genommen werden sollen, schlussendlich so nah wie möglich an der zu entfernenden Leistung ist. Die zu entfernenden Kraftwerke wurden weiters im Verlauf des Zeithorizonts, Jahr für Jahr außer Betrieb genommen. Zusätzlich wurde darauf geachtet, die Betriebsdauer

²⁴ Lösungsalgorithmus der eine vorhandene Zielfunktion (Kostenfunktion) unter Zuhilfenahme von Optimierungsvariablen minimiert oder maximiert

jener Kraftwerke welche außer Betrieb gehen sollen, so hoch wie möglich zu halten und bei der jährlichen Außerbetriebnahme mit den ältesten Kraftwerken zu beginnen.

7.1.7 Zusammenfassung

In Abbildung 55 sind nun die hinzugefügten sowie entfernten Leistungen, verglichen mit dem alten ATLANTIS Szenario, für das Jahr 2030 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es im Vergleich zu den alten Szenariodaten aus der ATLANTIS Datenbank, zu einem vermehrten Zubau im Bereich der Photovoltaik gekommen ist. Weiters kommt es vor allem im Bereich der fossilen Brennstoffe zu zunehmenden Außerbetriebnahmen.

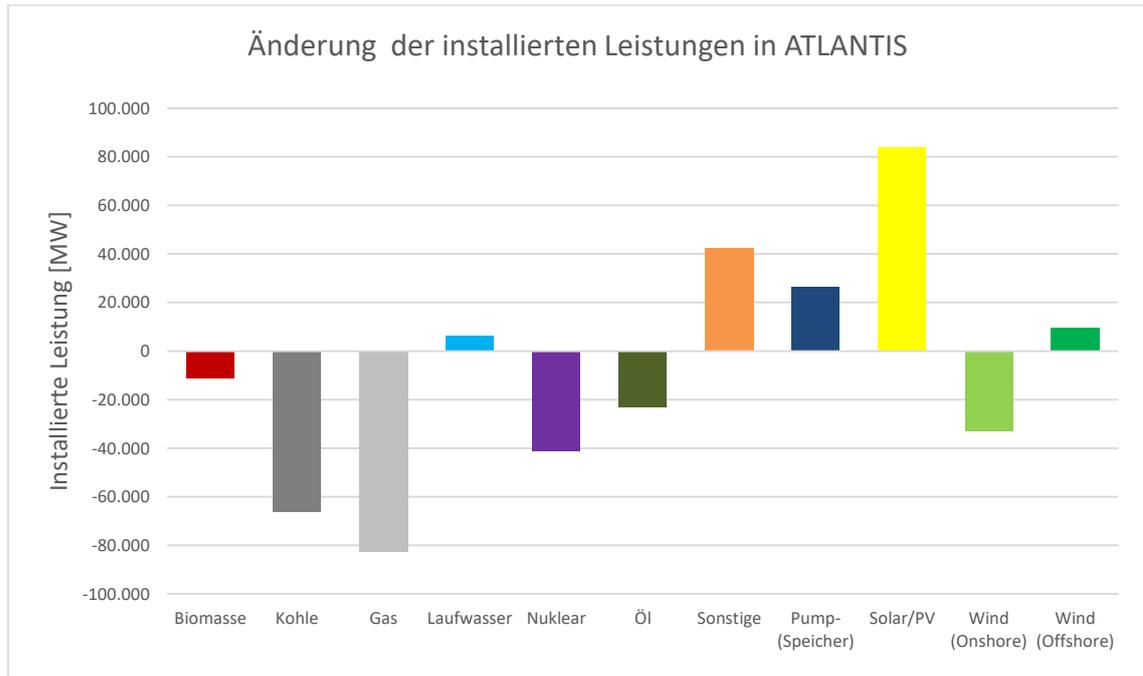


Abbildung 55: Überblick über die hinzugefügten/entfernten Leistungen bis zum Jahr 2030

Insgesamt wurden nun, verglichen mit der alten ATLANTIS Datenbank, bis zum Jahr 2030, **168.855 MW** zur Kraftwerksdatenbank hinzugefügt und **258.247 MW** entfernt. Die aktuelle Datenbank besitzt im Jahr 2030 für die 26 modellierten Länder eine installierte Leistung (Netto) von **1.067 GW**.

7.2 Verbraucherseite

Sofern nicht anders angegeben basiert der Inhalt des folgenden Kapitels auf dem Annex II Methodology Scenario Report der ENTSO-E. (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 25-30)

Neben den Nettoerzeugungskapazitäten spielt vor allem der Verbrauch eine zentrale Rolle, da er die zu produzierende Strommenge im gesamten Netz definiert. Hierzu stehen die Verbrauchsdaten für alle Länder der modellierten Regionen bis zum Jahr 2040 von Seiten der ENTSO-E zur Verfügung. Grundlage für den Verbrauch sind vor allem die von den Übertragungsnetzbetreiber an die ENTSO-E zur Verfügung gestellten Verbrauchsdaten für die Jahre 2020, 2025 sowie 2030. Tabelle 6 zeigt wie die jeweiligen Verbrauchsdaten in Abhängigkeit von Jahr und Szenario erstellt bzw. übernommen wurden.

Scenario	2030	2040
Sustainable Transition	TSO data collection	Forecast based on TSO data extrapolation
Global Climate Action	-	Average value of ST2040 and DG2040
Distributed Generation	Usage of Composite Index	Usage of Composite Index

Tabelle 6: Herkunft der Verbrauchsdaten in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 29)

Es ist zu sehen, dass die Verbrauchswerte beim Szenario Sustainable Transition für das Jahr 2030 auf den von den TSO's zur Verfügung gestellten Daten basieren. Für das Szenario Distributed Generation wurde ein sogenannter Composite Index (CI) verwendet. Grundlage hierfür bilden die Daten der TSO's. Allerdings werden mit Hilfe des CI die von den TSO's prognostizierten Verbrauchstrends für die Jahre 2020, 2025 und 2030 verstärkt bzw. gedämpft. Überlegung hierbei ist vor allem, dass Länder deren durchschnittlicher jährlicher Verbrauch unter dem Verbrauch des EU Durchschnitts ist, einen höheren Verbrauchszuwachs haben, als Länder deren Verbrauch über dem Durchschnitt ist.

Im Folgenden sind die von den TSO's zur Verfügung gestellten Daten zusammengefasst:

- Durchschnittlicher jährlicher Verbrauch (TWh) sowie jährliche Bedarfsspitzen (GW)
- Anzahl der elektrischen Fahrzeuge
- Anzahl elektrischer sowie Hybridwärmepumpen
- Neu auftretender Bedarf aus Industrie (Rechenzentren etc.)

Aus den jährlichen Bedarfswerten wurden von Seiten der ENTSO-E mit einem eigens konstruierten so genannten *load profile building tool* stundenweise Lastprofile erstellt.

Wie in Tabelle 6 zu sehen ist, wurden die Verbrauchsdaten für das Jahr 2040 beim Szenario Sustainable Transition mit Hilfe der von den TSO's zur Verfügung gestellten Daten extrapoliert. Für die Extrapolation wurden folgende Daten miteinberechnet:

- Wirtschaftswachstum
- Einfluss von Energieeffizienzmaßnahmen
- Neu auftretender Bedarf aus der Industrie (Rechenzentren etc.)
- Einfluss der Elektrifizierung im Transport
- Einfluss der Elektrifizierung im Heizungssektor

Die Wachstums bzw. Minderungsraten im Verbrauch wurden von 2025 bis zum Jahr 2040 extrapoliert. Der Grund warum nur die letzten fünf Jahre für die Extrapolation verwendet wurden liegt in der Tatsache, dass der prognostizierte Stromverbrauch bis zum Jahr 2025 steigt und der Verbrauchszuwachs danach abnimmt. Hauptgründe hierfür sind vor allem die steigende Energieeffizienz sowie eine moderate Zunahme im Bereich der E-Mobilität, sowie der elektrischen Wärmepumpen. Beim Szenario DG wurde für das Jahr 2040 wieder das Prinzip des Composite Index angewendet. Für das GCA Szenario wurde der Mittelwert aus dem ST und DG Szenario verwendet.

Weiters gilt es zu beachten, dass für die stundenweisen Lastprofile der Top-Down²⁵ Szenarien ein so genanntes re-scaling Verfahren angewendet wurde. Hierbei wurde der Lastgang des Bottom-Up²⁶ Szenarios *Sustainable Transition 2030* den jeweiligen Top-Down Szenarien entsprechend angepasst. Folgende Faktoren fließen in das re-scaling Verfahren mit ein und bestimmen somit den resultierenden stundenweisen Verbrauch:

- Energieeffizienzmaßnahmen
- Elektrofahrzeuge
- Elektrische sowie Hybridwärmepumpen
- Batteriespeicher
- Einfluss der Laststeuerung (Demand Side Response)
- Demografische, wirtschaftliche Wachstumsraten etc.

Weitere Details zur Datengrundlage sowie zu den beiden vorkommenden Szenariotypen (Bottom-Up/Top-Down) werden in Kapitel 7.4 behandelt.

Der resultierende Verbrauch bestehend aus den Verbrauchsdaten der Ist-Stand-Analyse sowie den Verbrauchsdaten aus dem Szenario Sustainable Transition (beinhaltet alle Länder dessen Verbrauchsdaten auch in Kapitel 6.5 verwendet wurden), ist nun in Abbildung 56 zu sehen. Es gilt zu beachten, dass der Verbrauch bis zum Jahr 2016 dem jeweiligen Endverbrauch des Kunden entspricht und somit keine Netzverluste etc. beinhaltet. Ab dem Jahr 2016 wird der gesamte Verbrauch in den jeweiligen Netzknoten abgebildet. Da wie in Kapitel 6.5 bereits erwähnt, die Verwendung mehrerer stundenweiser Lastprofile in der ATLANTIS Umgebung aufgrund des enormen Speicherbedarfs limitiert ist, werden für die Simulation wieder jährliche Zuwachsraten verwendet. Hierbei wird ausgehend von den generierten stundenweisen Lastprofilen der ENTSO-E, welche alle

²⁵ Szenarien bei denen die Daten der TSOs verändert wurden (siehe Kapitel 7.4, Tabelle 14)

²⁶ Szenarien welche auf Grundlage der Daten der TSOs basieren (siehe Kapitel 7.4, Tabelle 14)

zusätzlichen Verbraucher wie E-Mobilität, Wärmepumpen etc. enthalten, die Summe gebildet. Aus dem resultierenden jährlichen Verbrauch wurde nun wie in Kapitel 6.5 für jedes Land der entsprechende Verbrauchszuwachs berechnet und in die ATLANTIS Umgebung eingepflegt.

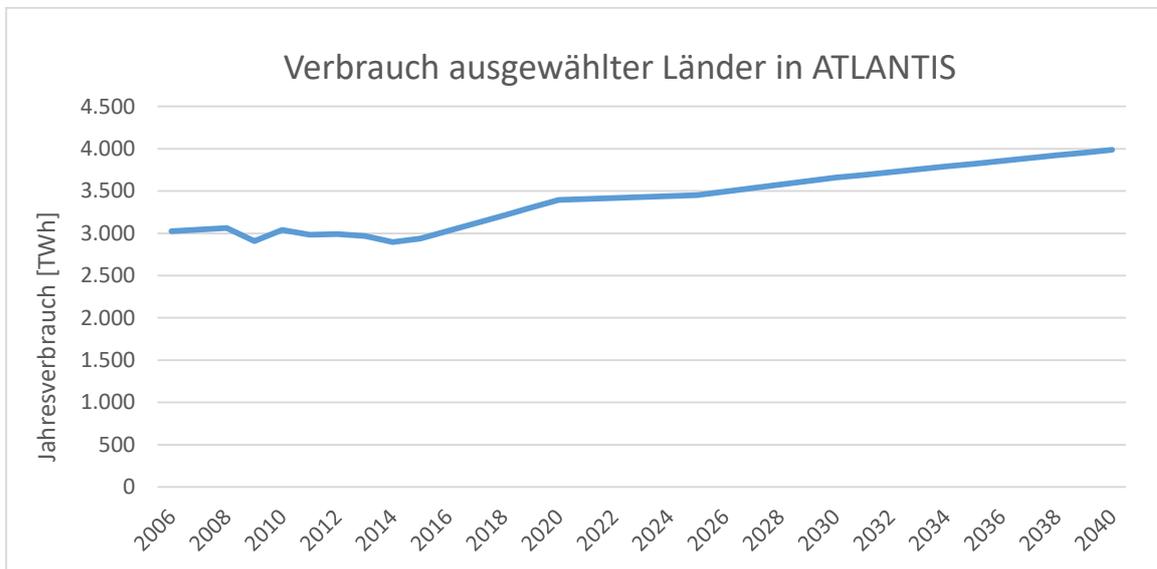


Abbildung 56: Verbrauch aller in ATLANTIS modellierten Länder (ST) (IEA, 2018c) (ENTSO-E, 2018b) (eigene Darstellung)

7.3 Brennstoffe

Wie in Kapitel 4.1.1 bereits erwähnt, bilden die Brennstoffpreise ein essentielles Kernelement in Bezug auf die Rentabilität eines Kraftwerkes. Der Preis des Brennstoffes ist neben den Preisen für Emissionszertifikaten ein essentieller Treiber für die Grenzkosten und somit verantwortlich für die Positionierung des Kraftwerkes in der Merit-Order. Aufgrund der Tatsache, dass die Brennstoffpreise globalen sowie regionalen Einflussfaktoren wie Politik, Wirtschaft, Kriege, Naturkatastrophen etc. (um nur einige wenige zu nennen) unterliegen, ist es vermutlich nahezu unmöglich akkurate Prognosen für die nächsten 10 bis 20 Jahre erstellen zu können. Dennoch versuchen sich internationale Experten der IEA Jahr für Jahr daran, unterschiedliche Prognosen in Abhängigkeit verschiedener Szenarien im Zuge des World Energy Outlooks zu erstellen.

Real terms (\$2015)	2015	New Policies Scenario			Current Policies Scenario			450 Scenario		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040
IEA crude oil (\$/barrel)	51	79	111	124	82	127	146	73	85	78
Natural gas (\$/MBtu)										
United States	2.6	4.1	5.4	6.9	4.3	5.9	7.9	3.9	4.8	5.4
European Union	7.0	7.1	10.3	11.5	7.3	11.1	13.0	6.9	9.4	9.9
China	9.7	9.2	11.6	12.1	9.5	12.5	13.9	8.6	10.4	10.5
Japan	10.3	9.6	11.9	12.4	9.9	13.0	14.4	9.0	10.8	10.9
Steam coal (\$/tonne)										
OECD average	64	72	83	87	74	91	100	66	64	57
United States	51	55	58	60	56	61	64	53	52	49
European Union	57	63	74	77	65	80	88	58	57	51
Coastal China	72	78	86	89	79	92	98	73	72	67
Japan	59	66	77	80	68	84	92	61	59	53

Notes: MBtu = million British thermal units. Gas prices are weighted averages expressed on a gross calorific-value basis. All prices are for bulk supplies exclusive of tax. The US price reflects the wholesale price prevailing on the domestic market. The China and European Union gas import prices reflect a balance of LNG and pipeline imports, while the Japan import price is solely LNG.

Tabelle 7: Brennstoffpreise in Abhängigkeit des Szenarios aus dem WEO 2016
(International Energy Agency, 2016, S. 45)

In Tabelle 7 sind die im WEO 2016 prognostizierten Brennstoffpreise in Abhängigkeit der jeweiligen Szenarien aus dem WEO 2016 zu sehen. Die drei Szenarien: New Policies, Current Policies sowie 450 Scenario wurden bereits in Kapitel 4 näher erläutert. Wie in Tabelle 7 zu sehen ist, liefert der WEO 2016 nur Prognosen für die Brennstoffpreise Rohöl, Erdgas sowie Kesselkohle (Steinkohle). Neben den Preisen für Brennstoffe wurden im WEO 2016 auch die durch den Ausstoß von Kohlenstoffdioxid entstehenden Kosten prognostiziert. Im Falle der Europäischen Union sind hier die auftretenden Kosten für Emissionszertifikate, welche aufgrund des EU-EHS anfallen, gemeint. Die Preise für den CO₂-Ausstoß sind in Tabelle 8 zu sehen.

\$2015 per tonne	Region	Sectors	2020	2030	2040
Current Policies Scenario	European Union	Power, industry, aviation	18	30	40
	Korea	Power, industry	18	30	40
New Policies Scenario	European Union	Power, industry, aviation	20	37	50
	Chile	Power	6	12	20
	Korea	Power, industry	20	37	50
	China	Power, industry	10	23	35
	South Africa	Power, industry	7	15	24
450 Scenario	United States, Canada, Japan, Korea, Australia, New Zealand	Power, industry	20	100	140
	European Union	Power, industry, aviation	20	100	140
	China, Russia, Brazil, South Africa	Power, industry	10	75	125

Tabelle 8: CO₂-Preise in Abhängigkeit des Szenarios aus dem WEO 2016 (International Energy Agency, 2016, S. 39)

Die Daten des World Energy Outlooks wurden als Grundlage für die Brennstoffpreise in den Szenarien der ENTSOE-E herangezogen.

Für die Preisbildung der restlichen Brennstoffe wurden seitens der ENTSO-E folgende Verfahren angewendet:

Kernenergie:

Der Brennstoffpreis für Kernenergie wird für den gesamten Zeithorizont der Szenarien als konstant angesehen. Grund hierfür ist die Tatsache, dass der Brennstoffpreis für Kernenergie vom Verhältnis aus Angebot und Nachfrage (weltweit) abhängt und der Einfluss der Inputparameter der Szenarien relativ gering auf die Preisbildung ist. Zur Preisbildung wurden Quellen verschiedenster Experten herangezogen und daraus ein Durchschnittspreis berechnet. (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b)

Braunkohle:

Da Braunkohle überwiegend lokal abgebaut und verbraucht wird, besteht wieder die Annahme eines konstanten Braunkohlepreises über den gesamten Zeitraum. Hierbei wurde wieder dasselbe Verfahren wie bei der Preisfindung der Kernenergie angewendet. Aus den Daten mehrere Experten wurden wieder Durchschnittswerte berechnet. (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b)

Ölschiefer:

Da Ölschiefer zurzeit nur in Estland präsent ist, bleibt der dortige Preis wieder konstant. (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b)

Biomasse/Biogas:

Aufgrund der fehlenden Preise für Biogas und Biomasse, wurden die bereits bestehenden Preise aus der ATLANTIS Datenbank übernommen.

Die Brennstoffpreise des WEO 2016 aus Tabelle 7 wurden seitens der ENTSO-E für die weiteren Berechnungen in GJ/€ umgerechnet. Für die Umrechnung der Energieeinheiten wurden von der IEA die benötigten Umrechnungsfaktoren bereitgestellt (siehe Tabelle 9)

General conversion factors for energy

Convert to:	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
From:	multiply by:				
TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.1868×10^4	10^7	1	3.968×10^7	11 630
MBtu	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3 412	1

Note: There is no generally accepted definition of boe; typically the conversion factors used vary from 7.15 to 7.40 boe per toe.

Tabelle 9: Umrechnungsfaktoren²⁷ (International Energy Agency, 2016, S. 640)

Weiters wurden neben den Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten auch die benötigten Wechselkurse zur Verfügung gestellt (siehe Tabelle 10). Hierfür wurde der jährliche Durchschnitt aus dem Jahr 2015 herangezogen.

Currency conversions

Exchange rates (2015 annual average)	1 US Dollar equals:
British Pound	0.65
Chinese Yuan	6.23
Euro	0.90
Indian Rupee	65.20
Indonesian Rupiah	13 435.88
Japanese Yen	121.04
Russian Ruble	60.70
South African Rand	12.75

Tabelle 10: Wechselkurse 2015 (International Energy Agency, 2016, S. 640)

Da die beiden Brennstoffarten Leichtöl und Schweröl im Zuge diverser Verarbeitungsverfahren ihren Ursprung im Rohöl haben, wurden für diese beiden im Kraftwerkssektor verwendeten Brennstoffarten wiederum Umrechnungsfaktoren verwendet. (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 10)

Die resultierenden Brennstoffpreise, welche im Zuge des TYNDP 2018 veröffentlicht wurden, sind nun in Abhängigkeit des jeweiligen ENTSO-E Szenarios in Tabelle 11 zu sehen.

²⁷ TJ.....Terajoule
Gcal...Gigacalorie
Mtoe...Million tonnes of oil equivalent
MBtu...Million British thermal units

Es gilt zu beachten, dass die Brennstoffpreise nicht ausschließlich vom WEO 2016 übernommen worden sind, sondern in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios der ENTSO-E an die vorgegebene Szenarienrichtung angepasst wurden. Die in Tabelle 11 dunkelgrau schattierten Felder sind jene Brennstoffpreise, welche vom WEO 2016 übernommen wurden, oder auf dessen Grundlage basieren und in weiterer Folge angepasst wurden. In den hellgrauen Spalten, welche sich unter der Preistabelle befinden, ist die Herkunft der Brennstoffpreise angegeben (z.B.: WEO 2016) und in weiterer Folge das jeweilige Szenario aus dem WEO (z.B.: New Policies). Weiters wird im hellgrauen Bereich unter der Preistabelle auch angegeben, ob etwaige Brennstoffpreise angepasst wurden.

		Fuel & CO ₂ prices								
Year	2020	2025	2025	2030	2030	2030	2040	2040	2040	
Scenario	Expected Progress	Coal Before Gas	Gas Before Coal	Sustainable Transition	EUCO	Distributed Generation	Sustainable Transition	Global Climate Action	Distributed Generation	
€/net GJ	Nuclear	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	
	Lignite	1,1	1,1	1,1	1,1	2,3	1,1	1,1	1,1	
	Hard coal	2,3	2,5	2,1	2,7	4,3	2,7	2,5	1,8	2,8
	Gas	6,1	7,4	7	8,8	6,9	8,8	5,5	8,4	9,8
	Light oil	15,5	18,7	15,5	21,8	20,5	21,8	17,1	15,3	24,4
	Heavy oil	12,7	15,3	12,7	17,9	14,6	17,9	14	12,6	20
	Oil shale	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
€/ton	CO ₂ price	18	25,7	54	84,3	27	50	45	126	80
	Main Fuel Price	WEO 2016	WEO 2016	WEO 2016	WEO 2016	Fuel Prices Provided by DG Energy	WEO 2016	WEO 2016	WEO 2016	WEO 2016
	Source	New Policies	New Policies	450	New Policies with Higher Carbon Price		New Policies with higher CO ₂	New Policies	450	New Policies with higher CO ₂
	(Rows shaded Grey)						Fuel Prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario"			

Tabelle 11: ENTSO-E Brennstoffpreise in Abhängigkeit des Szenarios (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 4)

Betrachtet man die Brennstoffpreise in Tabelle 11 so ist zu erkennen, dass die Preise bis zum Jahr 2025 den Preisen des Szenario New Policies entsprechen. Wie in Kapitel 4 bereits erwähnt, bildet das New Policies Szenario eine nicht ganz so konservative Entwicklung wie das Current Policies Szenario ab und bildet somit einen Mittelwert zwischen dem Current Policies und dem 450-Szenario. Das Sustainable Transition Szenario wurde ursprünglich als „Low Oil Price Scenario“, welches auf dem gleichnamigen Szenario aus dem WEO 2015 basiert, definiert. Nach der öffentlichen Konsultationsphase des ersten Entwurfs zum TYNDP 2018 (Draft Report) und dem dadurch entstandenen Feedback diverser Stakeholder, wurden die Brennstoffpreise des Szenarios Sustainable Transition 2030 aus dem New Policies Szenario des WEO 2016 übernommen. Weiters wurden die CO₂-Preise höher gesetzt, um in der Merit-Order Gas vor Kohle zu positionieren. Für das Jahr 2040 wurde das zuvor geplante Low Oil Price Szenario allerdings beibehalten. Hauptgrund hierfür war vor allem der bereits fertiggestellte „Identification of System Needs“ Report, welcher auf dem Low Oil Price Szenario basiert. (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 3)

Da die ATLANTIS Umgebung wiederum mit anderen Einheiten als die IEA und die ENTSO-E arbeitet, mussten die Brennstoffpreise abermals umgerechnet werden. Hierzu

wird der Preis in €/MWh benötigt. Zur Umrechnung von €/GJ zu €/MWh wurden wiederum die Faktoren aus Tabelle 9 verwendet. Betrachtet man die Umrechnungsfaktoren aus Tabelle 9, so gilt: 1 TJ \cong 0,2778 GWh. Im Falle von GJ und MWh gilt somit: 1 GJ \cong 0,2778 MWh. Da die Brennstoffe jedoch über den Europreis definiert werden, gilt in weiterer Folge: 1 €/GJ \cong 1 €/0,2778 MWh oder 1 €/GJ \cong 3,6 €/MWh. Die Brennstoffpreise der ENTSO-E wurden somit mit dem Faktor 3,6 multipliziert, um auf den entsprechenden Wert in €/MWh zu kommen. Da die ATLANTIS Umgebung bei den CO₂-Preisen auch mit €/ton arbeitet, konnten hier die CO₂-Preise direkt von den Daten der ENTSO-E übernommen werden. Die daraus resultierenden Brennstoffpreise, welche ATLANTIS konforme Einheiten besitzen, sind nun in Tabelle 12 abgebildet.

		Fuel & CO ₂ prices								
Year	2020	2025	2025	2030	2030	2030	2040	2040	2040	
Scenario	Expected Progress	Coal Before Gas	Gas Before Coal	Sustainable Transition	EUCO	Distributed Generation	Sustainable Transition	Global Climate Action	Distributed Generation	
€/MWh	Nuclear	169	169	169	169	169	169	169	169	
	Lignite	3,96	3,96	3,96	3,96	8,28	3,96	3,96	3,96	
	Hard coal	8,28	9,00	7,56	9,72	6,48	9,72	9,00	10,08	
	Gas	2196	26,64	25,20	3168	24,84	3168	19,80	30,24	35,28
	Light oil	55,80	67,32	55,80	78,48	73,80	78,48	61,56	55,08	87,84
	Heavy oil	45,72	55,08	45,72	64,44	52,56	64,44	50,40	45,36	72,00
	Oil shale	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
€/ton	CO ₂ price	18	25,7	54	84,3	27	50	45	126	80
	Main Fuel Price	WEO 2016	WEO2016	WEO 2016	WEO 2016		WEO 2016	WEO 2016	WEO 2016	WEO 2016
	Source	New Policies	New Policies	450	New Policies with Higher Carbon Price	Fuel Prices Provided by DG Energy	New Policies with higher CO2	New Policies	450	New Policies with higher CO2
	(Rows shaded Grey)						Fuel Prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario"			

Tabelle 12: ENTSO-E Brennstoffpreise für ATLANTIS (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 4) (eigene Darstellung)

Da die ATLANTIS Umgebung für jedes einzelne Land mehrere verschiedene Brennstoff Szenario ID's besitzt und die Brennstoffpreise auch jährlich hinterlegt sind, wurde eine Eingabemaske erstellt, welche in Abhängigkeit des ausgewählten Szenarios, sowie der bevorzugten Merit-Order, automatisch ein Excel Sheet generiert, welches von der ATLANTIS Umgebung eingelesen werden kann.

Tabelle 13 zeigt die Eingabemaske, um die A_Export_Stamm, welche Teil des tbl_Param_BrennstoffSzenarien.xlsx Files ist, zu generieren. Diese Eingabemaske kann für beliebige Brennstoffpreise verwendet werden. Weiters wurde das Tool so aufgebaut, dass im resultierenden Tabellenblatt die Brennstoffpreise bis zum Jahr 2016 aus der ATLANTIS Umgebung übernommen werden. Vom Jahr 2017 bis zum Jahr 2040 werden die Preise des jeweiligen Szenarios verwendet. Für den Zeitraum zwischen den Jahren 2020, 2025, 2030 und 2040 wird je nach Anfangs und Endwert eine lineare Zunahme oder Abnahme der Preise realisiert. Neben den Brennstoffpreisen wurden auch neue Brennstoff ID's sowie Brennstoff Szenarien ID's im tbl_Param_Brennstoffdef.xlsx hinzugefügt.

Wähle Szenario -->	
Brennstoffpreise werden in A_Export_Stamm generiert	
Merit Order	Gas Before Coal
Scenario	Sustainable Transition
<ul style="list-style-type: none"> EUCO Distributed Generation Sustainable Transition Global Climate Action 	

Tabelle 13: Eingabemaske zur Generierung der A_Export_Stamm für tbl_Param_BrennstoffSzenarien.xlsx

Abbildung 57 zeigt für das Szenario Sustainable Transition am Beispiel Deutschlands die resultierende Preisentwicklung diverser Brennstoffe, so wie sie für die spätere Simulation in ATLANTIS verwendet wurde.

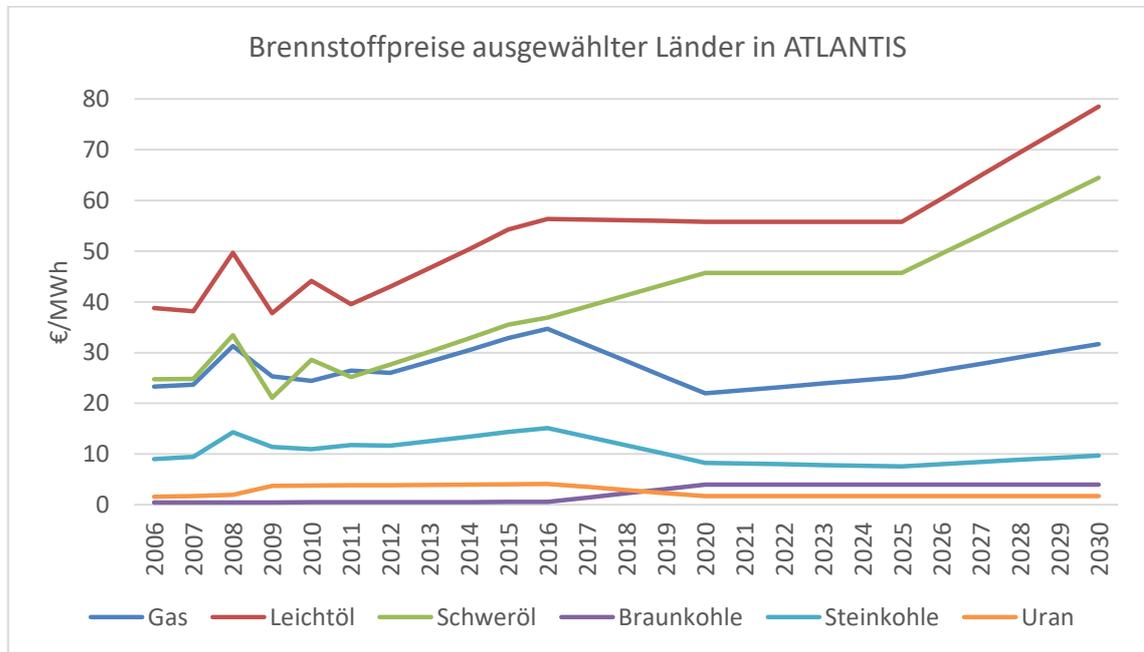


Abbildung 57: Brennstoffpreise in Deutschland (bis 2016 ATLANTIS /ab 2017 ENTSO-E) (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b)

Es gilt zu beachten, dass sich vor allem die Braunkohlepreise bis zum Jahr 2016 aufgrund des regionalen Abbaus unterscheiden können. Da von Seiten der IEA und der ENTSO-E nur europaweite Brennstoffpreise zur Verfügung gestellt wurden, sind die Brennstoffpreise ab dem Jahr 2017 für jeden Brennstofftyp und für jedes Jahr einheitlich.

Abbildung 58 zeigt die Preisentwicklung für Emissionszertifikate. Wie bereits erwähnt ist das europäische Emissionshandelssystem ein Haupttreiber für die zunehmende Dekarbonisierung in ganz Europa. Die Preise für CO₂-Zertifikate beginnen erst ab 2016 wieder langsam zu steigen. Nach anfänglichen Schwierigkeiten im Zuge der Einführung des Emissionshandelssystems wird nun ein stetiger Anstieg des Preises für Emissionszertifikate prognostiziert. Wie bereits erwähnt, wurde der CO₂-Preis im Szenario Sustainable

Transition etwas höher als im WEO prognostiziert angesetzt, um ab dem Jahr 2025 einen kontinuierlichen Merit-Order Switch von Kohle zu Gas zu gewährleisten.

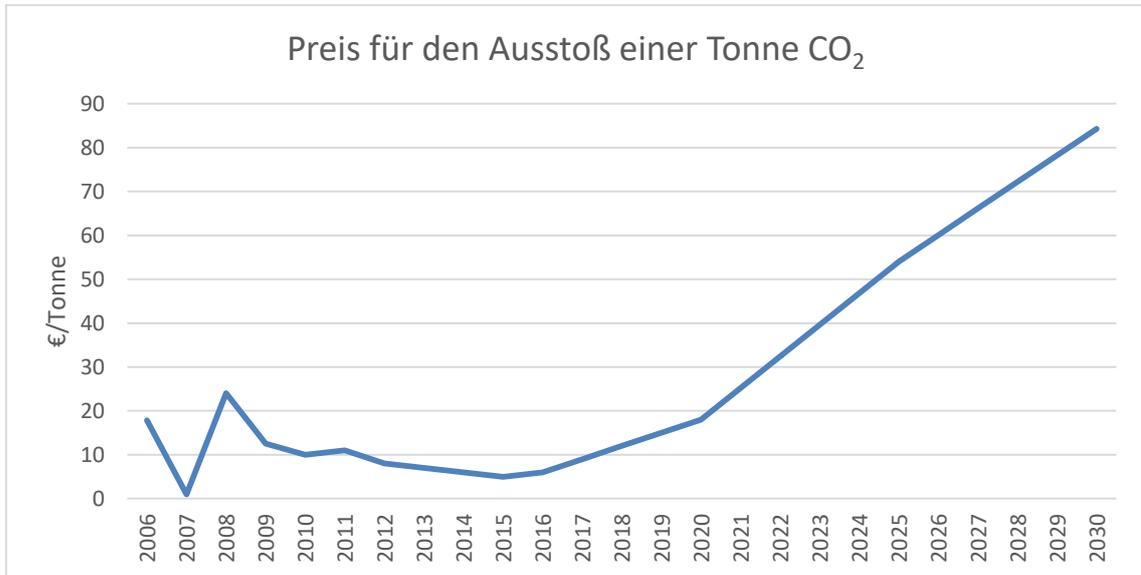


Abbildung 58: Preis für den Ausstoß einer Tonne CO₂ (bis 2016 ATLANTIS /ab 2017 ENTSO-E) (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b)

Es gilt zu beachten, dass ein realistischer Preis für ein Emissionszertifikat laut den Berechnungen des Fraunhofer Institutes für Solare Energiesysteme (siehe Kapitel 3.6) **aktuell** bei 70 € pro Tonne CO₂ liegen sollte. Betrachtet man nun die prognostizierten Preise für Emissionszertifikate, so ist zu erkennen, dass selbst die Zukunftsprognosen der IEA (siehe Tabelle 8), als auch die der ENTSO-E (siehe Tabelle 11), zum Teil noch immer weit unter dem berechneten Wert von 70 €/t CO₂ liegen.

7.4 Datengrundlage

Im Zuge des TYNDP 2018 und den damit einhergehenden Zukunftsszenarien, gibt es zwei Arten von Szenariotypen: Bottom Up Szenarien und Top Down Szenarien. Die Bottom Up Szenarien basieren auf den von den TSO's zur Verfügung gestellten Daten und definieren somit das jeweilige Szenario aufgrund der vorhandenen Datenlage. Diese Daten beinhalten:

- jährlicher Verbrauch
- Anzahl elektrischer Fahrzeuge und Wärmepumpen
- installierte Kraftwerkskapazitäten für Wind und Solar
- die aktuelle Anzahl von Kraftwerken
- mögliche Energiespeicher (Pumpspeicher etc.)
- nationale Trends (Entwicklung erneuerbarer Energien, BIP Wachstum und noch viele mehr)

Die Top Down Szenarien basieren zwar auch auf den Bottom Up Daten wurden allerdings je nach Szenario verändert. Hierfür wurden die Daten in Abhängigkeit verschiedener Regeln, wie Verbrauch, Brennstoffpreise, CO₂-Preise, Anteil an erneuerbaren Energien, entfernen von thermischen Kraftwerken usw. soweit verändert,

dass die Daten die jeweilige „Storyline“ des Szenarios widerspiegeln. (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 20,22,24)

Year	Name	Type	Derived from
2020	2020 Best Estimate Scenario	Bottom Up	Data collection among TSOs
2025	2025 Best Estimate Scenario Coal Before Gas	Bottom Up	Data collection among TSOs
2025	2025 Best Estimate Scenario Gas Before Coal	Bottom Up	Data collection among TSOs
2030	2030 Sustainable Transition	Bottom Up	Data collection among TSOs
2030	2030 Distributed Generation	Top Down	2030 Sustainable Transition
2030	2030 European Commission EUCO	Top Down	European Commission EUCO30
2040	2040 Sustainable Transition	Top Down	2030 Sustainable Transition
2040	2040 Distributed Generation	Top Down	2030 Distributed Generation
2040	2040 Global Climate Action	Top Down	2030 Sustainable Transition

Tabelle 14: Szenarien und deren zugehörige Szenariotypen (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 23)

In Tabelle 14 sind die Szenarien und deren entsprechenden Szenariotypen zu sehen. Die Szenarien Best Estimate sowie Sustainable Transition sind allesamt Bottom Up Szenarien und basieren somit fast ausschließlich auf den Daten der jeweiligen TSO's. Da die TSO's der jeweiligen Länder die nationalen Entwicklungen in Bezug auf die Elektrizitätswirtschaft und den Kraftwerkspark im jeweiligen Land aller Voraussicht nach am besten beurteilen und prognostizieren können, bietet das Szenario Sustainable Transition in Kombination mit den Best Estimates Szenarien einen wertigen Ausblick auf die Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks, bis zum Jahr 2030. Ab dem Jahr 2031 standen von Seiten der TSO's keine Daten mehr zur Verfügung. Hierzu wurden die entsprechenden Daten bis zum Jahr 2040 in Abhängigkeit der jeweiligen Storyline von Seiten der ENTSO-E extrapoliert.

8 Simulation und Bewertung der Ergebnisse

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die Funktion des Simulationsmodells ATLANTIS gegeben. In weiterer Folge werden die Ergebnisse der Simulation bewertet.

8.1 Simulationsmodell ATLANTIS

Das ATLANTIS Modell ist eine Simulationsumgebung mit welcher die gesamte europäische Elektrizitätswirtschaft vom Jahr 2006 bis zum Jahr 2050 modelliert und simuliert werden kann. Die Umgebung führt eine realwirtschaftliche, nominalwirtschaftliche sowie organisatorische Analyse der Elektrizitätswirtschaft durch und wurde seit dem Jahr 2002 aus den Disziplinen der Betriebswirtschaft, Volkswirtschaft, Energiewirtschaft, Elektrotechnik, Kraftwerkstechnik, Maschinenbau und noch vielen mehr, entwickelt. Das Grundlegende Konzept basiert auf einem „Bottom-Up“ Ansatz und ist somit von den in der Datenbank hinterlegten Inputparametern abhängig. Zu diesen Daten zählen über 24.000 bestehende und projektierte Kraftwerke in allen Ländern der zentraleuropäischen Verbundregion der ENTSO-E (CE), über 7.000 Leitungen und Transformatoren, über 4.000 Netzknoten, denen ein Verbrauch zugeordnet ist, sowie über 100 verschiedene Elektrizitätsunternehmen inklusive Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen (GuV). Weiteres besteht die Möglichkeit zum Stromhandel zwischen den Ländern. Hierzu sind für jedes Land die maximalen bilateralen Stromhandelskapazitäten hinterlegt (engl. NTC) (IEE, 2018a) (IEE, 2017)

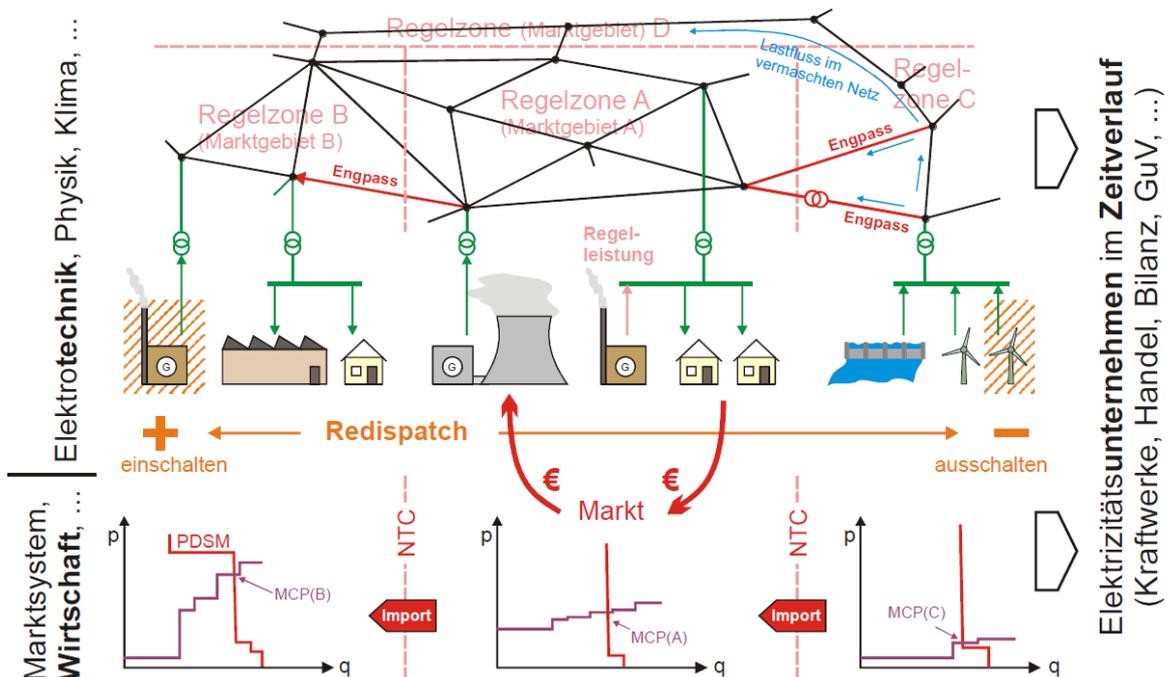


Abbildung 59: Überblick über das Simulationsmodell ATLANTIS (IEE, 2017, S. 13)

Abbildung 59 gibt einen schematischen Überblick über das ATLANTIS Modell. Hierbei wird zwischen physikalischen (oberer Bereich) und wirtschaftlichen (unterer Bereich) Komponenten differenziert. Die physikalischen Komponenten setzen sich aus Erzeu-

gung, Verteilung und Verbrauch zusammen, welche wiederum in unterschiedliche Gebiete wie Regelzonen/Marktgebiete unterteilt werden. In Abhängigkeit der jeweiligen Angebots- und Nachfragefunktionen entsteht so für jedes Marktgebiet ein entsprechender Marktpreis. Zwischen Marktgebieten mit unterschiedlichen Marktpreisen besteht die Möglichkeit des Stromhandels zwischen den Staaten. Dies führt in weiterer Folge zu einer Veränderung des Marktpreises. Am Ende eines jeden Jahres wird durch den Einsatz eines Unternehmensmodells die wirtschaftliche Entwicklung der implementierten Unternehmen analysiert. (IEE, 2017, S. 12) In Abbildung 60 ist der schematische Simulationsablauf der ATLANTIS Umgebung dargestellt. Basis der Simulation bildet die vorhandene Datenbank. Abhängig vom jeweiligen Szenario und dessen Inputparameter werden in weiterer Folge für jedes Jahr die Deckung der Jahreshöchstlast, monatliche Energiedeckungsrechnungen, Lastflussrechnungen sowie GuV, Bilanzen und CO₂-Emissionen berechnet.



Abbildung 60: Schematischer Simulationsablauf in ATLANTIS (IEE, 2018a)

Dies ermöglicht Untersuchungen von Themen wie die Entwicklung regionaler Strompreise, Netzinfrastruktur, Wirkungen von Power-Demand-Side-Management, Auswirkungen neuer Richtlinien, CO₂-Regulierungen etc. (IEE, 2018a) Für die Simulation des Stromhandels stehen mehrere Marktmodelle zur Auswahl:

Börsenmodell (Kupferplatte für Europa)

Der Market Clearing Price²⁸ (MCP) bildet sich durch die Angebots und Nachfragekurve aller europäischen Unternehmen und unterliegt keinen Marktrestriktionen. (IEE, 2017, S. 171)

²⁸ Preis des letzten Angebotes welches im Zuge der Merit-Order einen Zuschlag bekommt

Gesamtmarktmodell

Verfolgt einen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz in Abhängigkeit von Produktions-, Verbrauchs- und Übertragungsstruktur unter Ausschluss etwaiger Marktrestriktionen. (IEE, 2017, S. 176)

Zonenpreismodell

Verfolgt einen wohlfahrtsökonomischen Optimierungseinsatz. Für jeden Markt (Land) entsteht in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage sowie unter Berücksichtigung der jeweiligen NTC's eine eigene Preiszone und somit ein eigener MCP. Die einzelnen Preiszonen (Märkte) sind über die jeweiligen NTC's miteinander verbunden. In Abhängigkeit der NTC's und eines kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes kann es so zum Handel zwischen „billigeren“ und „teureren“ Preiszonen kommen. (IEE, 2017, S. 148)

Redispatch-Zonenpreismodell

Verfolgt einen kostenoptimierenden Ansatz in Abhängigkeit von Produktions-, Verbrauchs, Übertragungsstruktur sowie der ermittelten Nettostromexportmenge (in Abhängigkeit vom Zonenpreis). Weiters besteht die Möglichkeit von nationalen sowie internationalen Redispatchmaßnahmen. (IEE, 2017, S. 191)

In Abbildung 61 sind die in ATLANTIS hinterlegten Daten wie Leitungen, Kraftwerke, Netzknoten, Transformatoren etc. in visualisierter Form dargestellt. Die ATLANTIS Datenbank befindet sich in einem stetigen Entwicklungsprozess und beinhaltet bereits Länder welche sich außerhalb des CE Netzes befinden (Ägypten, Tunesien, Marokko).

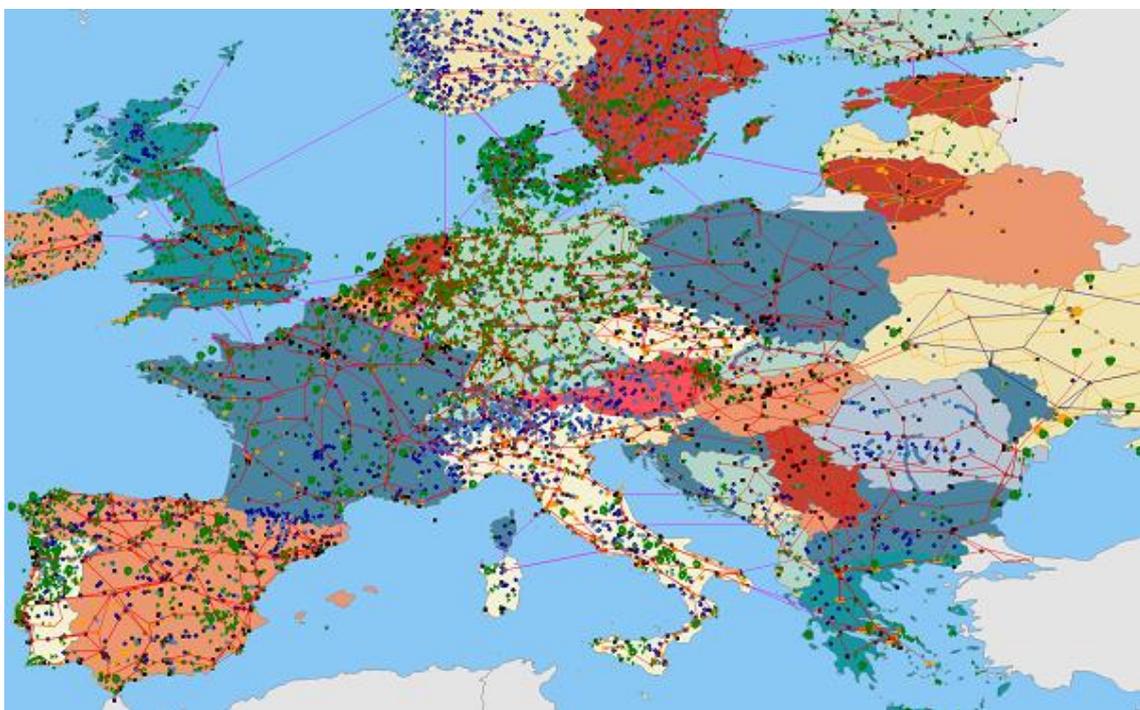


Abbildung 61: Grafische Darstellung des europäischen Übertragungsnetzes in der ATLANTIS Umgebung (IEE, 2018a)

Obwohl mit Hilfe des Szenarienerstellungstools die Möglichkeit besteht, für jedes beliebige Szenario eine Kraftwerksdatenbank mit den gewünschten Kraftwerkskapazitäten zu erstellen, wurde im Zuge der Simulation der Fokus auf ein einzelnes Szenario gerichtet. Grund hierfür ist vor allem der tiefgreifende Eingriff in die ATLANTIS Datenbank. Verändert man die Kraftwerkslandschaft, sowie Verbrauchs- und Brennstoffdaten für ein einzelnes Land, so kann dies aufgrund des detaillierten Modells des hochvernetzten europäischen Verbundsystems bereits zu gravierenden Auswirkungen führen. Dies beinhaltet sowohl den von ATLANTIS automatisch generierten Zubau von Gaskraftwerken, sollten die jeweiligen produzierten Energiemengen dem aktuellen Verbrauch im jeweiligen Netzknoten nicht gerecht werden können, als auch etwaige Probleme beim Lösen der unterschiedlichen Rechenmodelle. Es gilt zu beachten, dass die ATLANTIS Umgebung vor allem auf der mathematischen Grundlage zur Lösung von Optimierungsproblemen basiert. Sollte es hier bei der Maximierung oder Minimierung aufgrund der vorhandenen Inputparameter zu mathematisch nicht lösbaeren Problemen kommen, ist eine Auswertung der Simulation nicht zielführend, zumal die neu integrierte Kraftwerkslandschaft die Basis für weitere Simulationen des IEE bilden soll. Beachtet man nun, dass im Zuge dieser Arbeit vom Jahr 2006 bis zum Jahr 2030/2040 die Kraftwerkslandschaft, der Verbrauch, sowie die Brennstoffpreise von insgesamt 26 Ländern verändert wurden und dies mit einem tiefgreifenden Eingriff in die Datenbank der ATLANTIS Umgebung einhergeht, sind auftretende Probleme im Zuge des Simulationsbetriebes unumgänglich. Weiters gilt es zu beachten, dass jeder Simulationsdurchlauf des gesamten europäischen Verbundnetzes mehrere Tage in Anspruch nimmt. Dies führte dazu, bei der Problembehandlung und der schrittweisen Integration neuer Kraftwerksfiles äußerst gewissenhaft vorzugehen und im besten Fall bei jedem Update der Kraftwerksdatenbank nur geringfügige Änderungen vorzunehmen.

Betrachtet man die drei ENTSO-E Szenarien aus dem TYNDP 2018 ist zu erkennen, dass vor allem die beiden Szenarien Distributed Generation und Global Climate Action, „Top Down“ Szenarien sind und mit ihren speziellen Storylines äußerste herausfordernde Veränderungen in Bezug auf die europäische Kraftwerkslandschaft prognostizieren. (siehe Kapitel 7.4 sowie Kapitel 5). Da im Zuge dieser Arbeit neben einer möglichen Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks auch eine nachhaltige Szenarienintegration der ATLANTIS Datenbank als Grundlage zukünftiger IEE Simulationen im Fokus stand, wurde entschieden das Szenario Sustainable Transition, welches vor allem als Bottom Up Szenario auf Grundlage der Daten der jeweiligen TSO's realisiert wurde, für die ATLANTIS Integration zu verwenden. Es gilt weiters zu beachten, dass das Szenario Sustainable Transition in Bezug auf Brennstoff- sowie CO₂-Preise ursprünglich als „Low Oil Price Szenario“ gehandhabt wurde (siehe Kapitel 7.3). Da dieses Brennstoffszenario für den Zeitraum 2030 bis 2040 von Seiten der ENTSO-E beibehalten wurde, ist im Bereich der installierten Kraftwerkskapazitäten für den Zeitraum 2030 bis 2040 vermehrt mit Ölkraftwerken zur Spitzenlastdeckung zu rechnen. Da unter den Gesichtspunkten der EU-Energie und Klimaziele und einem anhaltenden Trend zur vollständigen Dekarbonisierung eine Umkehr in Richtung fossile Brennstoffe als äußerst unwahrscheinlich anzusehen ist, wird der Fokus in der Bewertung der Simulationsergebnisse überwiegend auf den Zeitraum 2006 bis 2030 gerichtet.

Es gilt zu beachten, dass in den Diagrammen der Auswertung, sofern nicht anders angegeben, unter dem Begriff „untersuchte Länder“ immer die Summe aller in ATLANTIS modellierten Länder aus Tabelle 2 sowie Abbildung 52 gemeint ist.

8.2 Installierte Leistungen

Zunächst gilt es die installierten Kraftwerkskapazitäten der in ATLANTIS modellierten Länder zu betrachten. In Abbildung 62 ist die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2030 abgebildet. Im Jahr 2030 beträgt die prognostizierte installierte Kraftwerksleistung der untersuchten Länder in Europa 1.067 GW. Im Vergleich hierzu betrug die installierte Leistung im Jahr 2006 lediglich rund 642 GW und im Jahr 2016 rund 861 GW. Dies entspricht einer Zunahme der installierten Kraftwerksleistung von rund 34 % bis zum Jahr 2016 sowie rund 66 % bis zum Jahr 2030 (2006 dient als Bezugsjahr). Somit wird davon ausgegangen, dass sich die gesamte installierte elektrische Leistung im zentraleuropäischen Verbundsystem bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 2006 um mehr als die Hälfte erhöht. Nimmt man das Jahr 2016 mit den aktuellsten Zahlen zu installierten Kraftwerksleistungen als Grundlage, so erhöht sich die Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2030 um rund 24 % und somit fast um ein Viertel.

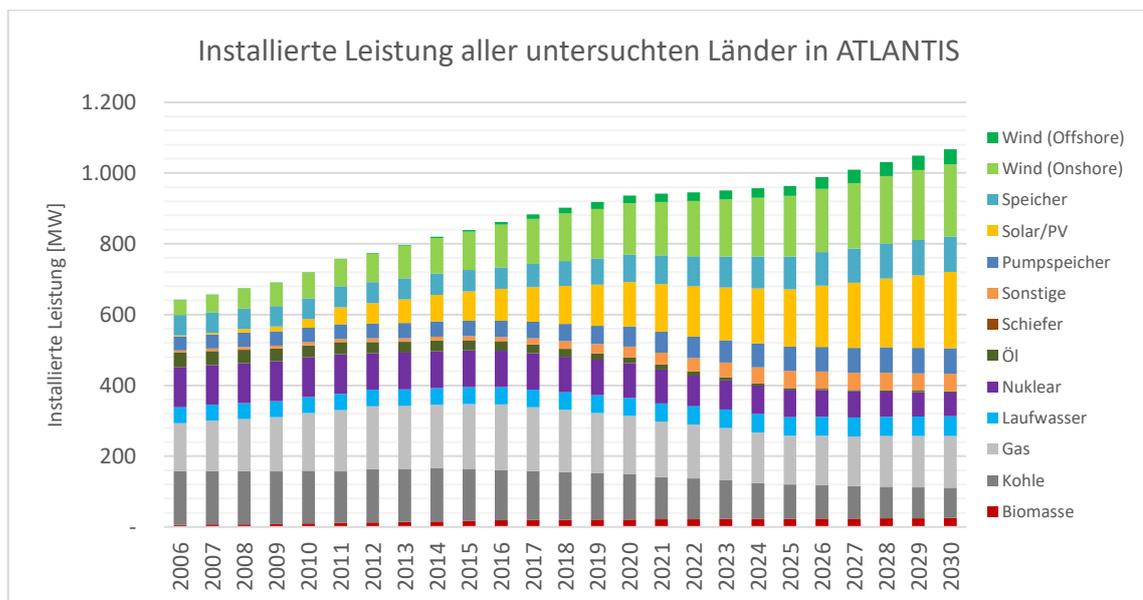


Abbildung 62: Installierte Kraftwerksleistungen aller untersuchten Länder in ATLANTIS

Betrachtet man die einzelnen Kraftwerkstypen so ist vor allem eine Zunahme von Kraftwerkskapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien zu erkennen. Allem voran spielen Windkraft sowie Photovoltaik eine zentrale Rolle im zukünftigen Kraftwerkspark. Auch im Bereich der Wasserkraft, sowie im Biomassesektor gibt es einen Zuwachs. Diese Entwicklung der erneuerbaren Energien ist vor allem für das Erreichen der EU-Energie- und Klimaziele unerlässlich. Im Bereich der Kraftwerke mit fossilen Energieträgern als Brennstoff, ist vor allem bei den Kohlekraftwerken ein stetiger Rückgang zu erkennen. Abbildung 63 zeigt den Anteil der jeweiligen Kraftwerkstypen am gesamten Kraftwerkspark. Hier ist der Rückgang im Bereich der Kohlekraftwerke sehr gut ersichtlich. Hauptgründe hierfür sind wie in Kapitel 5.1 bereits erwähnt, der zunehmende Wegfall von Kohlekraftwerken aufgrund des Kraftwerkalters, sowie eine stetige Zunahme

von Kosten aufgrund steigender Preise von Brennstoffen und Emissionszertifikaten. Der Anteil von Gaskraftwerken nimmt ab dem Jahr 2016 leicht ab und stagniert dann bis zum Jahr 2030.

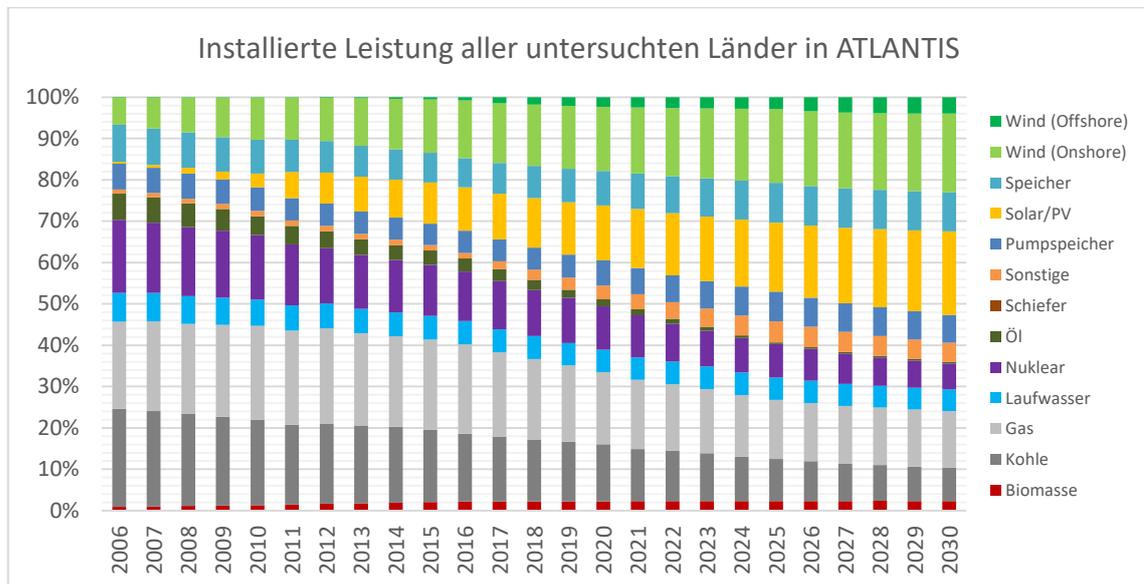


Abbildung 63: Anteil installierter Kraftwerksleistungen aller untersuchten Länder in ATLANTIS

Weiters ist zu erkennen, dass es auch im Bereich der Kernkraft zu einer stetigen Abnahme von Kraftwerkskapazitäten kommt. Vorreiter in diesem Segment ist vor allem Deutschland mit seinem vollständigen Atomausstieg bis zum Jahr 2022. Der Kraftwerkstyp Sonstige, erfährt auch eine leichte Zunahme. Hierzu zählen vor allem Kraftwerkstypen, welche nicht in die bereits vorhandenen Kraftwerkskategorien eingeordnet werden können. Zum Beispiel Kraftwerke mit alternativen Brennstoffen oder Müllverbrennungsanlagen, sowie Geothermie oder Gezeitenkraftwerke etc.

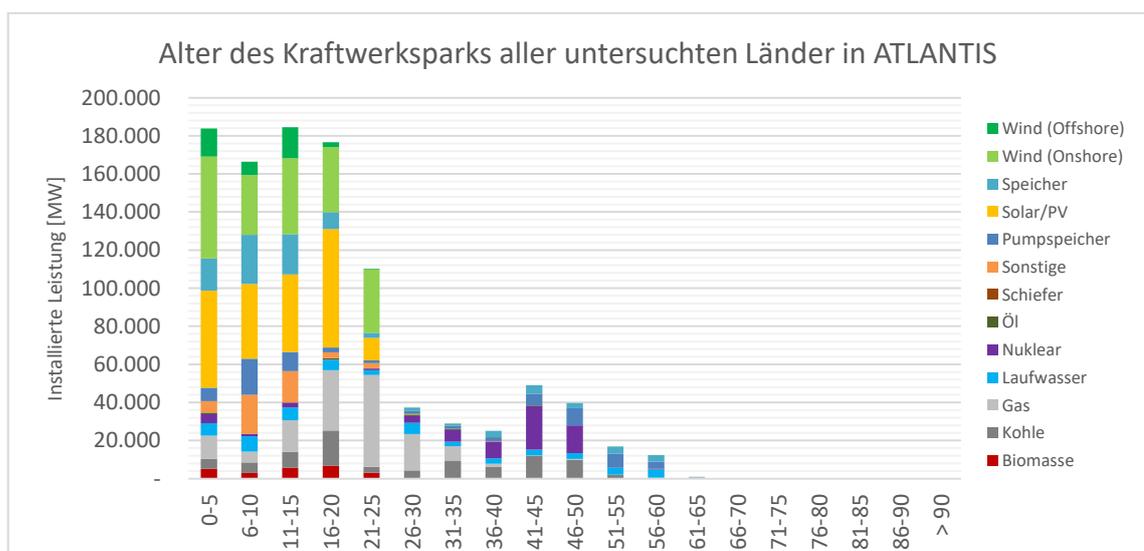


Abbildung 64: Alter des in ATLANTIS modellierten Kraftwerksparks im Jahr 2030

Beim Blick auf das Alter der Kraftwerke in Abbildung 64 ist zu erkennen, dass der Großteil des modellierten Kraftwerksparks im Jahr 2030 noch relativ jung ist. Dies liegt vor allem daran, dass es aufgrund des Szenarios Sustainable Transition zu stetigen Zubauten im Bereich der erneuerbaren Energien gekommen ist. Bis zum Jahr 2030 gibt es aufgrund nationaler Projekte vereinzelt zwar noch immer Zubauten im Kohle oder Erdgassegment, der Großteil beschränkt sich allerdings auf erneuerbarer Energien. Die ältesten Kraftwerke sind vor allem die langlebigen Kraftwerkstypen aus dem Bereich Wasserkraft. Doch auch in den Bereichen der Atom- und Kohlekraft ist ein zunehmend alternder Kraftwerkspark erkennbar. Das Zustandekommen des relativ jungen Kraftwerksparks wird vor allem bei der Betrachtung von Abbildung 65 ersichtlich.

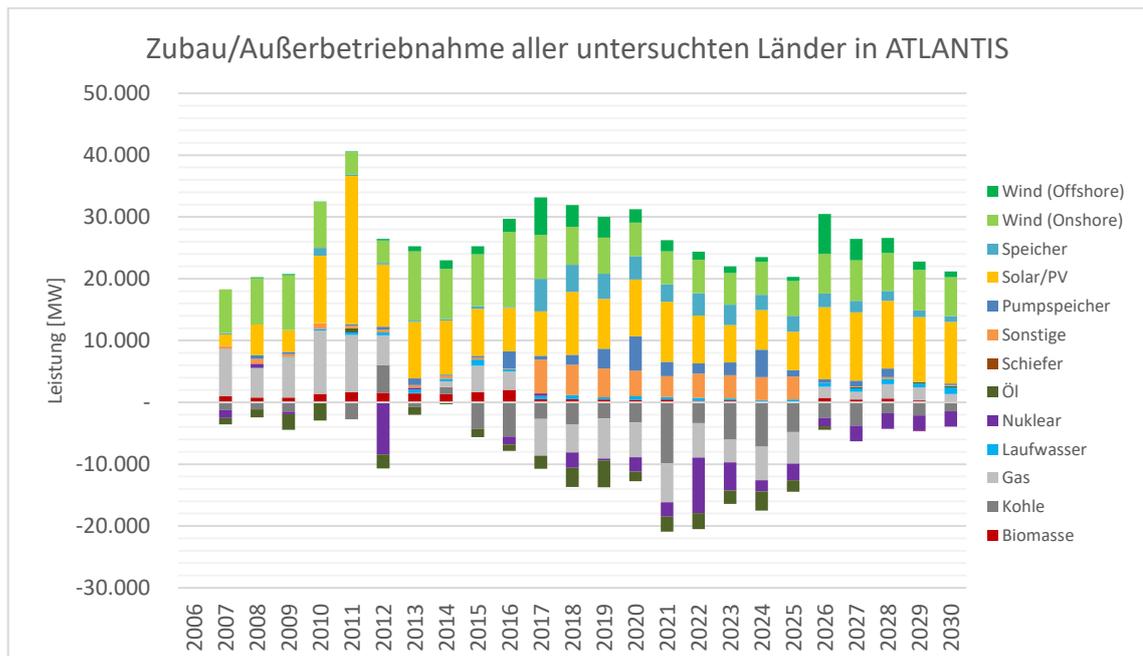


Abbildung 65: Hinzugefügte und außer Betrieb genommene Leistungen aller untersuchten Länder in ATLANTIS

In Abbildung 65 ist zu erkennen, dass über den gesamten Zeitraum der Analyse bis zum Jahr 2030 ein stetiger Zubau erneuerbarer Energien stattfindet. Haupttreiber sind vor allem Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Bis zum Jahr 2025 wird neben diesen Beiden Kraftwerkstypen vor allem auch das Potential von Wasserkraft genutzt. Wie in Abbildung 65 zu sehen ist kommt es in diesem Zeitraum zu einem verstärkten Zubau. Parallel zum Zubau der erneuerbaren Energien ist vor allem der stetige Rückgang im Bereich der fossilen Brennstoffe zu erkennen. Bis zum Jahr 2016 gibt es noch immer einen Zubau im Bereich der Gas- und Kohlekraftwerke. Danach zeichnet sich ein entgegengesetzter Trend ab. Der stetige Ausstieg aus den fossilen Brennstoffen ist hier gut zu erkennen. Auch die Außerbetriebnahmen der sieben ältesten Atomkraftwerke Deutschlands nach dem Atomunfall in Fukushima im Jahr 2011 ist in Abbildung 65 gut zu erkennen. Weiters ist ab dem Jahr 2026 eine leichte Zunahme bezüglich des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken zu erkennen. Wie in der Storyline des Szenarios Sustainable Transition bereits beschrieben, spielen die Gaskraftwerke eine wichtige Rolle im Bereich der Spitzenlastabdeckung. Sollten die installierten Kraftwerkskapazitäten der erneuerbaren Energien sowie die stetig abnehmenden Kohlekraftwerke zur Deckung der Spitzenlasten aufgrund

ihrer Dargebotsabhängigkeit nicht ausreichen, so werden diese Lastspitzen überwiegend von Gaskraftwerken abgedeckt.

Betrachtet man den Anteil erneuerbarer Energien, gemessen an der installierten Leistung des modellierten Kraftwerksparks, so ist ein stetiger Anstieg zu erkennen. Im Jahr 2030 besteht bereits mehr als die Hälfte der Leistung des gesamten Kraftwerksparks aus erneuerbaren Energieträgern.

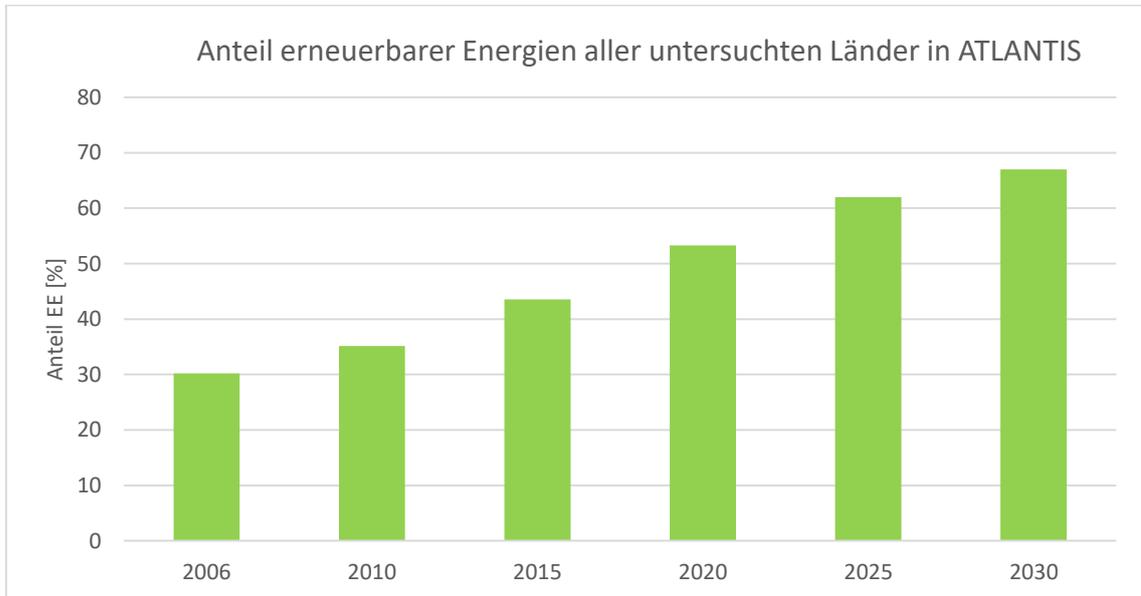


Abbildung 66: Anteil erneuerbarer Energien gemessen an der installierten Leistung

Der Anteil der erneuerbaren Energien verdoppelt sich somit von rund 30 % im Jahr 2006, auf rund 67 % im Jahr 2030. Im Jahr 2015 beträgt der Anteil an erneuerbaren Energien rund 44 %. Wie in Abbildung 63 bereits zu erkennen ist, beschränkt sich das Wachstum der erneuerbaren Energieträger hauptsächlich auf Solar/PV sowie auf Windkraft.

Betrachtet man die jährlichen Wachstumsraten der installierten Leistungen erneuerbarer Energien mit Hilfe des Compound Annual Growth Rate (CAGR) Verfahrens²⁹, so gilt:

$$CAGR(\text{Jahr1}, \text{Jahr2}) = \left(\left(\frac{E}{A} \right)^{\frac{1}{\text{Jahr2} - \text{Jahr1}}} - 1 \right) * 100 \quad (2)$$

Jahr1... Startjahr

Jahr2... Endjahr

E... Installierte Leistung erneuerbarer Energieträger zum Endjahr

A... Installierte Leistung erneuerbarer Energieträger zum Startjahr

Für die jährlichen Wachstumsraten gilt nun:

$$CAGR(2006,2010) = 6,904 \% \quad (3)$$

$$CAGR(2011,2016) = 6,716 \% \quad (4)$$

$$CAGR(2017,2025) = 4,508 \% \quad (5)$$

$$CAGR(2026,2030) = 4,804 \% \quad (6)$$

Da der Zubau der erneuerbaren Energieträger vom Jahr 2006 bis zum Jahr 2016 zu 90 % aus den Kraftwerkstypen Solar/PV sowie Windkraft (Onshore/Offshore) bestehen und diese den tatsächlich jährlichen Zuwachsraten entsprechen, konnte der Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2016 aufgeteilt werden. Die Zeiträume 2017-2025 sowie 2026-2030 entsprechen dem jeweiligen Zeithorizont der Szenarien BEST 2025 sowie ST 2030. Betrachtet man nun die jährlichen Wachstumsraten für erneuerbarer Energieträger, so lässt sich eine Trendumkehr feststellen. Die Zunahme erneuerbarer Energieträger ist zwar über den gesamten Betrachtungszeitraum gegeben, allerdings sinkt die Summe der Anzahl aller jährlich neu hinzugefügten erneuerbaren Energieträger für die untersuchten Länder.

Dieses Verhalten spiegelt den gesamten europäischen Trend in Bezug auf Investments in erneuerbare Energien wieder. Während die weltweiten Investitionen in erneuerbare Energien stetig zunehmen, so zeigt sich in Europa seit dem Jahr 2011 ein entgegengesetzter Trend, welcher eine stetige Abnahme in Investitionen von erneuerbaren Energien erkennen lässt. Dies folgt in weiterer Folge zu einer geringeren Zunahme an installierten Leistungen im EE Bereich. (BloombergNEF, 2018)

²⁹ Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate über den gesamten betrachteten Zeithorizont.

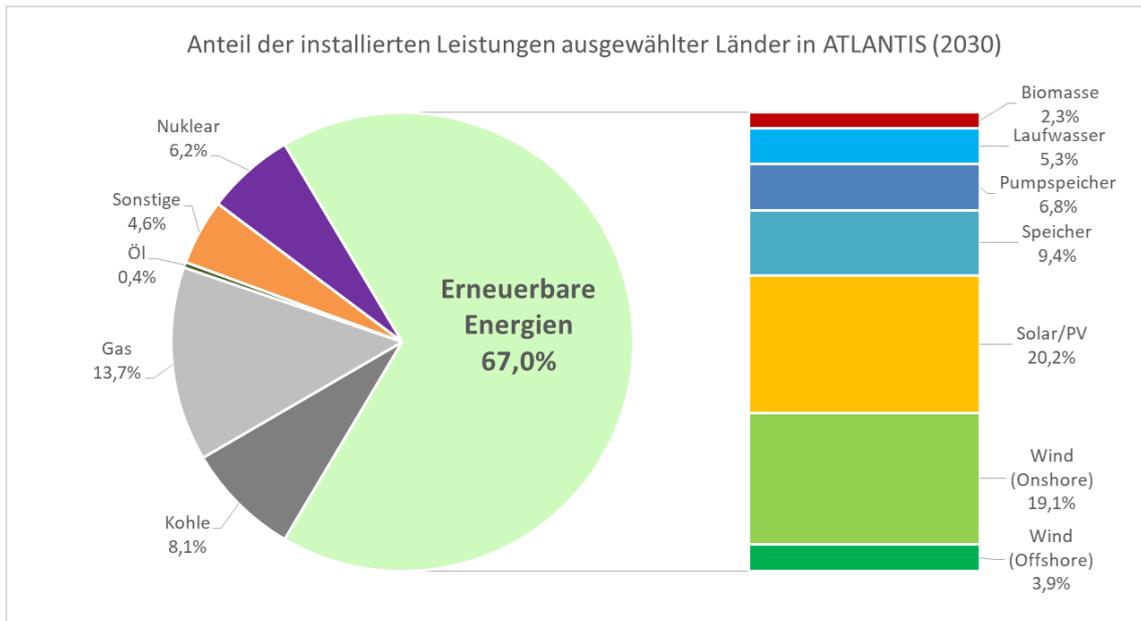


Abbildung 67: Anteil der Kraftwerkstypen aller in ATLANTIS untersuchten Länder im Jahr 2030

Betrachtet man Abbildung 67 so ist zu erkennen, dass mehr als 40 % aller installierten Kraftwerksleistungen im Jahr 2030 im Bereich erneuerbarer Energien aus den Sektoren Wind und Solar/PV kommen. Diese hohe Dargebotsabhängigkeit im Erzeugermix macht sich vor allem am Anteil der produzierten Energie bemerkbar. Der vorwiegend aus erneuerbaren Energien bestehende Kraftwerkspark muss in weiterer Folge in der Lage sein, den entsprechenden Verbrauch decken zu können.

8.3 Verbrauch

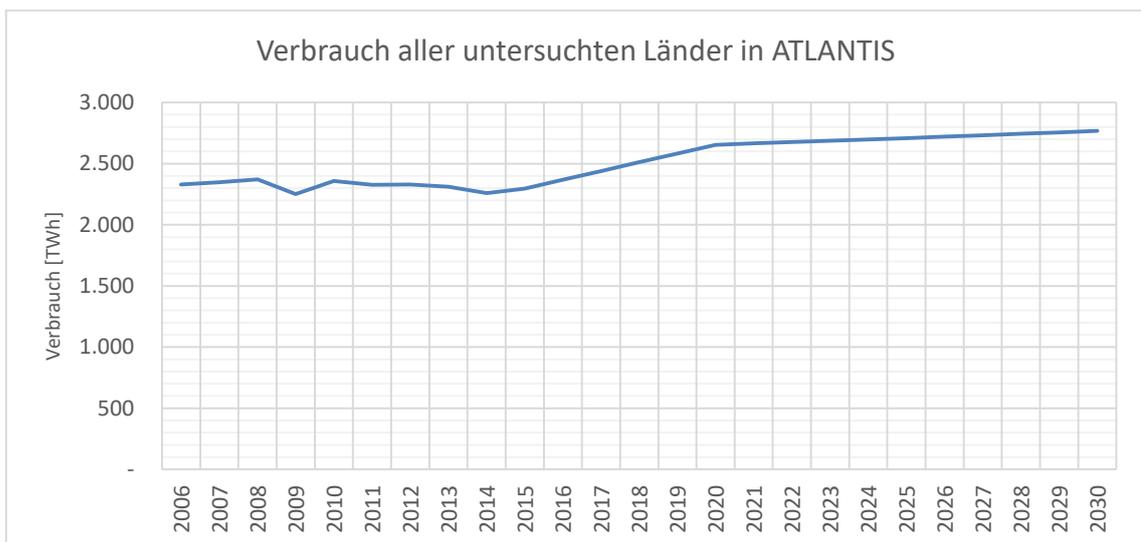


Abbildung 68: Verbrauch aller untersuchten Länder in ATLANTIS

Anhand des dargestellten Verbrauchs in Abbildung 68 ist bereits zu erkennen, dass die unternommenen Energieeffizienzmaßnahmen in den nächsten Jahren nicht ausreichen werden.

Der Anstieg ist, gemessen am vorhandenen Zeitraum (2020-2030), zwar moderat, von einer Stagnation, oder gar einer Abnahme des Verbrauchs kann allerdings nicht die Rede sein. Gründe hierfür wurden bereits in Kapitel 4.1.2 sowie in Kapitel 5.1 erläutert.

8.4 Ergebnisse

Betrachtet man den Bereich der fossilen Brennstoffe, so fallen nun mehrere Faktoren zusammen. Es ist eine stetige Abnahme an produzierter Energie im Bereich der Kohlekraftwerke zu erkennen.

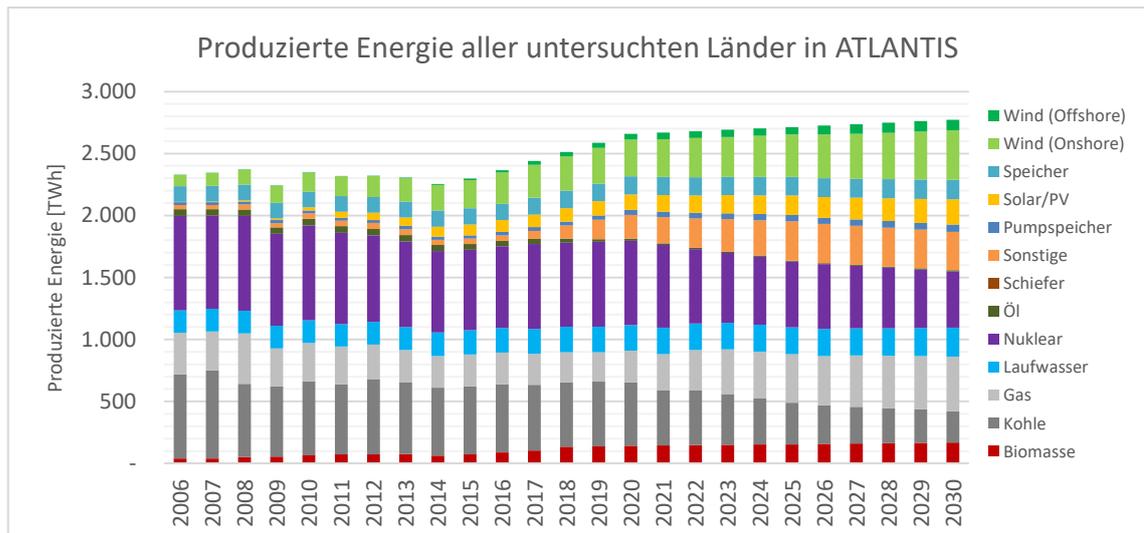


Abbildung 69: Produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS

Gründe hierfür sind vor allem die steigenden Brennstoffpreise, sowie die steigenden Preise von CO₂-Emissionszertifikaten und ein damit einhergehender Anstieg der Grenzkosten der Kohlekraftwerke.

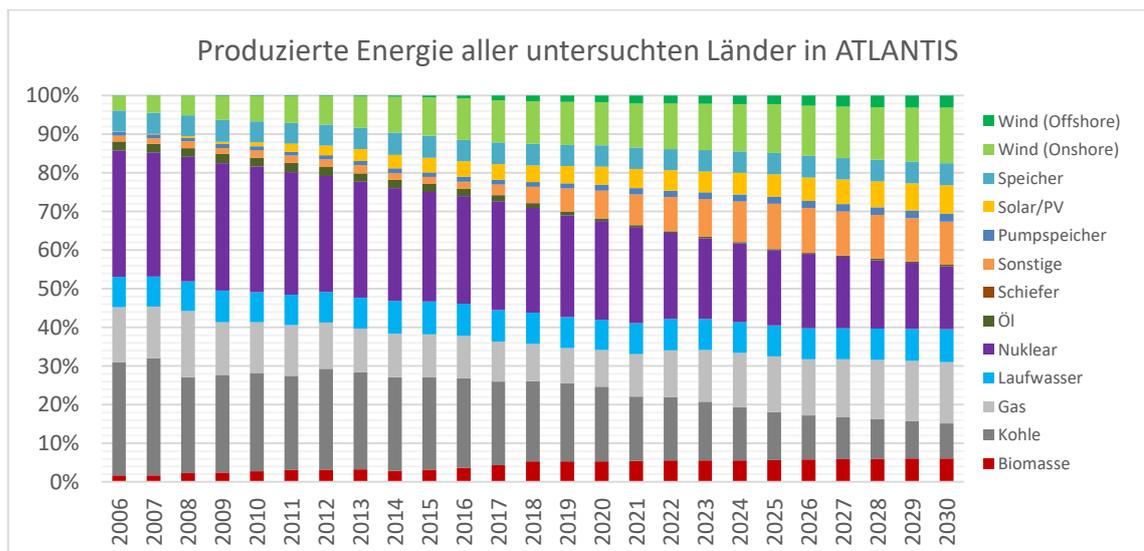


Abbildung 70: Anteil der produzierten Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS

Der Anstieg der Grenzkosten in Kombination mit dem zunehmenden Alter des Kohlekraftwerksparks führt in weiterer Folge vermehrt zur Stilllegung von Kraftwerken, da sich

eine Revitalisierung aufgrund der steigenden Kosten nicht mehr rentieren würde. Betrachtet man den Bereich der Kernkraft so ist auch hier eine stetige Abnahme der produzierten Leistung erkennbar. Gründe hierfür sind wie bereits erwähnt, der vollständige Ausstieg Deutschlands aus der Atomkraft bis zum Jahr 2022 sowie eine moderate Abnahme an installierten Leistungen bis zum Jahr 2030. Betrachtet man nun den Kraftwerkstyp, Gas so ist zu erkennen, dass sich der Anteil an produzierter Energie durch Gaskraftwerke ab dem Jahr 2020 erhöht, obwohl die installierten Kraftwerkskapazitäten leicht abnehmen beziehungsweise konstant bleiben. Grund hierfür ist vor allem der stetige Wegfall von Kohle- und Atomstrom, der zunehmende Anstieg des CO₂-Preises und die damit einhergehenden Verschiebung von Gas vor Kohle in der Merit-Order, sowie ein moderat steigender Bedarf. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien wird die abnehmende produzierte Leistung der Grundlastkraftwerke aus Kohle- und Atomstrom zunehmend von Gaskraftwerken kompensiert. Weiters steigt auch der Anteil am Kraftwerkstyp *Sonstige*. Ursache hierfür ist allerdings auch eine Zunahme an installierten Kraftwerksleistungen bis zum Jahr 2025.

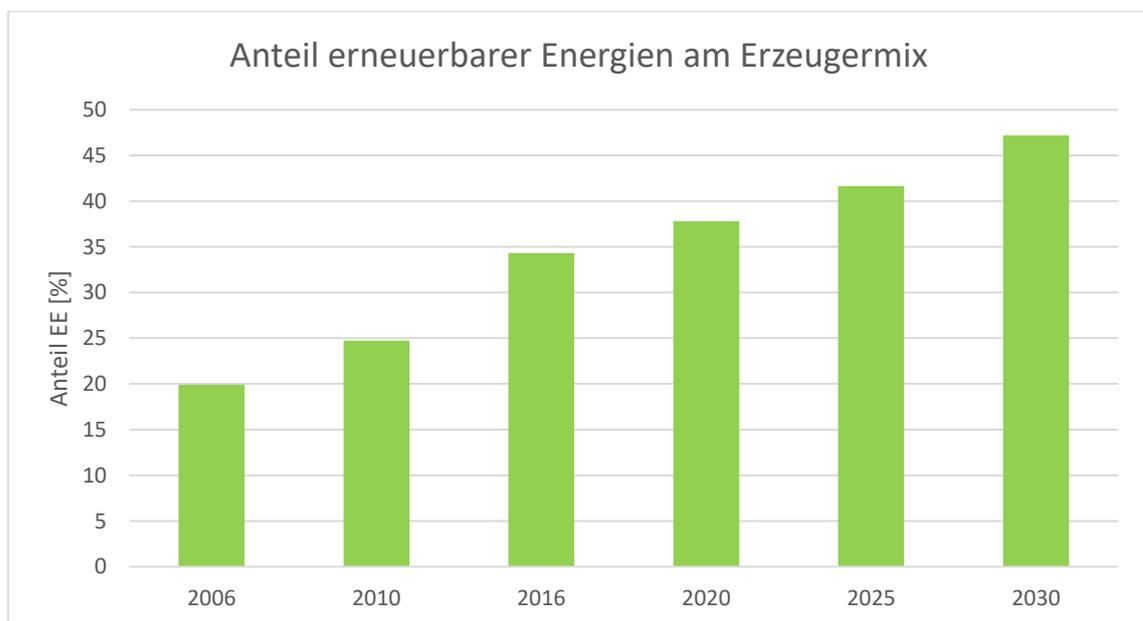


Abbildung 71: Anteil erneuerbarer Energien aller untersuchten Länder am Erzeugermix

Betrachtet man den Anteil erneuerbarer Energien am Erzeugermix aller in ATLANTIS untersuchten Länder (Abbildung 71) so ist zu erkennen, dass auch hier der Anteil stetig ansteigt. Der Anteil an erneuerbaren Energien beträgt für die modellierten Länder in ATLANTIS über 47 % und umfasst somit fast die Hälfte am Erzeugermix. Es fällt allerdings auf, dass aufgrund der Dargebotsabhängigkeit trotz eines Anteils von 67% der installierten Kraftwerksleistung im Jahr 2030 die produzierte Energiemenge wesentlich geringer ist. Weiters ist auch im Erzeugermix erkennbar, dass das Wachstum des Anteils an erneuerbaren Energien im Erzeugermix etwas abnimmt.

Betrachtet man Abbildung 72, so ist beim Blick auf die Erzeugung durch erneuerbare Energieträger relativ gut zu erkennen, dass der Großteil der installierten Leistungen welcher durch den Kraftwerkstyp *Solar/PV* nahezu 19 % am gesamten Kraftwerkspark ausmachte, im Fall der Erzeugung nur mehr rund 7 % ausmacht. Vor allem Kraftwerke mit

höheren Wirkungsgraden und einer nicht so starken Dargebotsabhängigkeit, wie Laufwasser, Biomasse, oder auch Windkraft sind hier für den überwiegenden Teil der produzierten Leistung im Sektor der erneuerbare Energien verantwortlich.

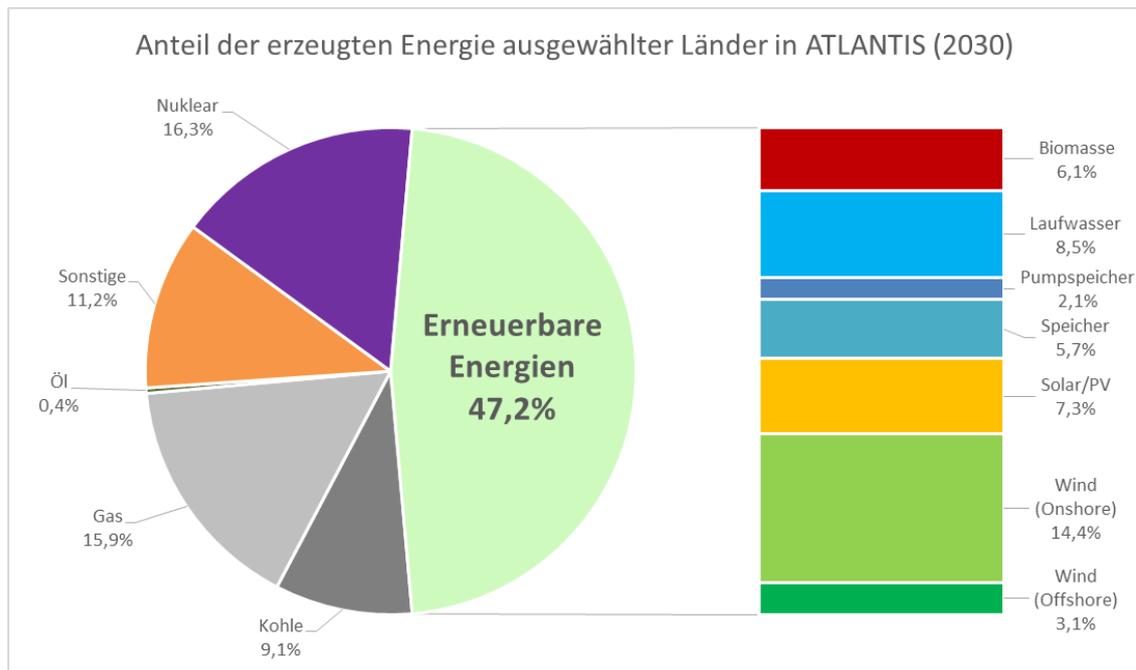


Abbildung 72: Anteil der erzeugten Energie nach Kraftwerkstyp im Jahr 2030

In Abbildung 73 sowie Abbildung 74 ist nun der Anteil der installierten sowie der produzierten Leistung in Abhängigkeit des jeweiligen Kraftwerkstyps dargestellt. Abbildung 73 stellt dieses Verhältnis für das Jahr 2006 dar und Abbildung 74 für das Jahr 2030. Es fällt vor allem auf, dass im Jahr 2006 über ein Drittel der produzierten Energie aus Atomstrom stammt. Im Zuge der Katastrophe von Fukushima wird neben dem Atomausstieg Deutschlands auch in anderen Ländern ein leichter Rückgang der Kernkraft prognostiziert. Dies schlägt sich in den installierten Leistungen und weiters in der produzierten Energie nieder. Obwohl sich bis zum Jahr 2030 der Anteil der installierten Leistungen im Bereich der Kernenergie von rund 18 % auf rund 6 % verringert, liegt der Anteil der produzierten Energie allerdings noch immer bei rund 16 %. Beim Blick auf die Kraftwerkstypen Solar/PV sowie Windkraft ist vor allem der hohe Zuwachs an installierten Leistungen im Verhältnis zum geringen Anteil am Erzeugermix zu erkennen. Interessant sind vor allem die beiden Energieträger Kohle und Gas. Betrachtet man den Energieträger Kohle, so ist zu erkennen, dass im Jahr 2006 der Anteil der produzierten Energie bei fast einem Drittel am Kraftwerksmix liegt. Bis zum Jahr 2030 verringert sich der Anteil der installierten Leistung beim Kraftwerkstyp Kohle von fast einem Viertel auf rund 8 %. Dies schlägt sich natürlich auf die produzierte Energie nieder, welche nun nur mehr rund 9 % des Erzeugermix ausmacht. Dieser Wegfall von Kohlestrom muss nun von anderen Energieträgern ausgeglichen werden. Hier findet die Verlagerung neben den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträgern auch in Richtung des Kraftwerkstyps Gas statt. Es ist zu erkennen, dass obwohl sich der Anteil der installierten Leistung im Bereich der Gaskraftwerke von 21 % auf rund 14 % verringert hat, die produzierte Energie im Kraftwerksmix sogar leicht erhöht hat.

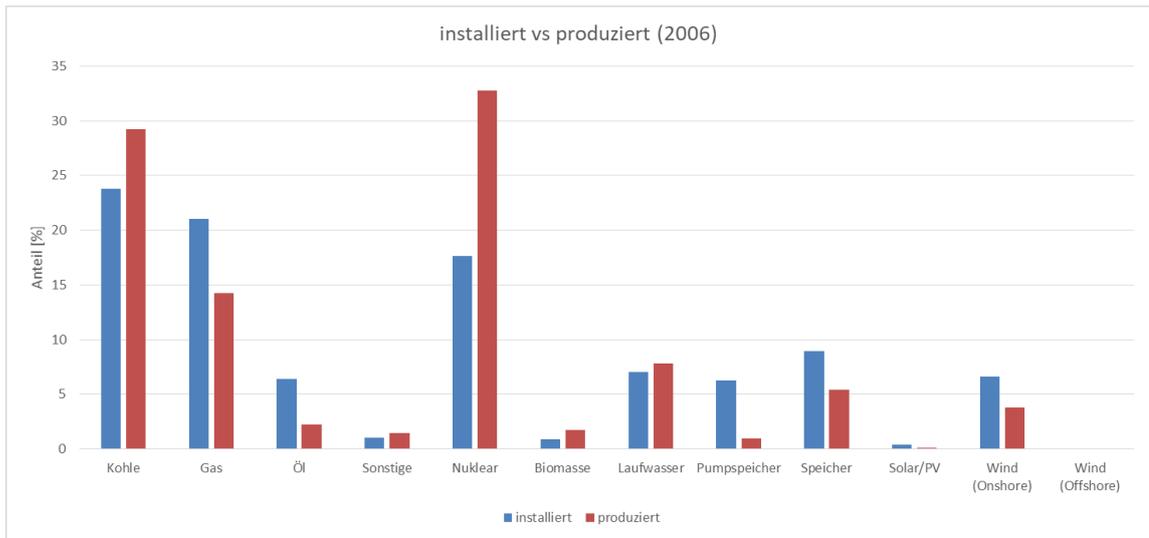


Abbildung 73: Anteil der installierten versus produzierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS im Jahr 2006

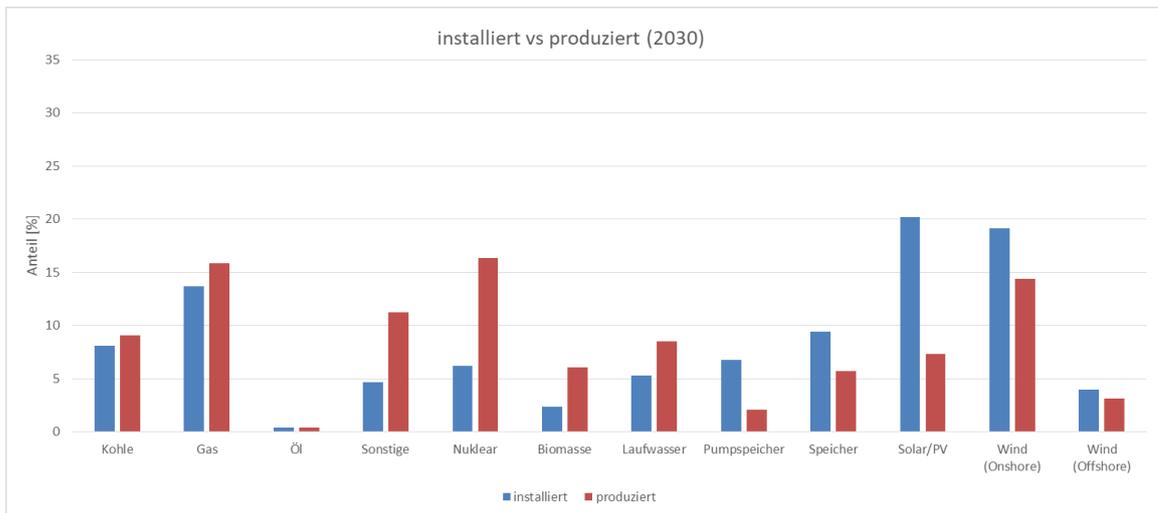


Abbildung 74: Anteil der installierten versus produzierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS im Jahr 2030

Neben dem Kraftwerkstyp Gas steuern hier im Vergleich zum Jahr 2006 auch die Kraftwerkstypen Sonstige sowie Biomasse einen höheren Teil zum Kraftwerksmix bei. Im Bereich der Wasserkraft bleibt die prozentuale Aufteilung relativ unverändert.

Der steigende CO₂-Preis, getrieben durch das europäische Emissionshandelssystem, ist aufgrund des *Cap and Trade* Prinzips das europäische Hauptinstrument zur Steuerung der Emissionen. Aus diesem Grund hat sich wie in Abbildung 75 dargestellt, der CO₂-Ausstoß seit dem Jahr 2006 mehr als halbiert. Im Vergleich zum Jahr 2006 hat sich der Ausstoß an CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um ca. 51,5 % verringert. Betrachtet man das Jahr 2016 als Referenzjahr so ist zu erkennen, dass sich der Ausstoß bis zum Jahr 2030 noch immer um ca. 37,8 % verringert hat.

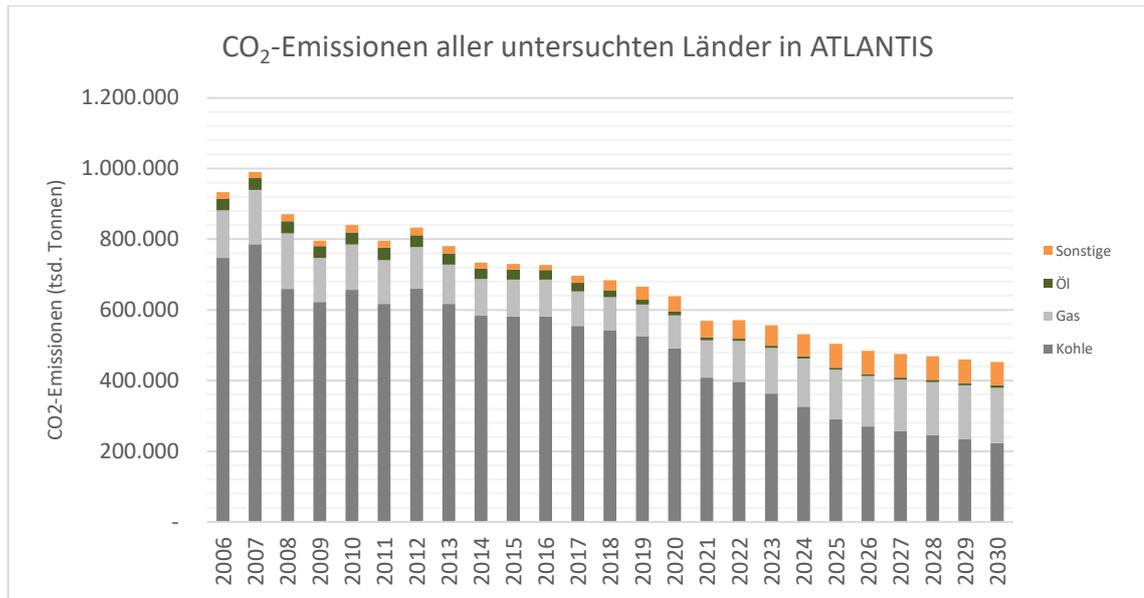


Abbildung 75: CO₂-Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS

Es ist zu erkennen, dass der stetige Rückgang an Kohlestrom und die damit einhergehende Abnahme der CO₂-Belastung durch eine leichte Zunahme im Sektor Gas gedämpft wird. Im Jahr 2030 liegt der Anteil der Emissionen für den Kraftwerkstyp Kohle bei 24 %, für Gas bei 16,7 %, für Sonstige bei 7 % und für den Kraftwerkstyp Öl bei 0,7 %.

Vergleicht man die Anteile der installierten und produzierten Leistungen mit den Anteilen des Anlagevermögens aller in ATLANTIS modellierten Kraftwerke in Abbildung 76, so sind vor allem im Bereich der Photovoltaik erhebliche Diskrepanzen zu beobachten. Aufgrund des enormen Zubaus von Photovoltaikanlagen steigt der Anteil der installierten Leistungen bis zum Jahr 2030 auf bis zu 20 % des gesamten in ATLANTIS modellierten Kraftwerksparks. Dies führt dazu, dass aufgrund der hohen Investitionskosten der Anteil der PV am Anlagevermögen auf 37% wächst. Betrachtet man den Anteil der produzierten Energie aus PV Anlagen (rund 7 %) so wird schnell klar, dass die Investitionskosten im Vergleich zur produzierten Energiemenge in keiner Relation stehen.

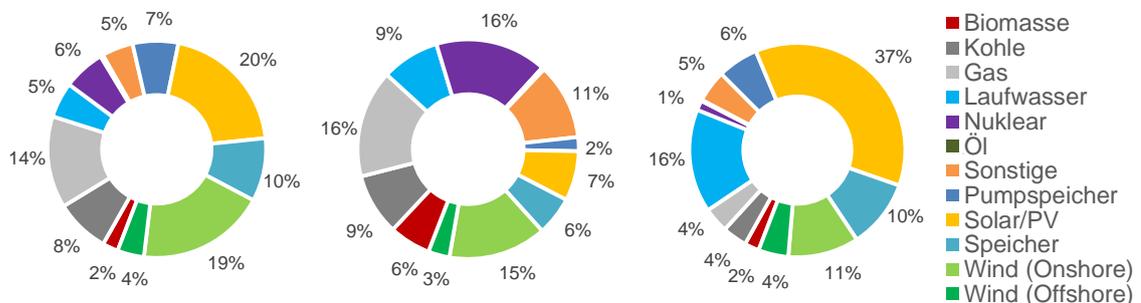


Abbildung 76: Installierte Leistung in %, Produzierte Energie in % und Anlagevermögen in % im Jahr 2030 (v.l.n.r) aller untersuchten Länder in ATLANTIS

Beim Blick auf den fossilen Kraftwerkssektor ist zu erkennen, dass vor allem im Bereich der Gaskraftwerke der Bedarf an produzierter Energie bis zum Jahr 2030 rund 16 % der

gesamten produzierten Energie ausmacht. Dem gegenüber steht ein Anteil am Anlagevermögen von rund 4 %. Grund hierfür ist vor allem der überschaubare Zubau neuer Gaskraftwerke in Kombination mit den stetigen Abschreibungen der Bestandskraftwerke. Aufgrund des Zubaus im Bereich der Wasserkraft sowie der Windkraft kommt es auch hier zu einem erhöhten Anteil am Anlagevermögen. Hier spricht jedoch vor allem die Langlebigkeit der Kraftwerke für sich. Während im Bereich der Photovoltaik die Nutzungsdauer auf durchschnittlich 20 Jahre beziffert werden kann, so kann die Nutzungsdauer im Bereich der Wasserkraft teilweise bei bis zu 100 Jahren liegen.

9 Zusammenfassung

Im Zuge der Fragestellung eines möglichen Kraftwerkentwicklungsszenarios wurden die installierten Kraftwerksleistungen von 26 Ländern des europäischen Kraftwerksparks analysiert und in weiterer Folge über einen Zeitraum von 10 Jahren bis zum Jahr 2016 in jährlichen Abständen mit der Simulationsdatenbank aus ATALANTIS abgeglichen und modelliert.

Es wurden Zukunftsprognosen sowie mögliche Szenarien für Brennstoffpreise, Kraftwerke, das Verbraucherverhalten und damit einhergehende Teilsektoren wie E-Mobilität, Wärmepumpen, wirtschaftliche Entwicklungen etc. analysiert. Als Grundlage wurden vor allem der 10-Jahres Netzentwicklungsplan des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber sowie der World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur herangezogen. Nach der Analyse aller Szenarien wurde das Szenario Sustainable Transition mit Hilfe eines Szenarioerstellungstools zur automatischen Szenarienerstellung, welches im Rahmen dieser Arbeit programmiert wurde, modelliert und in die Simulationsumgebung ATLANTIS integriert. Da die Simulationsumgebung auf einem Bottom-Up Prinzip basiert, wurden notwendige Inbetriebnahmen neuer Kraftwerke sowie Außerbetriebnahmen alter Kraftwerke mit den bereits vorhandenen Daten der bestehenden Kraftwerksdatenbank in ATLANTIS abgeglichen. Die Verwendung des Szenarienerstellungstools ermöglicht die Erstellung beliebiger Szenarien in der ATLANTIS Datenbank.

Betrachtet man die europäische Kraftwerkslandschaft, so ist eine generelle Umstellung von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien zu erkennen. In den Bereichen Atomenergie und Kohlekraft, kommt es zu einer stetigen Abnahme an installierten Leistungen. Vor allem der Kohlesektor wird aufgrund von steigenden CO₂-Preisen und einem hohen Alter des vorhandenen Kraftwerksparks mit steigenden Kosten konfrontiert. Da der Wegfall von Atom- und Kohlestrom nicht durch erneuerbare Energien kompensiert werden kann, kommt es vor allem im Bereich der Gaskraftwerke zu einer Zunahme im Erzeugermix. Weiters zeigt sich, dass die installierte Leistung durch den Zubau im Bereich der Photovoltaik und die damit einhergehende Zunahme im Anlagevermögen, verglichen mit der produzierten Leistung aus Sonnenenergie in keiner Relation zueinander stehen.

Um die Dekarbonisierung voranzutreiben und einen nachhaltigen Umstieg auf erneuerbare Energien zu bewerkstelligen sind vor allem auch Investitionen in neue Speichertechnologien notwendig. Bis dies der Fall ist, muss zur Deckung des Bedarfs im Falle einer kalten Dunkelflaute oder zunehmenden Lastspitzen vermehrt auf fossile Brennstoffe wie Gas zurückgegriffen werden.

10 Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AG	Aktiengesellschaft
AL	ALBANIA
APG	Austrian Power Grid
AT	AUSTRIA
ATL	ATLANTIS
BA	Bosnia-Herzegovina
BE	BELGIUM
BG	BULGARIA
BZ	Bidding Zone
CAES	Compressed Air Energy Storage
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CBA	Cost-Benefit-Analysis
CBG	Coal before Gas
CCS	Carbon Capture and geological Storage
CE	Continental European Area
CEF	Connecting Europe Facility
CH	SWITZERLAND
CHP	combined Heat and Power
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CZ	Czech Republic
DE	GERMANY
DG	Distributed Generation
DK	DENMARK
DSR	Demand-Side-Response, Demand Side Response
EE	Erneuerbare Energien
EFTA	European Free Trade Association
EHS	Emissionshandelssystem
EL	GREECE
ENT	ENTSO-E
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber Gas
ES	SPAIN
etc	et cetera
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EU-EHS	EU-Emissionshandelssystem
EUR	Eurostat
EV	Europäisches Verbundsystem
EVN	Energieversorgung Niederösterreich
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
FKW	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
FR	FRANCE
GBC	Gas before Coal
GCA	Global Climate Action
Gcal	Gigacalorie
GJ	Gigajoule
GPS	Global Positioning System
GuV	Gewinn und Verlustrechnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden

HGÜ.....	<i>Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung</i>
HR.....	<i>CROATIA</i>
HU.....	<i>Hungary</i>
IEA.....	<i>International Energy Agency</i>
IPI.....	<i>Industrial Production Index</i>
ISO.....	<i>International Organization for Standardization</i>
IT.....	<i>ITALY</i>
km.....	<i>Kilometer</i>
LNG.....	<i>Liquified natural gas</i>
LU.....	<i>LUXEMBOURG</i>
Mb/d.....	<i>Millions of Barrel per Day</i>
MBtu.....	<i>Million British thermal units</i>
MCP.....	<i>Market-Clearing-Price</i>
ME.....	<i>MONTENEGRO</i>
MK.....	<i>FYR of Macedonia</i>
Mtoe.....	<i>Million tonnes of oil equivalent</i>
MW.....	<i>Megawatt</i>
N ₂ O.....	<i>Stickoxid</i>
NGC.....	<i>Net Generating Capacity</i>
NL.....	<i>The Netherlands</i>
NTC.....	<i>Net Transfer Capacity</i>
NUTS.....	<i>Nomenclature des unités territoriales statistiques</i>
OECD.....	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
OPR.....	<i>In commercial operation</i>
P2G.....	<i>Power to Gas</i>
PCI.....	<i>Project of Common Interest</i>
PL.....	<i>Poland</i>
PPP.....	<i>Purchasing Power Parity</i>
PT.....	<i>Portugal</i>
RK.....	<i>KOSOVO</i>
RO.....	<i>ROMANIA</i>
RS.....	<i>SERBIA</i>
SI.....	<i>SLOVENIA</i>
SK.....	<i>Slovak Republic</i>
ST.....	<i>Sustainable Transition</i>
TJ.....	<i>Terajoule</i>
TSO.....	<i>Transmission System Operator</i>
TYNDP.....	<i>Ten Year Network Development Plan</i>
VBA.....	<i>Visual Basic for Applications</i>
VÜD.....	<i>Verfahren bei übermäßigen Defizit</i>
WEM.....	<i>with existing measures</i>
WEO.....	<i>World Energy Outlook</i>
WEPP.....	<i>World Electric Power Plants</i>
z.B.....	<i>zum Beispiel</i>

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die 28 Mitgliedstaaten der Europäischen Union (docbox, 2014).....	3
Abbildung 2: Bevölkerungspyramide der EU-28 für die Jahre 2017 sowie 2080 (Eurostat, 2018l).....	4
Abbildung 3: Entwicklung des s BIP der 5 größten Wirtschaftsräume (International Monetary Fund, 2018b).....	5
Abbildung 4: Beitrag der einzelnen Länder zum gesamt nominalen BIP der Europäischen Union (Eurostat, 2017).....	6
Abbildung 5: Nominales BIP pro Einwohner im Jahr 2016 (Eurostat, 2018b)	7
Abbildung 6: Arbeitslosenquote in der Europäischen Union, der Eurozone, Japan sowie USA (Eurostat, 2018e)	8
Abbildung 7: Haupthandelspartner der EU (Eurostat, 2018c) (eigene Darstellung)	9
Abbildung 8: Finanzierungssaldo der europäischen Mitgliedsländer (Eurostat, 2018d)10	
Abbildung 9: Staatsverschuldung der europäischen Mitgliedsländer (Eurostat, 2018d)	11
Abbildung 10: Entwicklung der Staatsverschuldung ausgewählter EU-Mitgliedsländer in % vom BIP (International Monetary Fund, 2018c)	11
Abbildung 11: Bruttoenergieverbrauch nach Brennstoff (Eurostat, 2018h)	13
Abbildung 12: EU Öl Importe im Jahr 2016 (Eurostat, 2018g) (eigene Darstellung).....	13
Abbildung 13: EU Gas Importe im Jahr 2016 (Eurostat, 2018g) (eigene Darstellung)..	14
Abbildung 14: EU Importe fester Brennstoffe im Jahr 2016 (Eurostat, 2018g).....	14
Abbildung 15: Sankey-Diagramm EU28 (Eurostat, 2018g).....	15
Abbildung 16: Beispiel der Lastenteilungsverinbarung bis zum Jahr 2020 (European Commission, 2018a)	16
Abbildung 17: Potential zur Senkung der Treibhausgasemissionen in der EU um 80 % (Europäische Kommission, 2018b).....	18
Abbildung 18: Übersicht über das Prinzip der Entflechtung (Unbundling) (Stigler, 2009, S. 74)	20
Abbildung 19: Organigramm der Generaldirektion Energie (Euopäische Kommission, 2018c).....	22
Abbildung 20: Fakten zum europäischen Übertragungsnetz (ENTSO-E, 2017a).....	23
Abbildung 21: Grenzüberschreitende Übertragungsleitungen (ENTSO-E, 2017).....	24
Abbildung 22: Stromverbrauch der EU-28 Staaten per Sektor (Eurostat, 2018f) (eigene Darstellung).....	25

Abbildung 23: Stromverbrauch der EU-28 Staaten per Sektor (Eurostat, 2018f) (eigene Darstellung).....	25
Abbildung 24: Energieintensität in Abhängigkeit des Pro-Kopf-Einkommens (International Energy Agency, 2016, S. 286)	26
Abbildung 25: BIP Wachstum, Stromverbrauch, Bevölkerung (Cambridge Econometrics Ltd, 2016) (eigene Darstellung)	27
Abbildung 26: Nettoerzeugungskapazitäten 2012-2016 je Sektor (ENTSO-E, 2017b)	28
Abbildung 27: Anteil der erzeugten Nettoleistung (2012-2016) je Sektor (ENTSO-E, 2017b).....	28
Abbildung 28: Bruttostromerzeugung nach Typ (IEA, 2018a).....	29
Abbildung 29: Preisentwicklung für Emissionszertifikate an der EEX (finanzen.net, 2018).....	30
Abbildung 30: EU 2020 Ziele und Prognosen (EEA, 2017a, S. 10).....	32
Abbildung 31: EU-Ziele und Prognosen zum Ausstoß von Treibhausgasen (EEA, 2018)	33
Abbildung 32: Nachfrage und Preisentwicklung von Rohöl in Abhängigkeit vom Szenario (International Energy Agency, 2016, S. 110)	34
Abbildung 33: Erdgaspreise im New Policies Scenario (International Energy Agency, 2016, S. 49)	35
Abbildung 34: Erdgasimporte in der EU in Abhängigkeit von Exporteur und Transportart (New Policies Scenario) (International Energy Agency, 2016, S. 188).	36
Abbildung 35: Kesselkohlepreise im New Policies Scenario (International Energy Agency, 2016, S. 52).....	37
Abbildung 36: Prognostizierter Verbrauch und Erzeugung in der Europäischen Union (New Policies Scenario) (International Energy Agency, 2016, S. 271).	38
Abbildung 37: Inputs für den PCI Prozess (ENTSO-E, 2018, S. 7).....	39
Abbildung 38: Zukunftsszenarien des TYNDP 2018 (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 8)	40
Abbildung 39: Verlauf der verschiedenen Zukunftsszenarien (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 8)	41
Abbildung 40: Jährlicher Stromverbrauch nach Szenario (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 18)	48
Abbildung 41: Anzahl der Elektroautos (EV),Wärmepumpen (HP) und Hybridwärmepumpen (Hybrid HP) in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 19).....	49
Abbildung 42: Jährlicher Gasverbrauch in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 20)	50

Abbildung 43: Installierte Kraftwerkskapazitäten in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018, S. 22).....	51
Abbildung 44: NGC für Länder mit installierten Leistungen kleiner 11 GW im Jahr 2016. (ENTSO-E, 2018a) (Eurostat, 2018) (ATLANTIS) (eigene Darstellung)	54
Abbildung 45: NGC für Länder mit installierten Leistungen größer 11 GW und kleiner 40 GW im Jahr 2016. (ENTSO-E, 2018a) (ATLANTIS) (eigene Darstellung).....	55
Abbildung 46: NGC für Länder mit installierten Leistungen größer 40 GW im Jahr 2016. (ENTSO-E, 2018a) (ATLANTIS) (eigene Darstellung)	56
Abbildung 47: Installierte kumulierte Leistung in ATLANTIS am Beispiel der Niederlande (vor der Aktualisierung)	61
Abbildung 48: Jährlich in ATLANTIS hinzugefügte Leistung am Beispiel der Niederlande.....	61
Abbildung 49: Installierte kumulierte Leistung in ATLANTIS am Beispiel der Niederlande (nach der Aktualisierung) (Eurostat, 2018) (Statistics Netherlands, 2018).....	62
Abbildung 50: Jahresverbrauch ausgewählter Länder in ATLANTIS (IEA, 2018c).....	65
Abbildung 51: Überblick über die hinzugefügten/entfernten Leistungen bis zum Jahr 2016.....	66
Abbildung 52: In ATLANTIS modellierte Länder	67
Abbildung 53: Blockdiagramm Szenarienerstellungstool	69
Abbildung 54: Knoten zur Einspeißung von Offshore Windkraftwerken	73
Abbildung 55: Überblick über die hinzugefügten/entfernten Leistungen bis zum Jahr 2030.....	75
Abbildung 56: Verbrauch aller in ATLANTIS modellierten Länder (ST) (IEA, 2018c) (ENTSO-E, 2018b) (eigene Darstellung)	78
Abbildung 57: Brennstoffpreise in Deutschland (bis 2016 ATLANTIS /ab 2017 ENTSO- E) (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b)	84
Abbildung 58: Preis für den Ausstoß einer Tonne CO ₂ (bis 2016 ATLANTIS /ab 2017 ENTSO-E) (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b)	85
Abbildung 59: Überblick über das Simulationsmodell ATLANTIS (IEE, 2017, S. 13) ...	87
Abbildung 60: Schematischer Simulationsablauf in ATLANTIS (IEE, 2018a).....	88
Abbildung 61: Grafische Darstellung des europäischen Übertragungsnetzes in der ATLANTIS Umgebung (IEE, 2018a).....	89
Abbildung 62: Installierte Kraftwerksleistungen aller untersuchten Länder in ATLANTIS	91

Abbildung 63: Anteil installierter Kraftwerksleistungen aller untersuchten Länder in ATLANTIS.....	92
Abbildung 64: Alter des in ATLANTIS modellierten Kraftwerksparks im Jahr 2030.....	92
Abbildung 65: Hinzugefügte und außer Betrieb genommene Leistungen aller untersuchten Länder in ATLANTIS.....	93
Abbildung 66: Anteil erneuerbarer Energien gemessen an der installierten Leistung...94	
Abbildung 67: Anteil der Kraftwerkstypen aller in ATLANTIS untersuchten Länder im Jahr 2030.....	96
Abbildung 68: Verbrauch aller untersuchten Länder in ATLANTIS	96
Abbildung 69: Produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS	97
Abbildung 70: Anteil der produzierten Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS	97
Abbildung 71: Anteil erneuerbarer Energien aller untersuchten Länder am Erzeugermix	98
Abbildung 72: Anteil der erzeugten Energie nach Kraftwerkstyp im Jahr 2030	99
Abbildung 73: Anteil der installierten versus produzierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS im Jahr 2006.....	100
Abbildung 74: Anteil der installierten versus produzierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS im Jahr 2030.....	100
Abbildung 75: CO ₂ -Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS.....	101
Abbildung 76: Installierte Leistung in %, Produzierte Energie in % und Anlagevermögen in % im Jahr 2030 (v.l.n.r) aller untersuchten Länder in ATLANTIS ...	101

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die wichtigsten Parameter der jeweiligen Szenarien (ENTSO-E /ENTSO-G, 2018)	52
Tabelle 2: In ATLANTIS verwendete Länderkürzel.....	53
Tabelle 3: Vergleich von Kraftwerken aus Platts und ATLANTIS (S&P Global Market Intelligence, 2017).....	57
Tabelle 4: Abdeckung des Kraftwerksparks in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps (S&P Global Market Intelligence, 2018, S. 44).....	59
Tabelle 5: Gewählte Mindestleistung je Kraftwerkseinheit und Kraftwerkstyp	72
Tabelle 6: Herkunft der Verbrauchsdaten in Abhängigkeit vom Szenario (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 29)	76
Tabelle 7: Brennstoffpreise in Abhängigkeit des Szenarios aus dem WEO 2016 (International Energy Agency, 2016, S. 45)	79
Tabelle 8: CO ₂ -Preise in Abhängigkeit des Szenarios aus dem WEO 2016 (International Energy Agency, 2016, S. 39)	80
Tabelle 9: Umrechnungsfaktoren (International Energy Agency, 2016, S. 640)	81
Tabelle 10: Wechselkurse 2015 (International Energy Agency, 2016, S. 640).....	81
Tabelle 11: ENTSOE-E Brennstoffpreise in Abhängigkeit des Szenarios (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 4)	82
Tabelle 12: ENTSOE-E Brennstoffpreise für ATLANTIS (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 4) (eigene Darstellung)	83
Tabelle 13: Eingabemaske zur Generierung der A_Export_Stamm für tbl_Param_BrennstoffSzenarien.xlsx.....	84
Tabelle 14: Szenarien und deren zugehörige Szenariotypen (ENTSO-E/ENTSO-G, 2018b, S. 23)	86

13 Literaturverzeichnis

- Aalborg University Denmark. (2013). *Aalborg Universitet Research portal*. Abgerufen am 20. 11 2018 von http://vbn.aau.dk/files/77342092/Heat_Roadmap_Europe_Pre_Study_II_May_2013.pdf
- ACER. (2017). *ACER*. Abgerufen am 8. 11 2018 von https://www.acer.europa.eu/de/The_agency/Seiten/default.aspx
- Amtsblatt der Europäischen Union. (8. 12 2008). *Eur-Lex*. Abgerufen am 4. 12 2018 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32008L0114>
- ASUE. (2011). *Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch*. Abgerufen am 9. 11 2018 von https://asue.de/blockheizkraftwerke/grafiken/die_fuenf_europaeischen_verbundsysteme_unter_dem_dach_der_european_network_of_transmission_system_operators_for_electricity_entso-e
- BloombergNEF. (9. 7 2018). *Bloomberg*. Abgerufen am 29. 11 2018 von Bloomberg: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2018/07/BNEF-Clean-Energy-Investment-Trends-1H-2018.pdf>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2018). *BMWi*. Abgerufen am 05. 11 2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/europaeische-wirtschaftspolitik.html>
- Cambridge Econometrics Ltd. (6 2016). *sandbag smarter climate policy*. Abgerufen am 12. 11 2018 von <https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/01/EU-power-sector-report-2017.pdf>
- Das europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union. (2009). *E-Control*. Abgerufen am 8. 11 2018 von <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/81241dfd-2379-485f-9cbe-a7440932f532>
- docbox. (2014). *docbox*. Abgerufen am 05. 11 2018 von <https://careersdocbox.com/docs-images/74/71385278/images/4-0.jpg>
- EEA. (2017). *European Environment Agency*. Abgerufen am 12. 11 2018 von <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment>
- EEA. (2017a). *European Environmental Agency*. Abgerufen am 15. 11 2018 von <https://www.eea.europa.eu/themes/climate/trends-and-projections-in-europe/trends-and-projections-in-europe-2017/index>
- EEA. (26. 10 2018). *European Environment Agency*. Abgerufen am 15. 11 2018 von <https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-2018>
- ehpa. (2018). *european heat pump association*. Abgerufen am 20. 11 2018 von <https://www.ehpa.org/technology/heat-pumps-and-eu-targets/>
- ENTSO-E /ENTSO-G. (2018). *TYNDP 2018 Scenario Report*. Brussels: ENTSO-E /ENTSO-G. Abgerufen am 10. 10 2018 von

-
- https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf
- ENTSO-E. (2. 1 2014). *ACER*. Abgerufen am 8. 11 2018 von <https://acer.europa.eu/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/17%20BZR/Action%201b%20-%20ENTSO-E%20Technical%20Report%2c%20Bidding%20Zones%20Review%20Process.pdf>
- ENTSO-E. (2015). *entsoe*. Abgerufen am 9. 11 2018 von https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/entsoe_at_a_glance_2015_web.pdf
- ENTSO-E. (31. 12 2017). *entsoe*. Abgerufen am 8. 11 2018 von https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2017.pdf
- ENTSO-E. (18. 5 2017a). *entsoe*. Abgerufen am 12. 11 2018 von https://annualreport2017.entsoe.eu/wp-content/uploads/2018/08/180518_ENTSO-E-Annual-Report-2017_FINAL.pdf
- ENTSO-E. (5. 7 2017b). *entsoe: Statistics and Data*. Abgerufen am 12. 11 2018 von https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2016_web.pdf
- ENTSO-E. (2018). TYNDP 2018 Executive Report. Brussels: ENTSO-E. Von https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP2018_Executive%20Report.pdf abgerufen
- ENTSO-E. (2018a). *entsoe*. Abgerufen am 21. 5 2018 von <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/net-gen-capacity/>
- ENTSO-E. (2018b). *Maps & Data*. Abgerufen am 17. 08 2018 von <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>
- ENTSO-E. (2018c). *entsoe*. Abgerufen am 8. 11 2018 von <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/#european-transmission-system-operators-ets>
- ENTSO-E. (2018d). *entsoe*. Abgerufen am 8. 11 2018 von <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>
- ENTSO-E/ENTSO-G. (2018b). *TYNDP 2018 Annex II Methodology*. Abgerufen am 19. 11 2018 von https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_ANNEX_II_Methodology.pdf
- Europäische Kommission. (2018c). *Europäische Kommission*. Abgerufen am 8. 11 2018 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/organisation_charts/organisation-chart-dg-ener_de.pdf
- Eurelectric. (2013). *Eurelectric*. Abgerufen am 9. 11 2018 von https://www3.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf

-
- Europäische Kommission. (2018d). *Europäische Kommission: Emissionshandelssystem*. Abgerufen am 13. 11 2018 von https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de#tab-0-0
- Europäische Kommission. (2018). *Europäische Kommission: Klima- und Energiepakt 2020*. Abgerufen am 7. 11 2018 von https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_de
- Europäische Kommission. (2018a). *Europäische Kommission: Rahmen für die Klima- und Energiepolitik 2030*. Abgerufen am 7. 11 2018 von https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de
- Europäische Kommission. (2018b). *Europäische Kommission: CO2-arme Wirtschaft bis 2050*. Abgerufen am 7. 11 2018 von https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de
- Europäische Union. (2018). *EUR-Lex*. Abgerufen am 6. 11 2018 von https://eur-lex.europa.eu/summary/glossary/excessive_deficit_procedure.html?locale=de
- Europäische Union. (2018a). *Europäische Union: Energie*. Abgerufen am 7. 11 2018 von https://europa.eu/european-union/topics/energy_de
- Europäische Union. (15. 2 2018b). *Europäische Union*. Von https://europa.eu/european-union/about-eu/figures/living_de#tab-1-1 abgerufen
- European Commission. (2012). *European Commission*. Abgerufen am 20. 11 2018 von <https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/Background-Report-on-EU-27-District-Heating-Cooling-Potentials-Barriers-Best-Practice-Measures-Promotion.pdf>
- European Commission. (2017). *Press Release Database*. Abgerufen am 20. 10 2018 von http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-17-4708_en.htm
- European Commission. (2018). *Policies, information and services*. Abgerufen am 24. 10 2018 von https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/planning-and-proposing-law/impact-assessments_en
- European Commission. (2018). *European Commission*. Abgerufen am 6. 11 2018 von http://trade.ec.europa.eu/doclib/docs/2006/september/tradoc_122530.pdf
- European Commission. (2018a). *Energy modelling*. Abgerufen am 24. 10 2018 von <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>
- European Commission. (2018a). *European Commission: Energy, Climate change, Environment*. Abgerufen am 7. 11 2018 von https://ec.europa.eu/clima/policies/effort_en
- European Union. (2017). *European Union*. Abgerufen am 05. 11 2018 von https://europa.eu/european-union/about-eu/history_de
- European Union. (2018). *European Union*. Abgerufen am 04. 11 2018 von https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_en
- European Union. (2018a). *European Union*. Abgerufen am 05. 11 2018 von https://europa.eu/european-union/about-eu/figures/economy_en

-
- Eurostat. (2017). *eurostat*. Abgerufen am 11. 5 2018 von <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/4187653/7825806/IMG+graph+News+GDP.png/2007cb2a-6da1-4a83-af08-4a5086103158?t=1491567845403>
- Eurostat. (4. 6 2018). *eurostat*. Abgerufen am 15. 5 2018 von http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_113a&lang=de
- Eurostat. (2018a). *eurostat*. Abgerufen am 04. 11 2018 von <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=tps00001>
- Eurostat. (2018b). *eurostat*. Abgerufen am 5. 11 2018 von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=GDP_at_regional_level/de#Regionales_Bruttoinlandsprodukt_.28BIP.29_je_Einwohner
- Eurostat. (2018c). *eurostat*. Abgerufen am 06. 11 2018 von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/International_trade_in_goods#The_three_largest_global_players_for_international_trade:_EU.2C_China_and_the_USA
- Eurostat. (2018d). *eurostat: Statistik der öffentlichen Finanzen*. Abgerufen am 6. 11 2018 von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Government_finance_statistics/de#Staatsverschuldung
- Eurostat. (2018e). *eurostat: Unemployment statistics*. Abgerufen am 6. 11 2018 von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Unemployment_statistics#Recent_developments
- Eurostat. (2018f). *eurostat: Supply, transformation and consumption of electricity - annual data*. Abgerufen am 12. 11 2018 von http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?query=BOOKMARK_DS-053532_QID_40030F5D_UID_-3F171EB0&layout=TIME,C,X,0;INDIC_NRG,L,Y,0;UNIT,L,Z,0;PRODUCT,L,Z,1;GEO,L,Z,2;INDICATORS,C,Z,3;&zSelection=DS-053532UNIT,GWH;DS-053532GEO,EU28;DS-053532INDICATORS,O
- Eurostat. (2018g). *eurostat: Shedding light on energy in the EU*. Abgerufen am 14. 11 2018 von <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/images/pdf/pdf-energy-eurostat-2018.pdf>
- Eurostat. (2018h). *eurostat*. Abgerufen am 14. 11 2018 von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/9/9f/Gross_inland_energy_consumption_by_fuel%2C_EU-28%2C_1990-2016_%28ktoe%29_1.png
- Eurostat. (2018i). *eurostat: Energy Production and Imports*. Abgerufen am 14. 11 2018 von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#The_EU_and_its_Member_States_are_all_net_importers_of_energy
- Eurostat. (2018j). *eurostat: Shedding light on energy in the EU*. Abgerufen am 14. 11 2018 von <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>
-

-
- Eurostat. (1. 12 2018k). *eurostat*. Von <http://ec.europa.eu/eurostat/tercet/flatfilesChangeNutsVersion.do> abgerufen
- Eurostat. (5 2018l). *eurostat: Population structure and ageing*. Von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Population_structure_and_ageing#The_share_of_elderly_people_continues_to_increase abgerufen
- finanzen.net. (29. 11 2018). *finanzen.net*. Von <https://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte> abgerufen
- Fraunhofer ISE. (15. 11 2018). *Fraunhofer ISE*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> abgerufen
- IEA. (2018). *International Energy Agency*. Abgerufen am 12. 11 2018 von <https://www.iea.org/statistics/?country=EU28&year=2016&category=Key%20indicators&indicator=undefined&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT&showDataTable=true>
- IEA. (2018a). *International Energy Agency*. Abgerufen am 12. 11 2018 von <https://www.iea.org/statistics/?country=EU28&year=2016&category=Electricity&indicator=ElecGenByFuel&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT&showDataTable=true>
- IEA. (2018b). *International Energy Agency*. Abgerufen am 14. 11 2018 von <https://www.iea.org/weo/weomodel/>
- IEA. (2018c). *International Energy Agency: Statistics*. Abgerufen am 16. 11 2018 von <https://www.iea.org/statistics/?country=AUSTRIA&year=2006&category=Key%20indicators&indicator=TPESbySource&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT&showDataTable=true>
- IEE. (2017). *Atlantis v3.0 - Dokumentation*. Graz: IEE.
- IEE. (2018). *ATLANTIS Stammdaten*. Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- IEE. (2018a). *Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation*. Abgerufen am 22. 11 2018 von <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/>
- International Energy Agency. (2016). *World Energy Outlook 2016*. Paris: IEA Publications.
- International Monetary Fund. (2018). *World Economic Outlook Database*. Abgerufen am 6. 11 2018 von <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2018/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=60&pr.y=13&sy=1990&ey=2023&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=512,946,914,137,612,546,614,962,311,674,213,676,911,548,193,556,122,678,912,181,313,867,419,682,513,684,316,273,913>
- International Monetary Fund. (2018b). *IMF DataMapper*. Abgerufen am 05. 11 2018 von <https://www.imf.org/external/datamapper/PPPGDP@WEO/EU/CHN/USA/IND/JPN>
-

-
- International Monetary Fund. (2018c). *IMF DataMapper*. Abgerufen am 6. 11 2018 von https://www.imf.org/external/datamapper/GGXWDG_NGDP@WEO/EU/GRC/ITA/PRT/BEL/ESP
- Kischko, I. (11. 10 2018). *Kurier*. Von Kurier: <https://kurier.at/wirtschaft/deutschlands-braunkohle-desaster/400140965> abgerufen
- Next Kraftwerke. (2018). *Next Kraftwerke*. Abgerufen am 8. 11 2018 von <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/strommarkt/strompreiszonentrennung>
- Oesterreichs Energie. (2018). *Oesterreichs Energie: Die Interessenvertretung der österrreichischen E-Wirtschaft*. Abgerufen am 8. 11 2018 von <https://oesterreichsenergie.at/bedeutung-und-funktion-des-stromgrosshandels-176.html>
- S&P Global Market Intelligence. (2017). WEPP Database Europe. S&P Global Market Intelligence. Abgerufen am 2018
- S&P Global Market Intelligence. (2018). *platts-wepp-database-description-and-methodology.pdf*. Washington: S&P Global Market Intelligence. Von https://www.platts.com/IM.Platts.Content/Downloads/UDI/wepp/platts-wepp-database-sample-data.zip#_ga=2.217288597.244336729.1538981126-1206659862.1537429780 abgerufen
- Statista. (2018). *statista*. Abgerufen am 6. 11 2018 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/249078/umfrage/anteile-der-wirtschaftssektoren-am-bruttoinlandsprodukt-bip-der-eu/>
- Statista. (2018a). *statista*. Abgerufen am 6. 11 2018 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156282/umfrage/entwicklung-des-bruttoinlandsprodukts-bip-in-der-eu-und-der-eurozone/>
- Statista. (2018c). *statista*. Abgerufen am 6. 11 2018 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/252059/umfrage/inflationsrate-in-der-eu-nach-monaten/>
- Statista. (2018d). *statista*. Abgerufen am 6. 11 2018 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/188766/umfrage/bruttoinlandsprodukt-bip-pro-kopf-in-den-eu-laendern/>
- Statista. (2018e). *statista*. Abgerufen am 6. 11 2018 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156283/umfrage/entwicklung-der-arbeitslosenquote-in-der-eu-und-der-eurozone/>
- Statista. (2018f). *statista*. Von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/14035/umfrage/europaeische-union-bevoelkerung-einwohner/> abgerufen
- Statistics Netherlands. (2018). *Statistics Netherlands*. Abgerufen am 13. 07 2018 von <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLEN&PA=82610ENG&D1=7&D2=5&D3=16-26&LA=EN&VW=T>
- Stigler, U.-P. M. (2009). *Grundlagen der Energiewirtschaft*. Graz: IEE.
- United Nations. (2016). *United Nations Framework Convention on Climate Change*. Abgerufen am 7. 11 2018 von
-

<https://web.archive.org/web/20160117141004/http://newsroom.unfccc.int/unfccc-newsroom/finale-cop21/>

WKO. (2018). *Wirtschaftskammer Österreich*. Abgerufen am 6. 11 2018 von <http://wko.at/statistik/eu/europa-erwerbsquoten.pdf>

Wolf, H. (6 2018). *Analyse des zukünftigen europäischen*. Graz, Steiermark, Österreich.

Zachman, D. G. (18. 3 2015). *Friedrich Ebert Stiftung*. Abgerufen am 7. 11 2018 von <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/11468.pdf>