



Patrick Michael Spörk, BSc

Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer und konventioneller Energieträger

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Christopher Pansi, BSc

Begutachter

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

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Juli 2020

Eidesstattliche 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 thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

Ich möchte mich herzlich bei meinem Betreuer Dipl.-Ing. Christopher Pansi für die zeitintensive Unterstützung bedanken. Er ist mir stets mit seinen fachlichen Kompetenzen zur Seite gestanden.

Des Weiteren möchte ich mich bei allen Kollegen am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation für die tolle Zusammenarbeit im Rahmen meiner Tätigkeit als Studienassistent bedanken. Im Laufe meines Studiums absolvierte ich einige Lehrveranstaltungen bei Assoc. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl, welche mir mein Interesse an der Elektrizitätswirtschaft aufgezeigt und mir die Wahl meines Masterarbeitsthemas erleichtert haben. Hierfür und für die Möglichkeit der Durchführung der Arbeit am Institut möchte ich mich ebenfalls bedanken.

Ein großer Dank gilt meinen Eltern, welche mir mein Studium ermöglicht und mich jederzeit unterstützt haben. Bei meinen Freunden möchte ich mich für zahlreiche lehrreiche Stunden im Zuge der Prüfungsvorbereitungen und vor allem für die stets interessanten Prüfungsnachbereitungen bedanken.

Meiner Freundin Lisa möchte ich ebenfalls danken. Unter anderem für die emotionale Unterstützung in allen Lebenslagen, sowie das zeitintensive Korrekturlesen meiner Arbeit.

Kurzfassung

Im Zuge des fortschreitenden Klimawandels und den damit verbundenen klimapolitischen Maßnahmen zu dessen Eindämmung, haben die erneuerbaren Energien in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung gewonnen. Aufgrund des starken Ausbaus von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien verändern sich auch die Rollen im europäischen Kraftwerkspark. Durch die hohe Kapitalintensität in der Elektrizitätswirtschaft spielen auch die Fixkosten eine wesentliche Rolle. In dieser Arbeit wird vor allem auf die spezifischen Investitionskosten der in Europa am häufigsten verwendeten Kraftwerkstypen eingegangen.

Es wird untersucht, ob die mit dem Ausbau erneuerbarer Kraftwerke zusammenhängende Senkung der spezifischen Investitionskosten Auswirkungen auf zukünftige Investments im europäischen Kraftwerkspark haben wird. Dazu wird zur Ermittlung der aktuellen spezifischen Investitionskosten eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt. Des Weiteren werden im Zuge einer weiteren Literaturrecherche Lernraten ermittelt, welche eine Senkung der spezifischen Investitionskosten bei Verdopplung der kumulierten installierten Leistung definieren.

Mit den ermittelten Werten der spezifischen Investitionskosten und Lernraten werden bis zum Jahr 2040 insgesamt drei Simulationen mit der Simulationsumgebung ATLANTIS vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation durchgeführt. Diese basieren auf drei Szenarien des zehnjährigen Netz-Entwicklungsplanes (TYNDP) 2018.

Bei den spezifischen Investitionskosten der konventionellen und einiger erneuerbarer Kraftwerke wird aufgrund der technischen Reife und des schwachen Zubaus von keiner Kostensenkung ausgegangen. Für Wind- und Photovoltaikanlagen wurde ein möglicher Lerneffekt berücksichtigt. Dies führt dazu, dass - in Abhängigkeit des Zubaus je Szenario - vor allem Photovoltaikanlagen eine starke Kostenabnahme aufweisen. Im Bereich der konventionellen Kraftwerke können sich Gaskraftwerke aufgrund ihrer niedrigen spezifischen Investitionskosten und hohen Flexibilität durchsetzen.

Die Anteile der einzelnen Kraftwerke an der installierten Leistung, der bereitgestellten Energie und dem Anlagevermögen verhalten sich nicht proportional. Photovoltaik weist in allen Szenarien 2040 einen hohen Anteil an der installierten Leistung auf. Der Anteil am Anlagevermögen ist noch größer. Die bereitgestellte Energie ist im Verhältnis dazu gering, da die Dargebotsabhängigkeit hier einen Einfluss hat. Die sinkenden spezifischen Investitionskosten von Photovoltaik- und Windenergieanlagen können zukünftig in Kombination mit der aktuellen Klimapolitik das Investitionsrisiko senken bzw. Anreize für den Bau erneuerbarer Kraftwerke setzen.

Abstract

As a result of the ongoing climate change and the associated climate policy actions to mitigate it, renewable energy has become increasingly important in recent years. Because of the strong expansion of renewable energy power plants, the roles in the European power plant park are also changing. Due to the high capital intensity in the electricity industry, fixed costs also play a significant role. In this master thesis, the specific investment costs of the most frequently used power plant types in Europe are discussed.

The aim is to find out whether the reduction of specific investment costs associated with the expansion of renewable power plants will have an impact on future investments in the European power plant park. For this purpose, a comprehensive literature research will be conducted to determine the current specific investment costs. Furthermore, in the course of an additional literature research learning rates will be determined, which define a reduction of the specific investment costs when the cumulated installed capacity is doubled.

Using the values determined for specific investment costs and learning rates, a total of three simulations will be carried out by 2040 using the electricity industry simulation environment ATLANTIS developed by the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation at Graz University of Technology. These are based on three scenarios of the 10-year network development plan (TYNDP) 2018.

The specific investment costs of the conventional and some renewable power plants are not expected to decrease due to technical maturity and the low level of expansion. For wind and photovoltaic plants a possible learning effect has been taken into account. As a result, depending on the number of new installations per scenario, photovoltaic systems in particular show a sharp drop in costs. Gas-fired power plants can prevail among conventional power plants due to their low specific investment costs and high flexibility.

The shares of the individual power plants in installed capacity, energy provided and fixed assets are not proportional. Photovoltaics will account for a high proportion of installed capacity in 2040 in all three scenarios. The percentage of fixed assets is even higher. The energy provided is relatively low in relation to this, as the dependence on solar energy has an influence here. The decreasing specific investment costs of photovoltaic and wind energy plants can in future, in combination with the actual climate policy, reduce the investment risk and provide investment incentives for the construction of renewable power plants.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	3
1.2	Forschungsfrage	3
1.3	Methodik	3
2	Konventionelle Kraftwerke	4
2.1	Kohlekraftwerke	5
2.1.1	Allgemeines	5
2.1.2	Spezifische Investitionskosten	7
2.2	Gaskraftwerke	9
2.2.1	Allgemeines	9
2.2.2	Spezifische Investitionskosten	10
2.3	Gas- und Dampfkraftwerke	12
2.3.1	Allgemeines	12
2.3.2	Spezifische Investitionskosten	13
2.4	Kernkraftwerke	15
2.4.1	Allgemeines	16
2.4.2	Spezifische Investitionskosten	18
2.5	Ölkraftwerke	19
2.5.1	Allgemeines	19
2.5.2	Spezifische Investitionskosten	19
3	Erneuerbare Kraftwerke	20
3.1	Biomasseanlagen	22
3.1.1	Allgemein	23
3.1.2	Spezifische Investitionskosten	24
3.2	Biogasanlagen	25
3.2.1	Allgemein	25
3.2.2	Spezifische Investitionskosten	27
3.3	Wasserkraftwerke	28
3.3.1	Allgemein	29
3.3.2	Spezifische Investitionskosten	31
3.4	Geothermische Kraftwerke	34
3.4.1	Allgemein	34
3.4.2	Spezifische Investitionskosten	35

3.5	Solarthermische Kraftwerke	36
3.5.1	Allgemein	37
3.5.2	Spezifische Investitionskosten	38
3.6	Müllverbrennungsanlagen	40
3.6.1	Allgemein	40
3.6.2	Spezifische Investitionskosten	41
3.7	Photovoltaikanlagen	42
3.7.1	Allgemein	43
3.7.2	Spezifische Investitionskosten	45
3.8	Windenergieanlagen	48
3.8.1	Allgemein	49
3.8.2	Spezifische Investitionskosten	51
4	Lernkurven	54
4.1	Photovoltaikanlagen	57
4.2	Onshore-Windenergieanlagen	59
4.3	Offshore-Windenergieanlagen	60
4.4	CSP-Anlagen	60
4.5	Betrachtung von nicht globalen Szenarien	62
5	Szenariosimulation und Ergebnisse	66
5.1	Simulationsmodell ATLANTIS	66
5.2	TYNDP 2018	69
5.3	Szenariodaten	73
5.4	Distributed Generation	75
5.4.1	Installierte Leistungen	75
5.4.2	Produzierte Energie	76
5.4.3	CO ₂ -Emissionen	77
5.4.4	Lernkurven	78
5.4.5	Anlagevermögen	79
5.5	Global Climate Action	81
5.5.1	Installierte Leistungen	81
5.5.2	Produzierte Energie	82
5.5.3	CO ₂ -Emissionen	83
5.5.4	Lernkurven	84
5.5.5	Anlagevermögen	85
5.6	Sustainable Transition	86
5.6.1	Installierte Leistungen	86

5.6.2	Produzierte Energie	87
5.6.3	CO ₂ -Emissionen	88
5.6.4	Lernkurven	89
5.6.5	Anlagevermögen	90
6	Zusammenfassung	91
	Abkürzungsverzeichnis	93
	Abbildungsverzeichnis	97
	Tabellenverzeichnis	98
	Literaturverzeichnis	99

1 Einleitung

Energieträger wie Kohle und Erdöl wurden gegen Ende des 18. Jahrhunderts kaum verwendet. Zur Deckung des Wärmeenergiebedarfs wurde Brennholz eingesetzt. Wind- und Wasserkraft wurden in Mühlen und Bewässerungsanlagen genutzt und waren deshalb bereits weit fortgeschritten. 1769 entwickelte James Watt die Dampfmaschine und legte somit das Fundament für die Industrialisierung. Wind- und Wasserräder wurden sukzessive zuerst von Dampfmaschinen und später von Verbrennungsmotoren verdrängt. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts setzten sich Kohle und Erdöl als wichtigste Energieträger durch. Mit dem Ende der Weltwirtschaftskrise im Jahre 1929 stieg der Energieverbrauch stark an und nahm bis heute stets zu. [1]

Der Anteil fossiler Energieträger am weltweiten Primärenergiebedarf betrug 2011 rund 80%. Biomasse hatte einen Anteil von knapp 10%, gefolgt von Wasserkraft und Kernenergie mit rund 6 bzw. 4%. Die restlichen erneuerbaren Energien verfügten nur über einen kleinen Anteil von rund 1%. Der weltweite Energiebedarf ist sehr unterschiedlich aufgeteilt, die Länder China, Deutschland, Indien, Japan, Russland und USA verbrauchen über die Hälfte der Energie. [2]

Durch den hohen fossilen Primärenergieverbrauch bzw. durch die Verbrennung von Kohle, Erdgas und Erdöl entsteht anthropogenes Kohlendioxid (CO_2). Laut dem Kyoto-Protokoll ist CO_2 eines der sechs Treibhausgase und trägt somit zum Treibhauseffekt bei. Die hohe Konzentration von Treibhausgas in der Atmosphäre hat in den Jahren seit der Industrialisierung den Klimawandel bzw. die Erderwärmung schneller voran getrieben, als dies natürlich geschehen würde. Die Folgen des Klimawandels zeigen sich bereits heute in Form von Starkregen, Trockenheit und vermehrten Hitzetagen.

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken, wurde im Dezember 2015 das Pariser Klimaabkommen von 195 Ländern unterzeichnet. Dadurch soll die Erderwärmung langfristig auf unter 2°C bzw. durch weitere Anstrengungen auf bis zu $1,5^\circ\text{C}$ begrenzt werden. Die zentralen energiepolitischen Ziele für die Europäische Union (EU) sind die Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40% (gegenüber 1990), die Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5% und die Erhöhung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 32%. [3]

Der Strom- und Wärmeerzeugungssektor weist mit rund 64% den höchsten Anteil an den CO₂-Emissionen auf [4]. Deshalb muss vor allem in diesem Sektor eine Dekarbonisierung stattfinden. Abbildung 1.1 zeigt die Stromerzeugung nach Energiequellen in Europa von 1990 bis 2017. Es ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung aus Kohle, Öl und Kernenergie abgenommen und jene aus Wind und Photovoltaik (PV) in den letzten Jahren zugenommen hat.

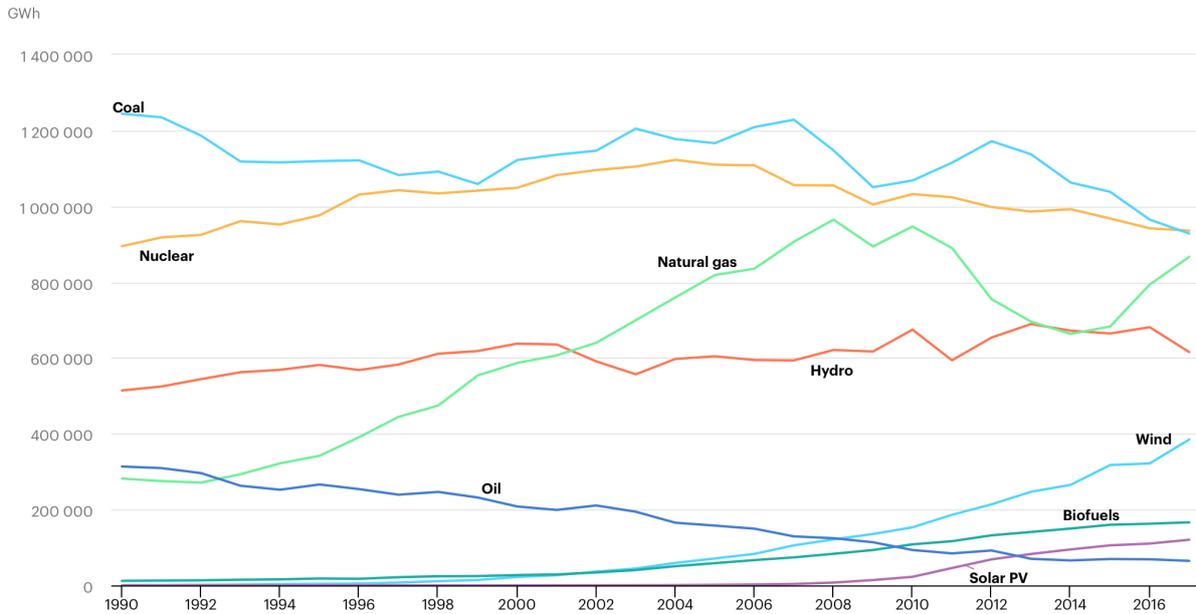


Abbildung 1.1: Stromerzeugung nach Energiequellen in Europa von 1990-2017 [4]

Die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Kraftwerken hat in den vergangenen Jahren gegenüber den konventionellen Kraftwerken zugenommen. Dies wurde vor allem durch staatliche Förderprogramme ermöglicht. Die in der Energiepolitik festgesetzten langfristigen Ziele schufen in vielen Staaten ein stabileres Investitionsklima. Durch das starke Marktwachstum und die hohen Investitionen in erneuerbare Energien verbesserten sich die Wirkungsgrade und die Produktionskosten sanken. In Kombination mit der zunehmenden Massenfertigung konnten somit auch die spezifischen Investitionskosten abnehmen. [5]

1.1 Motivation

Aufgrund der hohen Kapitalintensität in der Elektrizitätswirtschaft spielen neben den variablen Kosten vor allem die Fixkosten eine nicht unerhebliche Rolle an den Gesamtkosten. Die prognostizierte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten wird, vor allem bei unreifen Technologien, über Lernkurven beschrieben. Hier kommt es im Bereich erneuerbarer Energieträger zu einem fortschreitenden Umbruch im Preisgefüge. Besonders im Bereich der Photovoltaik machte sich in der Vergangenheit ein starker Preisverfall bemerkbar. Dies führt zu einer Abnahme der spezifischen Investitionskosten. Ebenfalls bewirkt dies in Kombination mit bereits abgedescribten konventionellen Kraftwerken eine Veränderung im Anlagevermögen des europäischen Kraftwerksparks.

1.2 Forschungsfrage

Es werden für jeden Kraftwerkstyp im europäischen Raum die spezifischen Investitionskosten und deren mögliche Entwicklung ermittelt. Darauf aufbauend wird in Abhängigkeit prognostizierter Lernfaktoren für jeden relevanten Kraftwerkstyp eine Lernkurve abgeleitet, um auch eine zukünftige Kostensenkung beschreiben zu können. Daraus ergibt sich die folgende Forschungsfrage für diese Arbeit:

Welchen Einfluss hat der Preisverfall von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger auf zukünftige Investitionen im europäischen Kraftwerkspark?

1.3 Methodik

Zur Ermittlung der aktuellen spezifischen Investitionskosten von europäischen Kraftwerkstypen wird eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt. Hierbei werden zahlreiche Studien und andere Veröffentlichungen durchleuchtet und miteinander verglichen. Die Literatur dient als Basis für eigene Berechnungen der spezifischen Investitionskosten. Zusätzlich wird im nächsten Schritt eine weitere tiefgehende Literaturrecherche in Bezug auf Lernkurven angestellt. Diese betrifft Kraftwerke, bei denen zukünftig eine Kostensenkung zu erwarten ist. Die ermittelten spezifischen Investitionskosten und Lernfaktoren werden Szenarien aus dem zehnjährigen Netzentwicklungsplan integriert. Diese Szenarien werden mit Atlantis simuliert. Zum Schluss werden die Ergebnisse der Simulation zusammengefasst und analysiert.

2 Konventionelle Kraftwerke

Zu den konventionellen Kraftwerken zählen jene, welche mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Kernenergie ist ebenfalls Teil dieser Begriffsdefinition. Die relevanten konventionellen Kraftwerke in Europa sind Braun- und Steinkohlekraftwerke, Gaskraftwerke bzw. Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerk), Kernkraftwerke und zuletzt die nicht mehr häufig vorkommenden Ölkraftwerke. Für diese Kraftwerke wurden die spezifischen Investitionskosten im Zuge einer Literaturrecherche ermittelt. Es gibt abhängig vom Kraftwerkstyp unterschiedliche Technologien. Sonderformen der Kraftwerke und nicht mehr häufig verwendete Kraftwerkstypen wurden nicht betrachtet. Im Jahr 2016 sah die Stromerzeugung nach Brennstoffen in der EU wie folgt aus [6]:

- 29% aus erneuerbaren Energien (im Vergleich zu 14% im Jahr 2005)
- 26% aus Kernenergie (im Vergleich zu 30% im Jahr 2005)
- 21% aus Stein- und Braunkohle (im Vergleich zu 29% im Jahr 2005)
- 20% aus Erdgas und abgeleitetem Gas (im Vergleich zu 21% im Jahr 2005)
- 2% aus Öl (im Vergleich zu 4% im Jahr 2005)
- 2% aus anderen Brennstoffen (unverändert gegenüber 2005)

In der oben stehenden Auflistung ist zu erkennen, dass sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung innerhalb von 11 Jahren mehr als verdoppelt hat. Daraus lässt sich ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien ableiten.

Die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke wird in den letzten Jahren immer öfter in Frage gestellt. Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Kraftwerke lässt in vielen Fällen keinen wirtschaftlichen Betrieb der konventionellen Kraftwerke zu. Grund dafür ist, dass die jährliche Auslastung und der Strompreis durch die erneuerbaren Mitanbieter sinken. Die schwankenden Brennstoffpreise, die gesellschaftliche Ablehnung gegen die CO₂-haltige Stromerzeugung und die Abhängigkeit vom Ausland wie z.B. bei Gas stellen zukünftig Investitionshemmnisse dar.

Für die spezifischen Investitionskosten wurde bei allen konventionellen Kraftwerken angenommen, dass die Werte bis 2050 konstant bleiben. Auf Grund der bereits ausgereiften Technologien wird davon ausgegangen, dass sich die spezifischen Investitionskosten in Zukunft nicht mehr wesentlich ändern. Effizienzverbesserungen konventioneller Kraftwerke werden, sofern diese kommerziell umgesetzt werden können, die Kosten tendenziell erhöhen statt senken. [7]

2.1 Kohlekraftwerke

In der EU liefern Kohlekraftwerke mit ca. einem Fünftel einen signifikanten Beitrag zur Bruttostromerzeugung. Einen besonders hohen Anteil an Kohleverstromung weisen Länder wie Polen und Estland auf (mehr als 90%). Zu den am häufigsten verwendeten Kohlekraftwerken zählen Braun- und Steinkohlekraftwerke. Der Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung wurde ebenso schon kommerziell eingesetzt. Jedoch konnte sich diese Technologie nicht durchsetzen, da sich der Wirkungsgradvorsprung in den letzten Jahren verringert hat und die hohen Kosten sowie die verfahrenstechnische Komplexität Hemmnisse darstellen. [8]

2.1.1 Allgemeines

Moderne Steinkohlekraftwerke werden mit einer Leistung von mehr als 700 MW pro Block gebaut. Typische Größenklassen liegen zwischen 300 und 700 MW bei einem Wirkungsgrad von 45-46%. Braunkohlekraftwerke werden zwischen 600 und 1100 MW gebaut. Der Wirkungsgrad liegt bei 43-44%. Ein Unterschied bei der Verbrennung der beiden Kohlearten ist, dass Braunkohle mit einer niedrigeren Temperatur verbrennt. Dadurch wird die Bildung von thermischen Stickoxiden (NO_x) bereits durch feuerungstechnische Primärmaßnahmen vermieden. [8]

Abbildung 2.1 zeigt das Schema eines Kohlekraftwerkes. Kohlenstaub wird mit einem Gebläse in die Brennkammer geblasen. Das dabei entstehende Rauchgas erwärmt das Speisewasser in den Rohren und bringt es zum Verdampfen. Der heiße Dampf treibt eine Dampfturbine an. Die sich durch die Dampfturbine drehende Welle induziert mit dem Rotor im Stator des Generators eine Spannung. Um den Wirkungsgrad zu erhöhen, besteht die Turbine in der Regel aus einem Hoch-, Mittel- und Niederdruckteil. Die Abgase werden nach dem Verlassen der Brennkammer schrittweise gereinigt. Eine weitere Erhöhung des Wirkungsgrades kann durch eine Fernwärmeauskopplung der Restwärme umgesetzt werden.

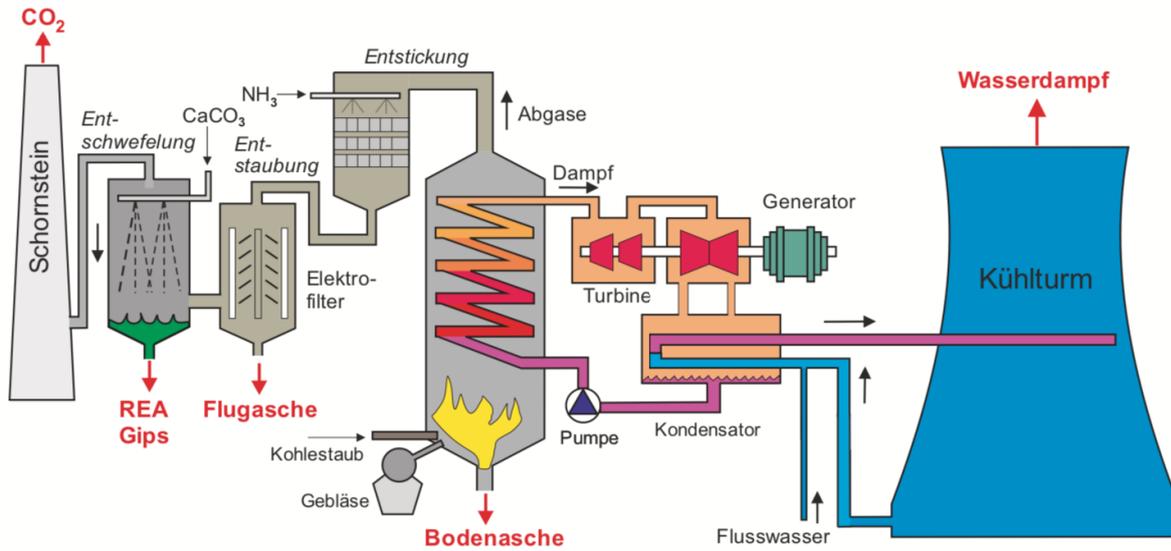


Abbildung 2.1: Schema eines Kohlekraftwerkes [9]

Das Rauchgas muss in einem Kohlekraftwerk in drei Stufen gereinigt werden, damit die geforderten Emissionsgrenzwerte eingehalten werden können. Zuerst tritt das Rauchgas in die Entstickungsanlage ein und strömt von oben nach unten. Es wird mit einem Ammoniak-Luft Gemisch angereichert. Dabei wird durch das Ammoniak den Stickoxiden im Rauchgas der Sauerstoff entzogen. Es entsteht Wasser (H_2O) und molekularer Stickstoff (N_2). [10]

Die zweite Stufe der Rauchgasreinigung ist die Entstaubung. Sie besteht aus einem Elektrofilter, der aus Stahlplatten und Drahtgittern besteht. Zwischen der Stahlplatte (+) und dem Drahtgitter (-) wird eine hohe Gleichspannung angelegt. Elektronen werden vom Gitter ausgesendet. Diese laden die vorbeiziehenden Aschestaubpartikel elektrisch auf. Die Aschestaubpartikel sammeln sich auf den Stahlplatten. Durch Rütteln der Stahlplatten fällt die Flugasche in das Aschesilo. [10]

In der letzten Stufe wird das Rauchgas in der Entschwefelungsanlage von Schwefeldioxid gereinigt. Hier wird das Rauchgas mit einer kalkhaltigen Suspension besprüht. Die Suspension reagiert mit dem Schwefeldioxid zu einer Calciumsulfidlösung, die sich im unteren Bereich der Entschwefelungsanlage sammelt. Luft wird eingeblasen und die Flüssigkeit reagiert mit Sauerstoff zu Calciumsulfat-Dihydrat (Gips). [10]

Durch die volatile Energieerzeugung werden sich zukünftig die Anforderungen an ein Kohlekraftwerk ändern. Hohe Flexibilitätsanforderungen werden auf thermische Kraftwerke zukommen. Unter anderem muss es zu einer Reduktion der Anfahrzeiten und einer Senkung der Mindestlast kommen. Ein Kaltstart¹ dauert bei einem bestehenden Braunkohle- und Steinkohlekraftwerk 10 Stunden. Ein Heißstart² bei Braunkohle 6 Stunden bzw. 2-3 Stunden bei Steinkohle. Die Minimallast beträgt bei Braunkohle 60% und bei Steinkohle 30-40% der Nennleistung. [11]

2.1.2 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten für ein Braunkohlekraftwerk betragen im Durchschnitt 1.712 €/kW. Ermittelt wurde dieser Wert mit den in der Literatur verwendeten Daten. Dabei wurden für die Mittelwertbildung nur Daten bis 2020 berücksichtigt. Es wird angenommen, dass dieser Wert in den kommenden Jahren konstant bleibt. In Abbildung 2.2 sind die in der Literatur Werte verwendeten bzw. der daraus resultierende Mittelwert abgebildet. Sind mehrere Werte miteinander verbunden (z.B. Fraunhofer ISE (2018)) wurde in der Literatur ein Bereich mit Minimum und Maximum angegeben, aus dem für die Berechnung der Mittelwert verwendet wurde.³

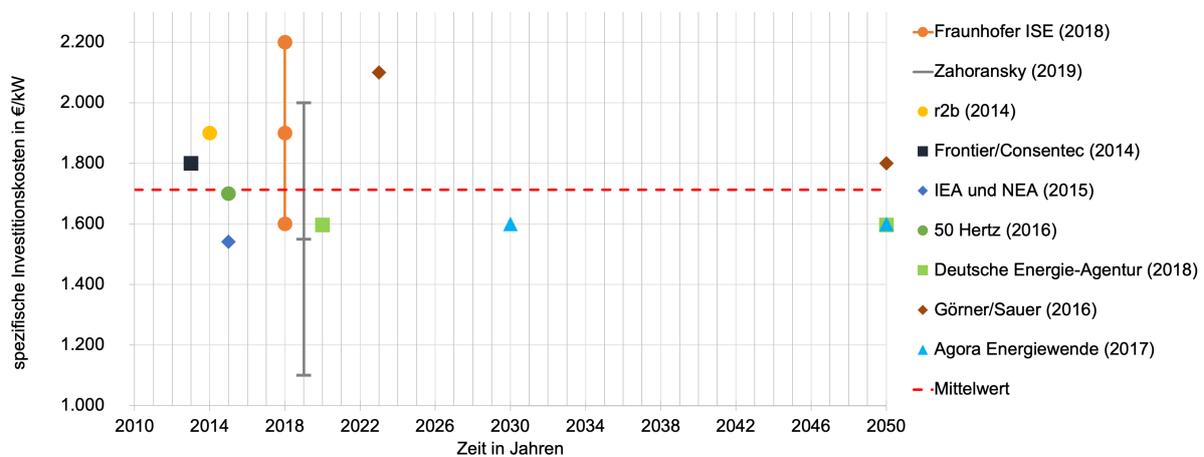


Abbildung 2.2: spezifische Investitionskosten für ein Braunkohlekraftwerk

¹Wiederanfahren nach einem Stillstand >48 Stunden

²Wiederanfahren nach einem Stillstand <8 Stunden

³Quellen von Abbildung 2.2: [5] [12] [13] [14] [15] [16] [7] [17] [18]

Bei Steinkohlekraftwerken liegen die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten bei 1.537 €/kW. Steinkohlekraftwerke benötigen bei gleicher Leistung einen kleineren Dampferzeuger als ein Braunkohlekraftwerk. Dies wirkt sich auch auf die Baukosten aus [19]. Der Mittelwert der spezifischen Investitionskosten wurde mit den Daten aus der Literatur bis 2020 berechnet, welche in Abbildung 2.3 angeführt ist.⁴

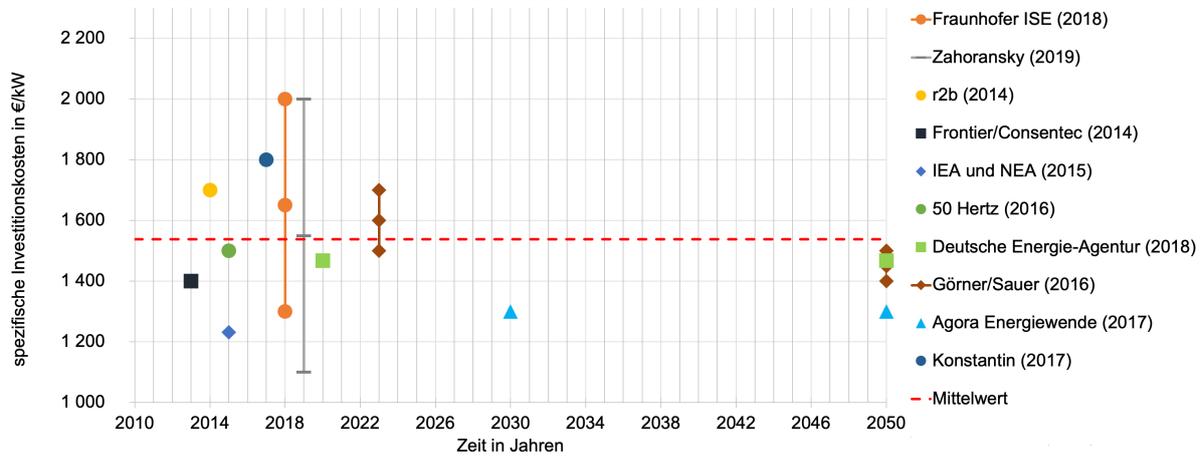


Abbildung 2.3: spezifische Investitionskosten für ein Steinkohlekraftwerk

⁴Quellen von Abbildung 2.3: [5] [12] [13] [14] [15] [16] [7] [17] [18] [19]

2.2 Gaskraftwerke

In der EU-weiten Stromerzeugung erlangen Gaskraftwerke einen immer höheren Stellenwert. Die Gasverstromung ist in Ländern wie Niederlande, Italien und Irland besonders ausgeprägt. Der Anteil liegt hier bei über 40%. Gaskraftwerke werden vor allem zur Spitzenlasterzeugung eingesetzt. Sie dienen aber auch der Mittellasterzeugung. Verglichen mit Kohlekraftwerken können Gaskraftwerke die aktuellen Flexibilitätsanforderungen besser erfüllen. Außerdem sind ihre spezifischen Investitionskosten deutlich geringer. [8]

2.2.1 Allgemeines

Gasturbinen werden in einem Bereich von 50 kW bis 470 MW gebaut. Moderne Gaskraftwerke erreichen einen Wirkungsgrad von bis zu 41%.⁵ Gasturbinen werden mit Erdgas und/oder Heizöl betrieben. Gichtgase, Biogase und Generatorgas können auch zum Einsatz kommen. Bei Teillastbetrieb sinkt der Wirkungsgrad der Gasturbine ab. Fällt die Last auf unter 60% ab werden die Turbinen nicht mehr betrieben, weil die Emissionsgrenzwerte nicht mehr eingehalten werden können. [19]

Der Aufbau eines Gaskraftwerkes mit kombinierten Erdgas- und Heizölbetrieb ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Der Dualbrennstoff, welcher auch nur aus Gas bestehen kann, wird direkt in der Gasturbine in mechanische Arbeit umgewandelt. Die Hauptkomponenten stellen Verdichter, Turbine, Brennkammer und Generator dar. Der Verdichter saugt Luft an und leitet diese nach der Verdichtung in die Brennkammer. Die verdichtete Luft wird dort mit dem Brennstoff verbrannt. Anschließend strömt die Luft mit einer Temperatur zwischen 1.000°C und 1.200°C weiter in die Turbine. Die dabei entstehende mechanische Energie wird im Generator in elektrische umgewandelt. Nach dem Verlassen der Turbine hat das Abgas eine Temperatur zwischen 450°C und 600°C. [19]

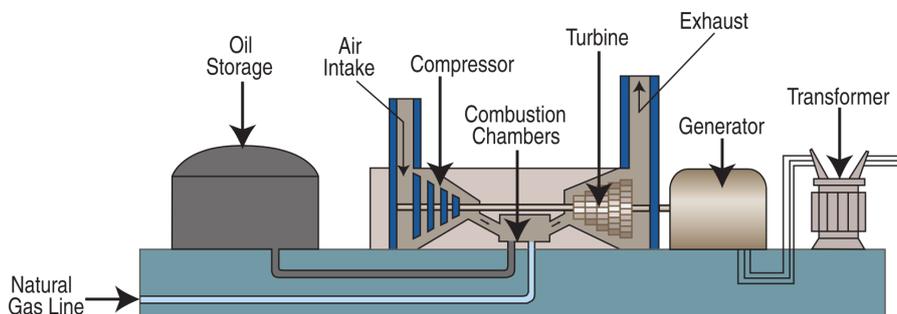


Abbildung 2.4: Schema eines Gaskraftwerks [20]

⁵Mitsubishi M701J mit 470 MW mit einem Wirkungsgrad von 41%

Die übliche Auslastung einer Gasturbine, welche für die Spitzenlastdeckung verwendet wird, liegt zwischen 500-2.000 Stunden pro Jahr. Dabei wird sie 100-200 Mal gestartet. In der Regel erreicht die Turbine pro Start 5-10 Betriebsstunden pro Start. Typisch sind Anfahrzeiten von 5 min bis Nenndrehzahl und Leistungsgradienten von 30 MW/min. Durch den zusätzlichen Ausbau zu einem GuD-Kraftwerk kann der Wirkungsgrad um ca. 20% erhöht werden. [21]

2.2.2 Spezifische Investitionskosten

Der Median der spezifischen Investitionskosten von Gaskraftwerken liegt bei 435 €/kW. Dieser Wert wurde unter Zuhilfenahme der Literatur bis 2020, welche in Abbildung 2.5 angegeben ist, errechnet. Die meisten Werte liegen in der Literatur zwischen 400-450 €/kW.⁶

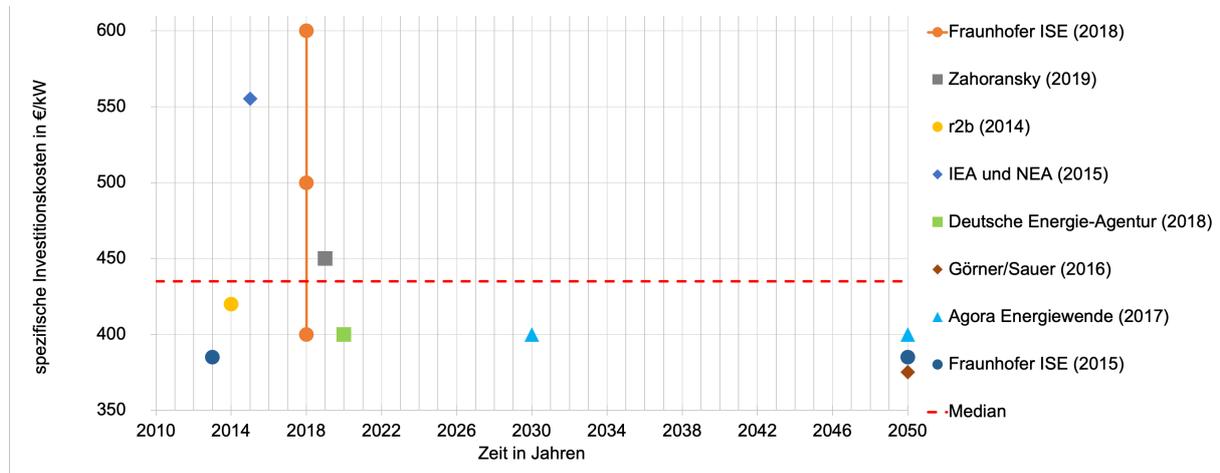


Abbildung 2.5: spezifische Investitionskosten für ein Gaskraftwerk

⁶Quellen von Abbildung 2.5: [5] [12] [13] [15] [7] [17] [18] [22] [23]

Die spezifischen Investitionskosten sind vor allem bei Gaskraftwerken nur als Richtwert zu verstehen. Um zu große Abweichungen aufgrund von des vergleichsweise hohen Wertes von International Energy Agency (IEA) und Nuclear Energy Agency (NEA) zu vermeiden, wurde für Gaskraftwerke der Median verwendet. Abbildung 2.6 zeigt die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der Leistung. Die Kosten von Gaskraftwerken variieren stark in Abhängigkeit der installierten Leistung und des Typs der verwendeten Gasturbine. Die Kosten in Abbildung 2.6 beziehen sich nur auf die einzelnen Komponenten des Kraftwerkes, nicht auf die Errichtung.

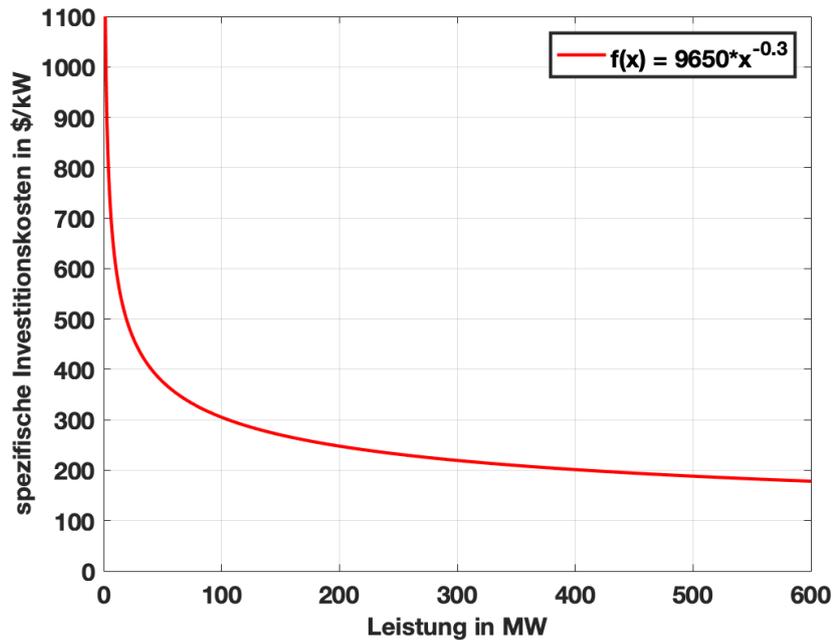


Abbildung 2.6: spezifische Investitionskosten für ein Gaskraftwerk in Abhängigkeit der Leistung [24]

2.3 Gas- und Dampfkraftwerke

In Kapitel 2.2.1 wurde bereits beschrieben, wie ein Gaskraftwerk funktioniert. Die immer noch heißen Verbrennungsabgase können nach Verlassen der Gasturbine in einem angeschlossenen Dampfkraftwerk zur Dampfproduktion beitragen. Diese Art von Kraftwerken werden GuD-Kraftwerke bezeichnet. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken haben GuD-Kraftwerke erhebliche Vorteile. Der hohe Wirkungsgrad, kurze Bauzeiten und geringere Investitionskosten haben zu einer weiten Verbreitung dieses Kraftwerkstyps geführt. Sind die Brennstoffkosten gering, eignet sich das GuD-Kraftwerk auch als Grundlastkraftwerk.

2.3.1 Allgemeines

Das Funktionsprinzip einer GuD-Anlage ist ähnlich der eines Gaskraftwerks mit dem Unterschied, dass nach der Gasturbine eine Dampfturbine nachgeschaltet wird. Abbildung 2.7 zeigt das Schema eines GuD-Kraftwerks. Luft wird vom Verdichter der Gasturbine angesaugt und mit dem Brennstoff (z.B. Gas) gezündet. Das heiße Verbrennungsgas treibt die Gasturbine an. Durch die sich drehende Welle wird der erste Generator angetrieben. Die 450-600°C heißen Abgase werden direkt in einen Abhitzekessel geführt. Dort geben die Abgase einen Teil ihrer thermischen Energie ab und erzeugen in den Rohren Dampf, welcher eine Dampfturbine antreibt. Der zweite Generator wird von der Dampfturbine angetrieben (Mehrwellenbetrieb).

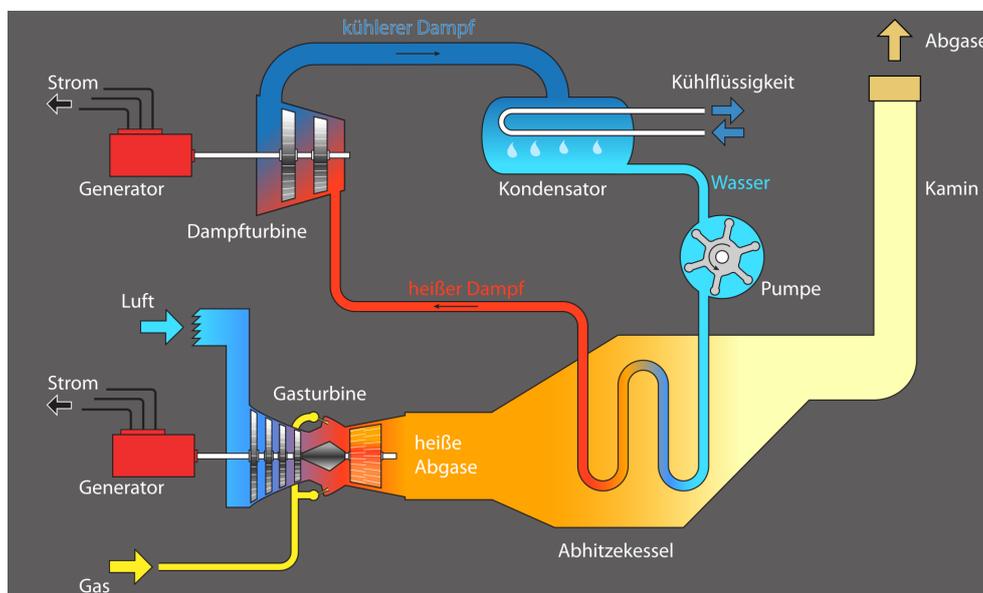


Abbildung 2.7: Schema eines GuD-Kraftwerks [25]

Durch den nachgeschalteten Dampfkreislauf erzielen GuD-Kraftwerke einen Wirkungsgrad von bis zu 63%. Auch die rauchgasbedingte Umweltbelastung und der Kühlwasserbedarf sinken dadurch. Das Verhältnis der Nutzleistungen liegt ungefähr bei 2:1 wobei die Gasturbine zwei Drittel der Nutzleistung bereit stellt und die Dampfturbine ein Drittel. [26]

Mit einem GuD-Kraftwerk kann innerhalb von 30-90 min ein Heißstart (<8 h) und in 90-210 min ein Kaltstart (>48 h) durchgeführt werden. Die Minimallast beträgt 40-58%. [11]

2.3.2 Spezifische Investitionskosten

Für ein GuD-Kraftwerk fallen die Investitionskosten niedriger als bei einem kohlebefeuerten Dampfkraftwerk aus. Sie liegen im Durchschnitt bei 735 €/kW. Dieser Wert wurde mit der Literatur aus Abbildung 2.8 bis 2020 berechnet. Dabei wurde für die Berechnung der Median verwendet, um zu stark abweichende Werte nicht zu berücksichtigen.⁷

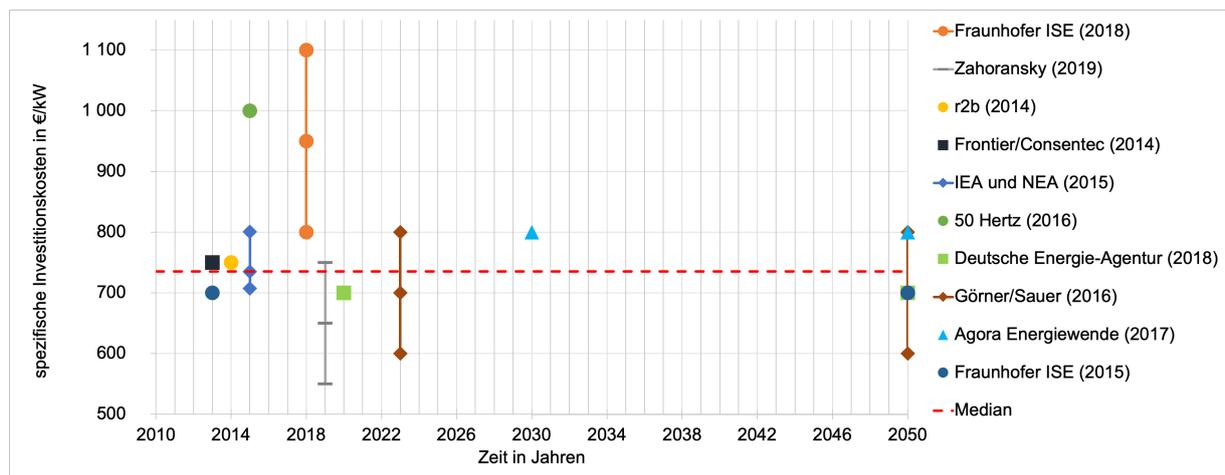


Abbildung 2.8: spezifische Investitionskosten für ein GuD-Kraftwerk

⁷Quellen von Abbildung 2.8: [5] [12] [13] [14] [15] [16] [7] [17] [18] [22]

Wie bei Gaskraftwerken sind die spezifischen Investitionskosten für ein GuD-Kraftwerk abhängig von der installierten Leistung und vom Turbinentyp. Die Kosten in Abbildung 2.9 decken die einzelnen Kraftwerkskomponenten und den Bau des Kraftwerkes ab. Transport, projektspezifische Kosten und die Eventualverbindlichkeiten sind nicht enthalten. Durch die Bandbreiten der exponentiell steil abfallenden Kurve sind die spezifischen Investitionskosten für ein GuD-Kraftwerk nur als Richtwert zu verstehen.

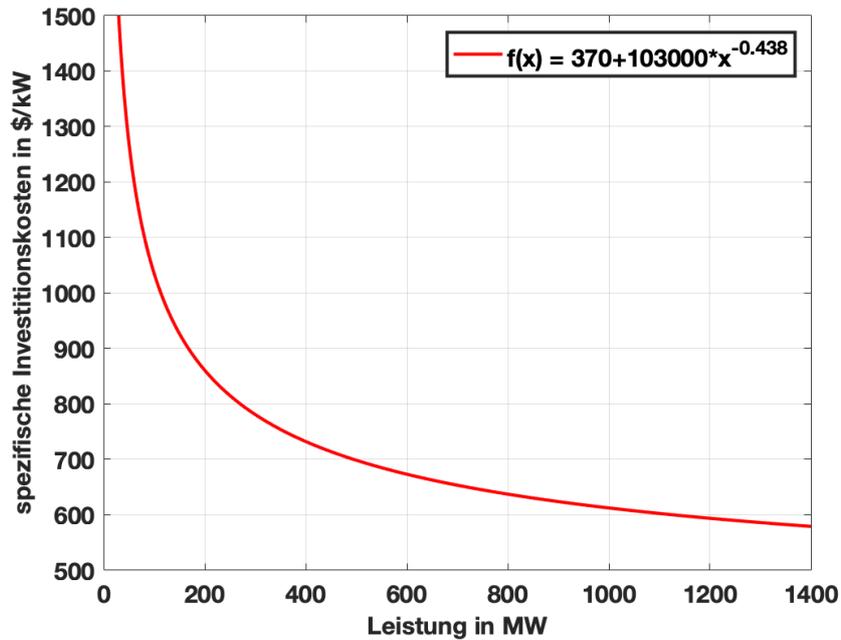


Abbildung 2.9: spezifische Investitionskosten für ein GuD-Kraftwerk in Abhängigkeit der Leistung [24]

2.4 Kernkraftwerke

Die Erzeugung von Elektrizität durch Kernenergie ist nach wie vor ein sehr umstrittenes Thema. Vorteilhaft ist, dass sich bei der Nutzung von Kernenergie der Verbrauch fossiler Brennstoffe wie Erdöl und Kohle reduziert und somit die CO₂-Emissionen durch die Verbrennung sinken. Somit kann die Kernenergie zur Verbesserung der Luftqualität beitragen. Zudem erreicht man durch die Erzeugung von Energie mit Kernkraft eine hohe Versorgungssicherheit. Die Nachteile scheinen aber, vor allem aus dem gesellschaftlichen Standpunkt gesehen, zu überwiegen. Die Endlagerung von radioaktivem Abfall, die Angst vor Terrorismus und Kernwaffen, die Versorgungsabhängigkeit bzw. Endlichkeit von Uran und die hohen spezifischen Investitionskosten stellen die Barrieren der Kernenergie dar.

Einige europäische Länder wie Italien und Litauen haben schon alle ihre in Betrieb genommenen Reaktoren stillgelegt. Belgien, Deutschland, Schweiz und Spanien planen bzw. führen aktuell einen Ausstieg aus der Kernenergie durch. In Ländern wie Frankreich, welche einen hohen Anteil der produzierten Energie mit Kernenergie erzeugen, werden technisch veraltete Reaktoren stillgelegt und durch modernere und effizientere Reaktoren ersetzt. Tabelle 2.1 zeigt, welche europäischen Länder 2018 wie viel Energie mit Kernenergie produziert haben, und wie hoch der nukleare Anteil der im Land produzierten Energie ist.

Länder	erzeugte Energie 2018 TWh	Anteil Kernenergie %	Reaktoren in Betrieb	Reaktoren in Bau
Belgien	27,3	39	7	
Bulgarien	15,4	34,7	2	
Deutschland	71,9	11,7	7	
Finnland	21,9	32,4	4	1
Frankreich	395,9	71,7	58	1
Niederlande	3,3	3,1	1	
Rumänien	10,5	17,2	2	
Russland	191,3	17,9	36	6
Schweden	65,9	40,3	8	
Schweiz	24,5	37,7	5	
Slowakei	13,8	55	4	2
Slowenien	5,5	35,9	1	
Spanien	53,4	20,4	7	
Tschechien	28,3	34,5	6	
Ukraine	79,5	53	15	2
Ungarn	14,9	50,6	4	
Vereinigtes Königreich	59,1	17,7	15	1
Summe	1082,4		182	13

Tabelle 2.1: Kernkraftwerke in Europa 2018 [27]

2.4.1 Allgemeines

Die in Kernkraftwerken erzeugte Energie entsteht durch Kernspaltung. Dabei wird durch die Spaltung ein Teil der Bindungsenergie des Atomkerns freigesetzt und in Wärme umgewandelt. Als Brennstoff wird bei modernen Anlagen meist angereichertes Uran verwendet. Durch die Kernspaltung entstehen schnelle Neutronen, die keine weiteren Kernreaktionen auslösen können, da sie an den schweren Atomkernen abprallen. Die Spaltung von Uran 235-Kernen wird durch Abbremsen der Neutronen angeregt. Die geschieht mit einem Moderator. vonB\IeC {\\"o}ckh2018

Die in Europa am häufigsten verwendeten Reaktoren sind Leichtwasserreaktoren. Sie verwenden als Kühlmittel und als Moderator normales, gereinigtes und entsalztes Wasser - leichtes Wasser. Es gibt zwei Arten von Leichtwasserreaktoren: Druckwasserreaktoren (DWR) und Siedewasserreaktoren (SWR).

Siedewasserreaktor

In einem SWR gibt es nur einen Dampf-Wasser-Kreislauf. Im Reaktordruckbehälter wird das Wasser von den Brennelementen erhitzt. Der entstehende Dampf wird direkt zu den Dampfturbinen geleitet und treibt diese an. Dabei werden in diesem Kreislauf alle Teile radioaktiv belastet. Abbildung 2.10 zeigt das Schema von einem SWR. Die Besonderheit ist, dass das Wasser, welches mit den Brennstäben in Berührung kommt, zum Sieden gebracht wird. Die Leistung wird über die Fördermenge der Speisepumpe geregelt.

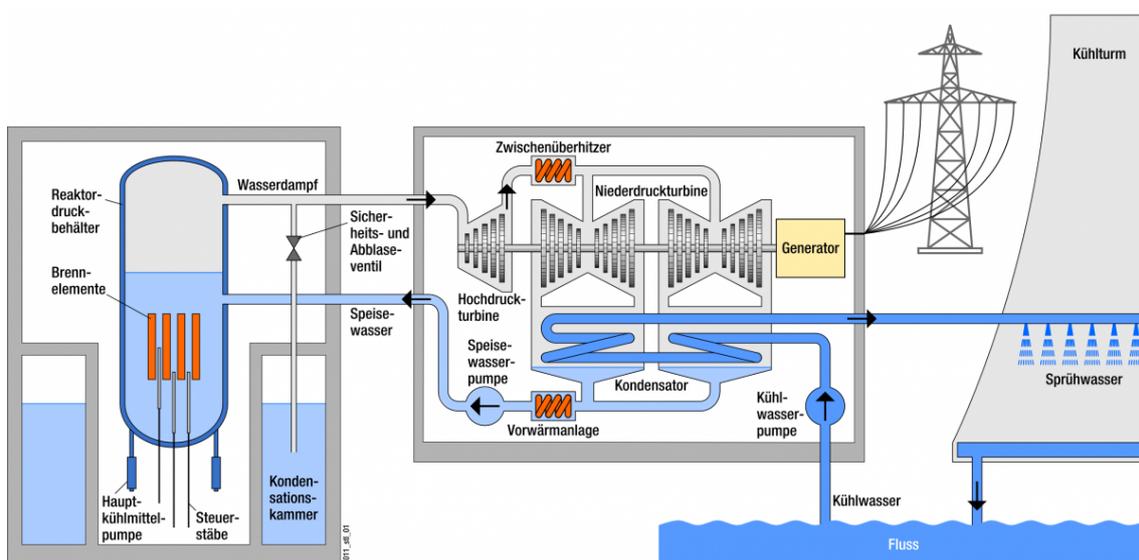


Abbildung 2.10: Schema eines Siedewasserreaktors [28]

Druckwasserreaktor

In einem DWR gibt es zwei von einander getrennte Kreisläufe. Den Primär- und den Sekundärkreislauf. Im Primärkreislauf wird unter Druck das Wasser durch die frei werdende Wärme der Brennstäbe erhitzt. Der Druck ist so hoch, dass das Wasser nicht zu sieden beginnt. Der Sekundärkreislauf dient der Dampferzeugung. Der Dampf, der in die Dampfturbine geleitet wird, ist frei von radioaktiven Partikeln. Dies ist vor allem bei Revisionsarbeiten ein großer Vorteil gegenüber dem SWR. Abbildung 2.11 zeigt den schematischen Aufbau von einem DWR. Die Leistung wird über die Veränderung des Borsäureanteils im Primärkreislauf geregelt, welcher die Anzahl der Kernspaltungen langsam regeln kann.

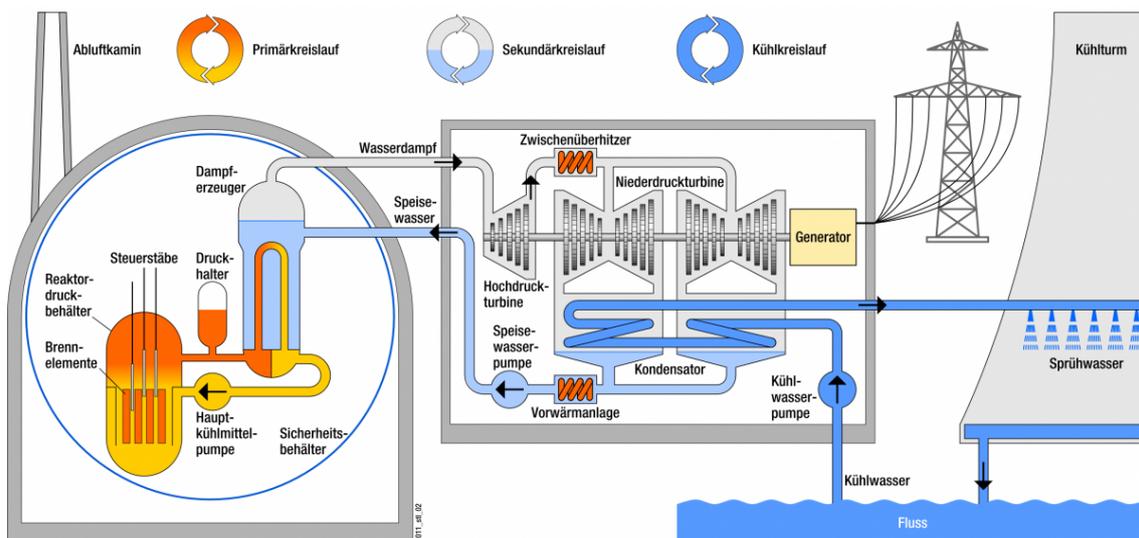


Abbildung 2.11: Schema eines Druckwasserreaktors [29]

Der Wirkungsgrad von Kernkraftwerken ist im Vergleich zu Kohle- und Gaskraftwerken geringer. Das liegt an den niedrigeren Temperaturen des Wasserdampfes. Der neue europäische DWR soll einen Wirkungsgrad von 37% erreichen. Kernkraftwerke werden vor allem als Grundlastkraftwerke eingesetzt und erreichen 8.000 Vollaststunden pro Jahr. In der Regel werden Kernkraftwerke mit 1000-2000 MW gebaut. [30]

Die Anfahrzeit eines kalten Reaktors beträgt 1-2 Tage. Ist der Reaktor im Betriebszustand Nulllast-heiß⁸ benötigt der Reaktor 1-2 Stunden und nach längerem Stillstand bis zu 6 Stunden. [31]

⁸Reaktor ist unterkritisch, die Kühlmitteltemperatur hoch

2.4.2 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten belaufen sich durchschnittlich auf 3.982 €/kW. Dieser Wert wurde als Mittelwert aus der Literatur von Abbildung 2.12 errechnet.⁹

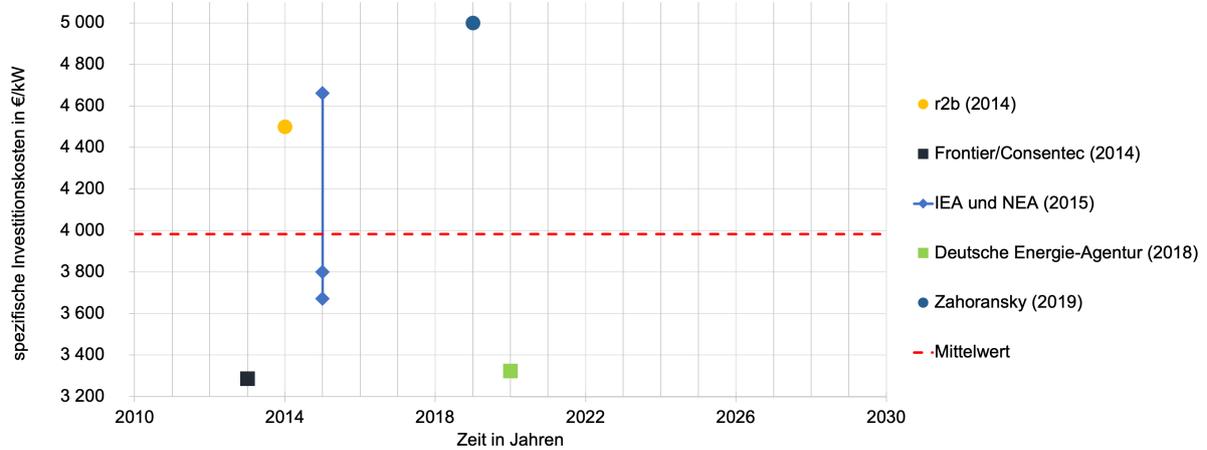


Abbildung 2.12: spezifische Investitionskosten für ein Kernkraftwerk

Die spezifischen Investitionskosten der einzelnen Quellen liegen in einigen Fällen weit auseinander, da unter anderem die Kosten für die Projektabwicklung nicht gut vorhersehbar sind. Grund dafür ist, dass während des Baus nicht vorhersehbare Verzögerungen aufkommen können. Ein Beispiel für eine Kostenerhöhung während der Bauzeit ist das sich aktuell in Bau befindliche Hinkley Point C im Vereinigten Königreich. Aktuell werden die Kosten auf 21,5 bis 22,5 Milliarden Pfund geschätzt. Gegenüber der ursprünglichen Schätzung bedeutet dies eine Verteuerung von bis zu 2,9 Milliarden Pfund. Ursache sind die schwierigen Bodenverhältnisse, welche die Erdarbeiten verteuert haben. [32]

⁹Quellen von Abbildung 2.12: [13] [14] [15] [7] [12]

Es ist anzumerken, dass fast alle Kernkraftwerke, welche in Betrieb sind, unter früheren Bedingungen eines stark regulierten Strommarktes gebaut wurden. Durch die Liberalisierung der Strommärkte stehen die unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien stärker im Wettbewerb. Kernkraftwerke müssen mehrere Jahrzehnte unter einer möglichst hohen Auslastung laufen damit sich aus dem eingesetzten Kapital eine Rendite erzielen lässt. Außerdem besteht Unklarheit darüber, welche Laufzeit (Ausstieg aus der Kernenergie) und Auslastung ein Kernkraftwerk erreichen kann. Ohne staatliche Hilfe kann heute kein Kernkraftwerk mehr gebaut werden. [33]

2.5 Ölkraftwerke

Grundsätzlich sind Ölkraftwerke ähnlich aufgebaut wie die in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Kohlekraftwerke. Anstatt Kohle wird als Brennstoff Öl (z.B. Erdöl, Diesel oder Schweröl) verwendet. Ein Vorteil von Ölkraftwerken ist die einfachere Brennstofflagerung als bei Kohle und Gas. Heute gibt es Ölkraftwerke nur mehr als Reserveanlagen. Kleine Kraftwerke unter 1 MW Leistung werden mit Dieselmotoren betrieben.

Durch den Ölpreisanstieg in den 1970er Jahren wurde das Schweröl als Energiequelle für die Stromerzeugung von Kohle, später von Gas, abgelöst. Öl wird als Brennstoff nur mehr in Kombination mit Gas in Gaskraftwerken verwendet.

2.5.1 Allgemeines

Von einem großen Öltank wird das Öl in den Brennraum geleitet und dort verbrennt. Das Prinzip des Ölkraftwerkes basiert auf dem eines Dampfkraftwerkes (Abbildung 2.1) mit dem Unterschied, dass der Brennkammer Öl anstatt Kohle zugeführt wird.

Ölkraftwerke haben einen Wirkungsgrad von 40-43% und eine Minimallast von 10-20%. Die Anfahrzeit im kalten Zustand beträgt 3 Stunden und im heißen Zustand 30-90 min. Die Lebensdauer liegt bei 45-50 Jahren. [17]

2.5.2 Spezifische Investitionskosten

Im Zuge der Literaturrecherche konnten nur wenige Daten zu reinen Ölkraftwerken gefunden werden. Das liegt daran, dass in den letzten Jahren keine reinen Ölkraftwerke gebaut wurden. Die spezifischen Investitionskosten für ein reines Ölkraftwerk betragen laut einer Studie 900 €/kW [14].

3 Erneuerbare Kraftwerke

Durch den voranschreitenden Klimawandel und dessen Auswirkungen gewinnen erneuerbare Kraftwerke immer mehr an Bedeutung. Mit diesen kann CO₂-neutrale Energie erzeugt werden. In der Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates, vom 23. April 2009, werden folgende Energiequellen als erneuerbare Quellen bezeichnet: [34]

- Wind
- Sonne
- aerothermische Energie (gespeicherte Wärme in der Umgebungsluft)
- geothermische Energie (gespeicherte Wärme unter der festen Erdoberfläche)
- hydrothermische Energie (gespeicherte Wärme in Oberflächengewässern)
- Meeresenergie
- Wasserkraft
- Biomasse
- Klärgas und Biogas

In den letzten Jahren wurden die erneuerbaren Kraftwerke stark ausgebaut. Vor allem im Bereich der Wind- und Solarenergie ist ein deutlicher Anstieg der installierten Leistung bzw. der produzierten Energie zu erkennen. Abbildung 3.1 zeigt den zeitlichen Verlauf der Bruttostromproduktion von 1990 bis 2017. Während geothermische Kraftwerke und Gezeitenkraftwerke nur eine sehr geringe Zunahme in der Erzeugung hatten, wurden Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Biogas- und Biomasseanlagen stark ausgebaut.

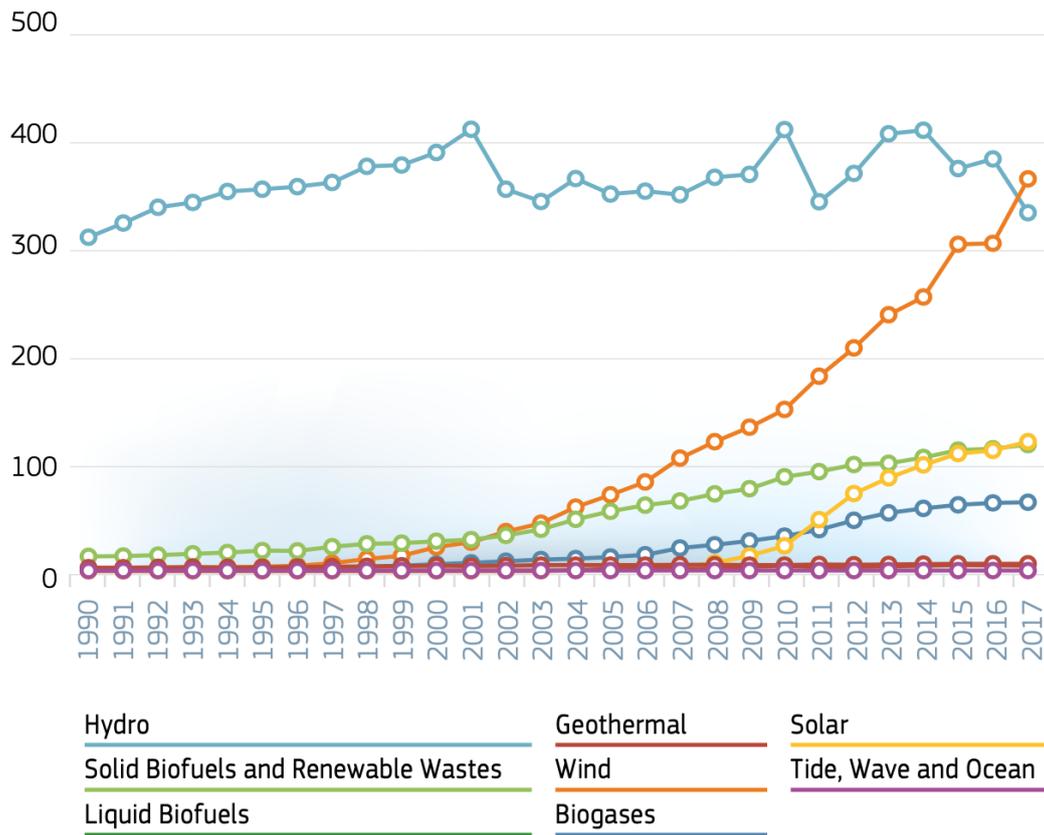


Abbildung 3.1: zeitlicher Verlauf der erneuerbaren Bruttostromerzeugung in der EU [35]

Das starke Marktwachstum der erneuerbaren Energien führte in Kombination mit den hohen Investitionen dazu, bessere Systemlösungen mit höheren Wirkungsgraden sowie niedrigeren Produktions- und Betriebskosten zu erreichen [5]. Dadurch sind vor allem bei Windenergie- und PV-Anlagen, die spezifischen Investitionskosten stark gesunken. Im Folgenden werden einzelne erneuerbare Kraftwerke genauer erklärt und zudem die spezifischen Investitionskosten der einzelnen Typen ermittelt.

3.1 Biomasseanlagen

Biomasse stellt neben PV, Wind und Wasser einen der wichtigsten erneuerbaren Energieträger dar. Biomasse hat den Vorteil einer zeitlich entkoppelten Produktion und Nutzung. Gegenüber fossilen Energieträgern verfügt Biomasse über einen geringeren Heiz- und Brennwert, da Pflanzen einen höheren Wasser- und Sauerstoffgehalt aufweisen. Der Begriff Biomasse umfasst alle pflanzlichen und tierischen Erzeugnisse, welche zur Gewinnung elektrischer Energie, Heizenergie oder als Kraftstoff verwendet werden können. Die in der Biomasse gespeicherte chemische Energie kann in unterschiedliche Energieformen umgewandelt werden. Abbildung 3.2 zeigt die Wandlungskette von Biomasse. Unterschiedliche Arten der Biomasse werden aufbereitet, transportiert und gelagert. Je nach verwendeter Biomasse und gewünschter Energieform (thermisch oder elektrisch) finden unterschiedliche Umwandlungsprozesse statt. Die Stromproduktion erfolgt durch Verbrennung der jeweiligen Biomasse.

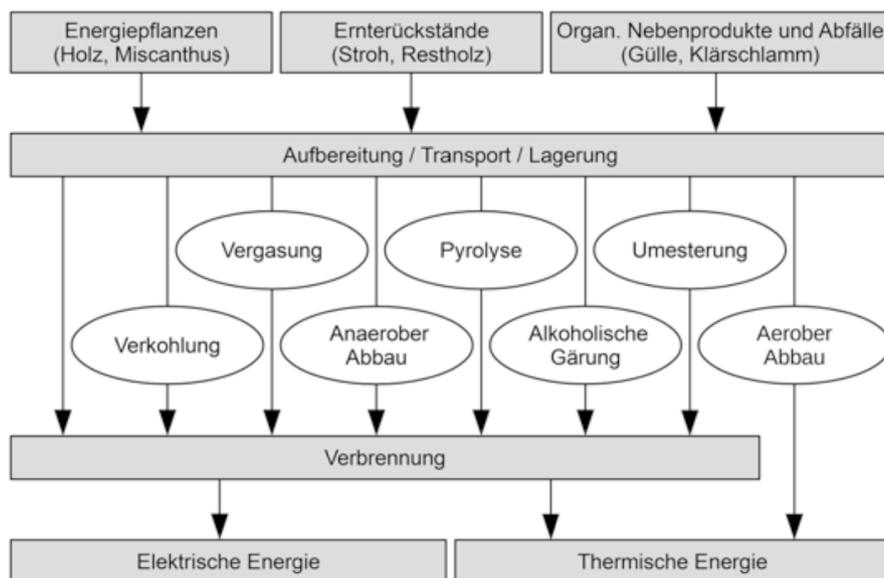


Abbildung 3.2: Wandlungskette von Biomasse [36]

Biomasse kann im Prinzip CO_2 -neutrale Energie liefern. Bei der Verbrennung wird, gleich wie bei fossilen Energieträgern, CO_2 freigesetzt. Die in etwa selbe Menge wird davor, durch das Wachstum der jeweiligen Biomasse, aus der Atmosphäre entnommen. Nachteile von Biomasse sind unter anderem der Einsatz von stickstoffhaltigen Düngemitteln, landwirtschaftlichen Zugmaschinen (fossil betrieben) und die Brandrodung zum Zwecke des Biomasseanbaus.

EU-weit lag 2017 der Anteil von Biomasse bei 12,1% der Brutto-Elektrizitätserzeugung erneuerbarer Energieträger. Das waren 121,8 TWh. Dabei hat das Vereinigte Königreich mit 24,15 TWh am meisten Biomasse in elektrische Energie umgewandelt, gefolgt von Deutschland mit 17,05 TWh. [35]

3.1.1 Allgemein

Biomasseanlagen erzeugen elektrische Energie durch die Verbrennung von Biomasse oder durch Vergasung mit anschließender Verbrennung. Abhängig von der Anlagengröße und der Wärmenutzung (Biomasseheizkraftwerk) werden unterschiedliche Technologien eingesetzt: [37]

- **Leistungen bis 100 kW:** Stirlingmotor
- **Leistungen von 200-2.000 kW:** ORC-Prozess¹⁰, Dampfturbinenprozess oder Dampf-motorenprozess
- **Leistungen größer als 2.000 kW:** Dampfturbinenprozess oder Biomassevergasung

Das Grundprinzip gleicht dem des Dampfturbinenprozesses eines Kohlekraftwerks, welcher in Kapitel 2.1.1 beschrieben wurde. Statt Kohle wird Biomasse verbrannt. Biomasse kann auch als Zusatzbrennstoff in Kombination mit Kohle verbrannt werden. Hierbei würde von Kohlekraftwerken gesprochen werden. Das Prinzip eines Dampfkraftwerkes wurde bereits in Abbildung 2.2 dargestellt.

Eine typische Biomasseanlage wird zur Grundlastenergieerzeugung verwendet und hat eine Anlagengröße von 5-20 MW bei einem Wirkungsgrad von 25-30%¹¹. Die Verfügbarkeit liegt bei 90-95%. [19]

¹⁰gleiches Prinzip wie bei einem Wasser-Dampf-Prozess, statt Wasser wird ein organisches Arbeitsmedium wie Silikonöl verwendet

¹¹der Wirkungsgrad wird in der Regel durch Fernwärmeauskopplung erhöht

3.1.2 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten von Biomasseanlagen sind abhängig von der installierten Leistung und der Zusammensetzung des verwendeten Brennstoffes. Außerdem steigen die Kosten, wenn Fernwärme ausgekoppelt wird. Daher ist der Wert für die spezifischen Investitionskosten nur als Richtwert zu verstehen und kann im Einzelfall abweichen. Unter Zuhilfenahme der Literatur aus Abbildung 3.3 wurde für die spezifischen Investitionskosten einer Biomasseanlage der Mittelwert aus den Werten bis 2020 gebildet. Der Mittelwert beträgt 2.898 €/kW.¹²

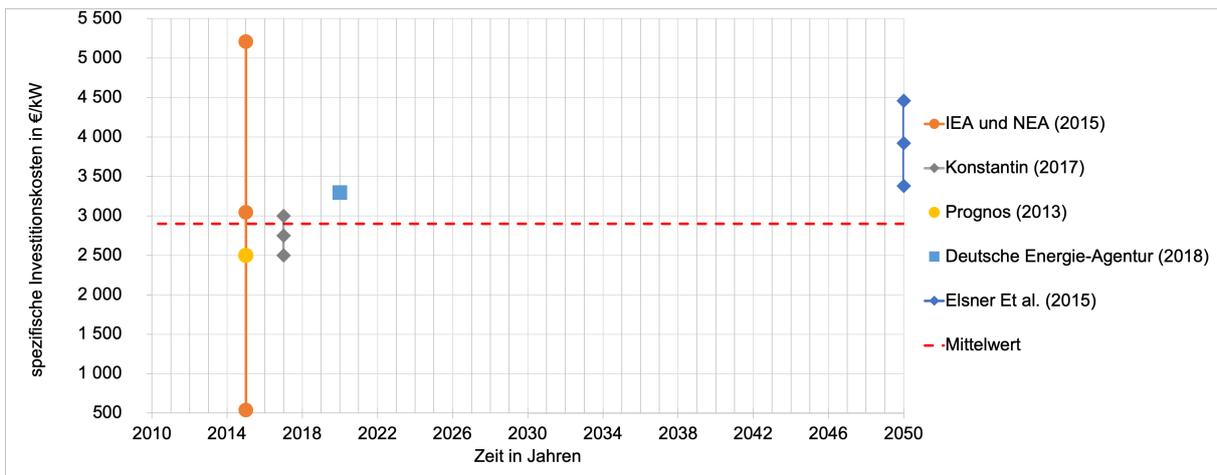


Abbildung 3.3: spezifische Investitionskosten für eine Biomasseanlage

Es wird bei Biomasseanlagen gleich wie bei den konventionellen Kraftwerken angenommen, dass die spezifischen Investitionskosten in Zukunft konstant bleiben werden. Da die Technologie auf einem Wasser-Dampf-Kreislauf aufbaut, und diese bereits ausgereift ist wird von keiner Weiterentwicklung ausgegangen. Diese Einschätzung ist vergleichbar mit zwei Studien [40][41]. Es wurde ein Bereich der Lernrate für Biomasse angegeben. In beiden Quellen startet der Bereich bei 0% Lernrate, also einer konservativen Einschätzung, die hier übernommen wurde.

¹²Quellen von Abbildung 3.3: [38] [15] [19] [7] [39]

3.2 Biogasanlagen

Biogas entsteht durch die Fermentation von organischen Stoffen. Diese sind z.B. Mist, Gülle, Pflanzen, Jauche oder Speisereste. Biogas entsteht unter Ausschluss von Sauerstoff (anaerob). In einer Biogasanlage wird das Biogas durch die anaerobe Fermentation in Fermentern bzw. Faultürmen erzeugt. Die Hauptbestandteile von Biogas sind Methan (CH_4) und CO_2 . Das Biogas wird für die Erzeugung von elektrischer Energie verwendet, aber auch in das Erdgasnetz eingespeist.¹³ Zusätzlich zur elektrischen Energie wird meist auch Wärme in das Nah- und Fernwärmenetz ausgekoppelt, um den Wirkungsgrad zu erhöhen. Auch diverse Fahrzeuge können mit Biogas als Treibstoff betrieben werden.

Der Einsatz von Biogasanlagen bringt einige Vorteile mit sich, wie die Nutzung von erneuerbaren, nachwachsenden und örtlich verfügbaren Rohstoffen, sowie die CO_2 -neutrale Energieerzeugung. Des Weiteren sinkt auch die Gasimportabhängigkeit in Ländern, welche keine Erdgasvorkommen aufweisen, da Biogas kann dezentral erzeugt werden. Biogasanlagen haben aber, verglichen mit anderen Energieerzeugungstechnologien relativ hohe und leistungsabhängige spezifische Investitionskosten. Verglichen mit Wind und PV hat Biogas den Vorteil, dass es immer verfügbar ist und gespeichert werden kann. Daher bietet Biogas in Zukunft eine gute Möglichkeit die volatile Stromerzeugung auszugleichen.

Der Anteil von Biogasanlagen an der EU-weiten erneuerbaren Stromerzeugung betrug 2017 6,3%. Es wurden 63,4 TWh erzeugt. Deutschland verstromte am meisten Biogas und erzeugte dabei 33,8 TWh, gefolgt von Italien mit 8,3 TWh. [35]

3.2.1 Allgemein

Biogasanlagen werden im Bereich von 50 kW bis 50 MW gebaut. Sie werden entweder kontinuierlich oder im Batch-Verfahren betrieben [19]. Kontinuierlich bedeutet, dass dem Fermenter kontinuierlich Substrat zugeführt bzw. Gärreste entnommen werden. Bei der Batch-Vergärung hingegen wird für jede Substratcharge der Gärvorgang abgeschlossen und danach der Fermenter entleert.

¹³nur der CH_4 -Anteil wird in das Erdgasnetz eingespeist

Abbildung 3.4 zeigt den Aufbau einer typischen Biogasanlage. Dabei wird in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) elektrische Energie mit einem Gasmotor erzeugt. Auch die dabei entstehende Wärme wird für Nah- und Fernwärme genutzt.

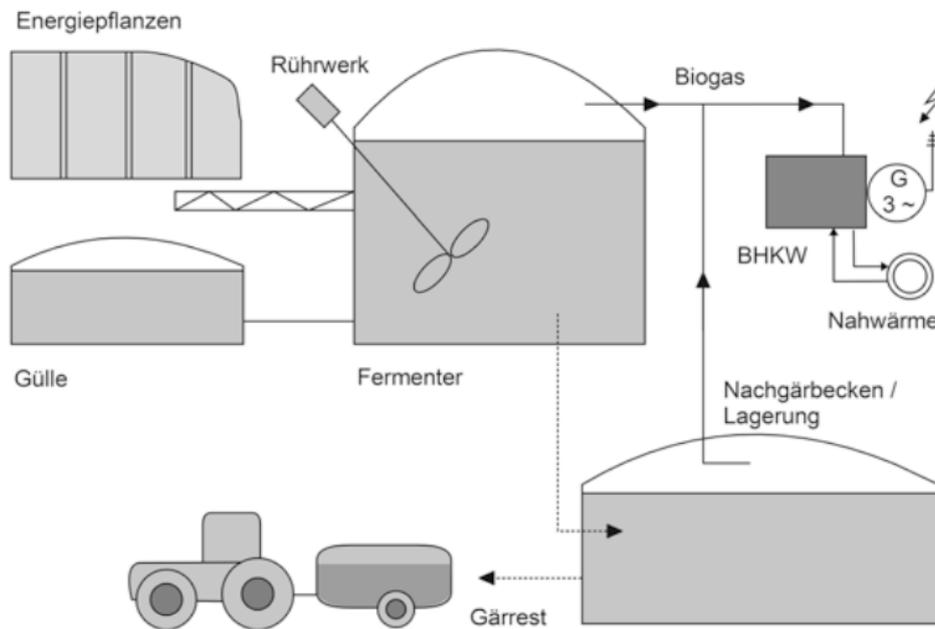


Abbildung 3.4: Schema einer Biogasanlage [36]

In Deutschland können Biogasanlagen bei Grundlasterzeugung eine Auslastung von 80-90% erreichen. Es wurde eine Flexibilitätsprämie eingeführt, da bei weniger Volllaststunden, wegen der volatilen Stromerzeugung von Wind und PV, eine Biogasanlage nicht mehr wirtschaftlich wäre.

3.2.2 Spezifische Investitionskosten

Für die spezifischen Investitionskosten wurde der Mittelwert, aus der in Abbildung 3.5 angeführten Literatur, bis 2020 gebildet. Er beträgt 4.226 €/kW. Dieser Wert ist als Richtwert zu verstehen.¹⁴

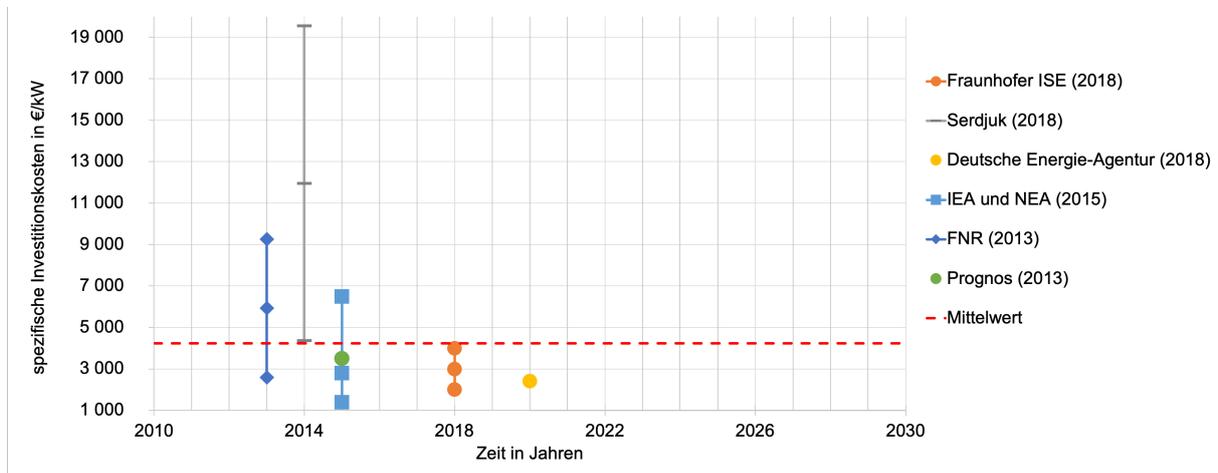


Abbildung 3.5: spezifische Investitionskosten für eine Biogasanlage

Die Anlagengröße stellt einen entscheidenden Faktor bei der Bestimmung der spezifischen Investitionskosten dar. Umso höher die installierte Leistung ist, umso niedriger sind die spezifischen Investitionskosten. In der Studie von [42] wurden sieben in etwa vergleichbare Biogasanlagen im Leistungsbereich von 75-1000 kW betrachtet und die spezifischen Investitionskosten lagen bei 9.256 €/kW für die kleinste und bei 2.595 €/kW für die größte Anlage.

¹⁴Quellen von Abbildung 3.4: [38] [42] [15] [43] [7] [5]

3.3 Wasserkraftwerke

Wasserkraftwerke wandeln die kinetische Energie von fließendem Wasser in Flüssen und die potentielle Energie von aufgestautem bzw. gespeichertem Wasser in mechanische Arbeit um. Diese wird darauf in elektrische Energie umgewandelt. Die installierte Leistung eines Wasserkraftwerks ist abhängig vom Gesamtwirkungsgrad, der Dichte des Wassers, der Erdbeschleunigung, vom Wasserdurchfluss und der Nettofallhöhe:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h \quad (3.1)$$

P ... installierte Leistung in W
 η ... Gesamtwirkungsgrad
 ρ ... Dichte des Wassers in kg/m^3
 g ... Erdbeschleunigung in m/s^2
 Q ... Wasserdurchfluss in m^3/s
 h ... Nettofallhöhe in m

Die vereinfachte Gleichung zur Berechnung der installierten Leistung in kW in einem Wasserkraftwerk lautet:

$$P = 8 \cdot Q \cdot h \quad (3.2)$$

P ... installierte Leistung in kW
 Q ... Wasserdurchfluss in m^3/s
 h ... Nettofallhöhe in m

Die Nettofallhöhe h berechnet sich durch die Subtraktion der Verlusthöhe von der Bruttofallhöhe und gibt die an der Turbine anstehende Druckhöhe an. Der Wasserdurchfluss Q gibt an wie viel m^3 Wasser in einer Sekunde an einem Punkt vorbeifließen. Der Faktor 8 setzt sich aus dem Gesamtwirkungsgrad¹⁵, der Erdbeschleunigung und der Dichte des Wassers zusammen.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist unabhängig von den Primärenergiepreisen am Weltmarkt. Außerdem ist sie gut prognostizierbar und CO_2 -frei. Weitere Besonderheiten der Wasserkraft sind die Langlebigkeit, die Möglichkeit der Energiespeicherung und geringe Betriebs- und Wartungskosten. Barrieren für den Ausbau von Wasserkraft stellen hohe Investitionskosten und die Umwelteingriffe durch den Bau der Kraftwerke dar.

¹⁵setzt sich aus Wasserzuleitung, Turbine und Generator zusammen (mittlere Annahme)

In der EU lag 2017 der Wasserkraftanteil der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung bei 32,9%. Produziert wurden 331,3 TWh. Schweden (65,17 TWh), Frankreich (55,11 TWh) und Österreich (42,25 TWh) waren die drei Länder, welche am meisten Energie aus Wasserkraft erzeugt haben. [35]

3.3.1 Allgemein

Lauf- und Schwellwasserkraftwerk

Lauf- und Schwellwasserkraftwerke werden an Flüssen oder Bächen gebaut und nutzen den Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterwasser, der durch Aufstauung des Wassers entsteht, aus. Da bei solchen Kraftwerken nur geringe Fallhöhen bis 15 m möglich sind, werden solche Kraftwerke als Niederdruckkraftwerke bezeichnet. Der am häufigsten eingesetzte Turbinentyp ist die Kaplan turbine. Abbildung 3.6 zeigt den Querschnitt des Kraftwerks Paternion an der Drau. Das aufgestaute Wasser fließt nach unten durch die Kaplan turbine und treibt den Generator an. Dieses Kraftwerk ist schwellbetriebsfähig. Es kann durch Aufstauen bzw. Ablassen des Wassers den Leistungsbedarf regeln. Lauf- und Schwellwasserkraftwerke werden vor allem als Grundlastkraftwerke eingesetzt.

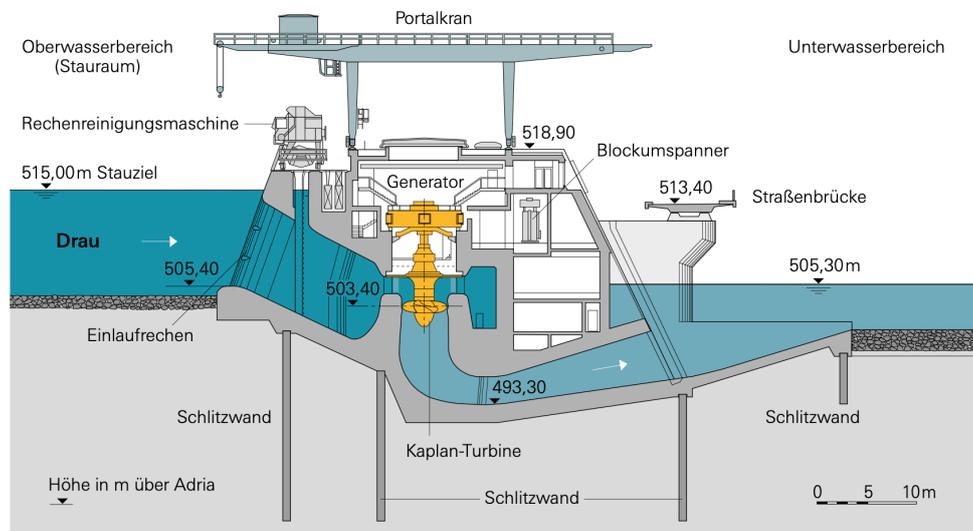


Abbildung 3.6: Querschnitt durch das Krafthaus eines Lauf- und Schwellwasserkraftwerks [44]

Speicher -und Pumpspeicherkraftwerke

Speicherkraftwerke haben im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken eine größere Höhendifferenz und werden deshalb bei Fallhöhen von 15 bis 50 m als Mitteldruckkraftwerke bzw. bei Fallhöhen größer 50 m als Hochdruckkraftwerke bezeichnet. Sie beziehen ihr Wasser aus einem höher gelegenen Speicherbecken. Hat dieses Speicherbecken nur einen natürlichen Zufluss wird ein solches Kraftwerk als Speicherkraftwerk bezeichnet. Bei einem Pumpspeicherkraftwerk besteht die Möglichkeit, das Wasser mit einer Pumpe aus dem unteren in das obere Speicherbecken zu pumpen. Abbildung 3.7 zeigt das Schema eines Speicherkraftwerks. Bei Speicher -und Pumpspeicherkraftwerken werden auf Grund der hohen Fallhöhen Francis- und Kaplan-turbinen eingesetzt. Die Einsatzgebiete solcher Kraftwerke sind die Mittel- und Spitzenlastzeugung.

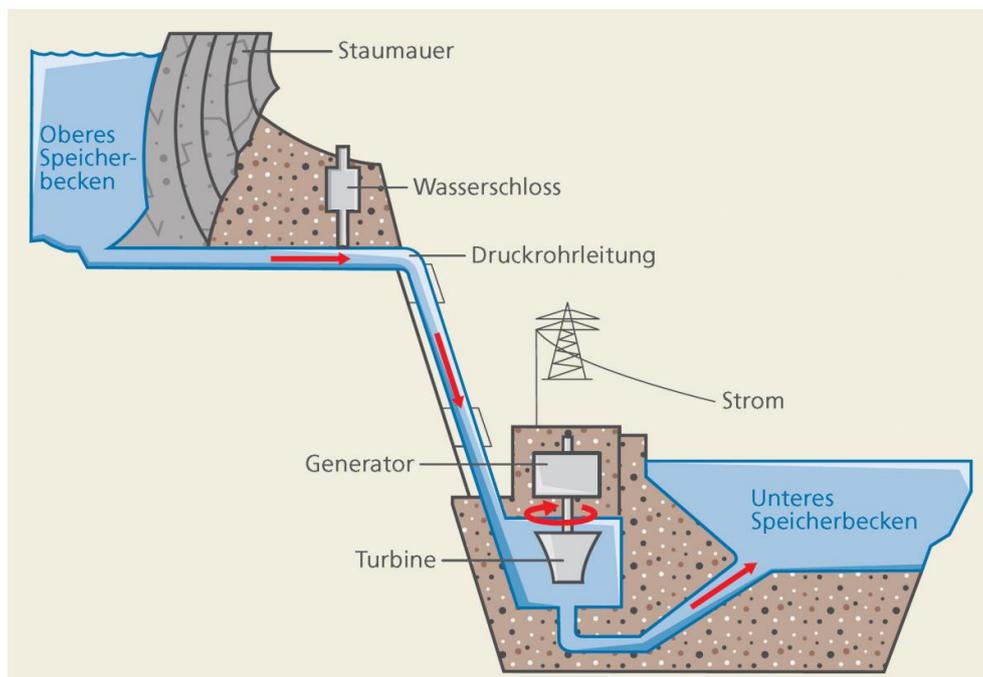


Abbildung 3.7: Schema eines Speicherkraftwerks [45]

Kaplanturbinen liegen in einem Leistungsbereich von 100 kW bis 50 MW und erreichen einen Wirkungsgrad von 85-90%. Die Pelton turbine hat den gleichen Wirkungsgrad, kann aber Leistungen bis zu 400 MW erzielen. Bei einem Wirkungsgrad von 85% und einer maximalen Leistung von 1000 MW ist die Francisturbine die leistungsstärkste aller Wasserturbinen. [19]

3.3.2 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten von Wasserkraftwerken unterliegen einer starken Schwankung. In einer Studie von [46], deren Ergebnisse in Tabelle 3.1 dargestellt sind, wurden einige Besonderheiten in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken aufgezeigt. Vor allem Umweltfaktoren, wie Wassermenge und Gefälle sind entscheidend für die Baukosten. In Ländern mit einem höheren Preisniveau, sind auch die spezifischen Investitionskosten größer. Eine Leistungsabhängigkeit der Kosten kann ebenso festgestellt werden, wobei auffällig ist, dass der mittlere Leistungsbereich am kostenintensivsten ist. [46]

Kraftwerksgröße	Minimum €/kW	Maximum €/kW	Mittelwert €/kW
1-10 MW	1.603	10.810	3.173
10-100 MW	1.019	8.974	3.628
>100 MW	1.467	4.434	3.424

Tabelle 3.1: spezifische Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken [46]

Zur Berechnung der spezifischen Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken wurde der Mittelwert, aus den Werten der in Abbildung 3.8 verwendeten Literatur, gebildet. Der Mittelwert beträgt 3.438 €/kW. In der Literatur wird eine relativ hohe Spannbreite der Kosten angegeben. Von [46] wurde der Durchschnitt aus den Mittelwerten für die Berechnung verwendet.¹⁶

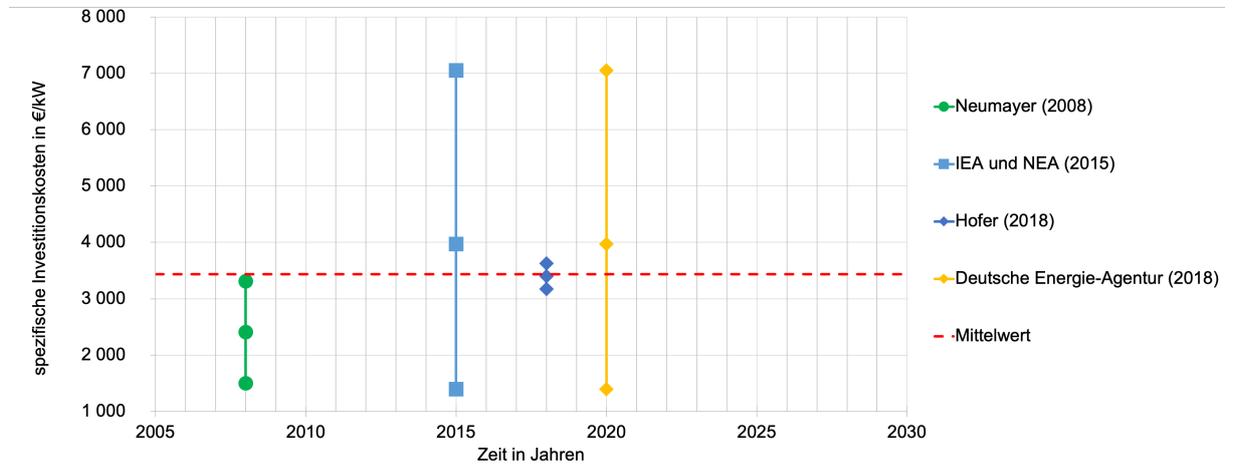


Abbildung 3.8: spezifische Investitionskosten eines Lauf- und Schwellwasserkraftwerks

Für die spezifischen Investitionskosten wurden in der Arbeit von [47] 50 Datensätze von verschiedenen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken verglichen. Die Ergebnisse sind in 3.2 dargestellt. Umso mehr Leistung installiert wurde, umso niedriger fielen die Kosten aus. Die höchsten spezifischen Investitionskosten (5.014 €/kW) wies ein Kraftwerk auf, welches in der Schweiz errichtet wurde. Die niedrigsten Kosten erreichte ein Kraftwerk in der Ukraine (244 €/kW). Bei diesen beiden Ländern liegt das Lohnniveau deutlich auseinander. Der Kostenunterschied zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist nicht maßgeblich. [47]

Kraftwerksgröße	Minimum €/kW	Maximum €/kW	Mittelwert €/kW
10-100 MW	889	5.014	1.915
>100 MW	244	2.952	1.234

Tabelle 3.2: spezifische Investitionskosten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken [47]

¹⁶Quellen von Abbildung 3.8: [47] [15] [46] [7]

Zur Ermittlung der spezifische Investitionskosten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wurde der Mittelwert aus den Werten der in Abbildung 3.9 verwendeten Literatur gebildet. Er beträgt 1.286 €/kW. Aus der Arbeit von [47] wurde der Durchschnitt der Mittelwerte für die Berechnung verwendet.¹⁷

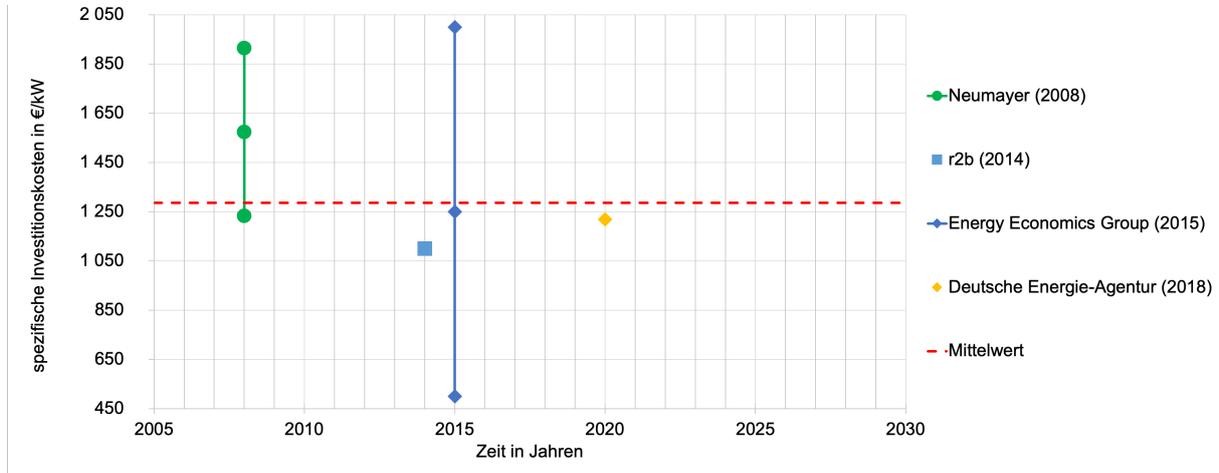


Abbildung 3.9: spezifische Investitionskosten eines Speicher- und Pumpspeicherkraftwerks

Auf Grund der starken Schwankung und der regionalen Gegebenheiten können die spezifischen Investitionskosten von Wasserkraftwerken nur als Schätzwerte verstanden werden. Es wird angenommen, dass die Kosten in Zukunft konstant bleiben, da Wasserkraftwerke eine hohe technische Reife aufweisen und auf Grund der hohen Schwankung keine valide Aussage getroffen werden kann.

¹⁷Quellen von Abbildung 3.9: [22] [15] [7] [48]

3.4 Geothermische Kraftwerke

Unter geothermischer Energie wird Erdwärme, welche in der Erdkruste gespeichert ist, verstanden. Diese stammt zu 30% aus der Restwärme des Erdkerns und zu 70% aus dem Zerfall radioaktiver Isotope [49]. Auf Grund der konstanten Temperaturen im Erdinneren und der Wetterunabhängigkeit ist die Stromerzeugung aus geothermischer Energie grundlastfähig. Je tiefer in das Erdinnere vorgedrungen wird, desto höher sind die vorherrschenden Temperaturen. In Mitteleuropa nimmt die Temperatur etwa 3°C pro 100 m Tiefe zu [50]. Die Temperatur erreicht im Erdkern etwa $5.000\text{-}7.000^{\circ}\text{C}$.

EU-weit wurden 2017 6.7 TWh elektrische Energie aus Geothermie gewonnen. Das sind 0,7% der erneuerbaren Stromerzeugung. Italien produzierte 6,2 TWh, also ca. 93% der gesamten geothermischen elektrischen Energie in Europa. [35]

3.4.1 Allgemein

Es gibt unterschiedliche Technologien bzw. Verfahren für die Erzeugung von Elektrizität und Wärme. Abbildung 3.10 zeigt eine typische geothermische Anlage. Wasser wird über eine Injektionsbohrung in die Tiefe gepumpt. Das Wasser erwärmt sich und steigt durch die Förderbohrung wieder auf. Das heiße Wasser gibt oben seine Wärmeenergie ab und treibt eine Dampfturbine an. Meistens wird die Energie über einen Wärmetauscher an einen Sekundärkreislauf übergeben.

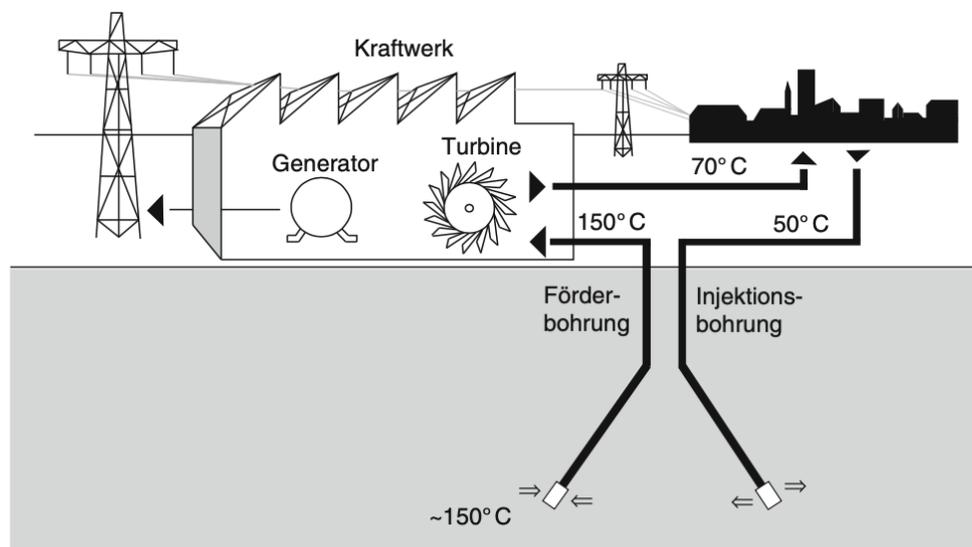


Abbildung 3.10: Schema eines geothermischen Kraftwerks [51]

Geothermische Kraftwerke erreichen einen Gesamtwirkungsgrad von 5-7%. Die verbleibende Restwärme wird ausgekoppelt und als Fernwärme bereitgestellt. [51]

3.4.2 Spezifische Investitionskosten

Die im Zuge der Literaturrecherche gefunden Studien, weisen bei den spezifischen Investitionskosten eine hohe Schwankungsbreite auf. Der Mittelwert, aus der in Abbildung 3.10 angeführten Literatur, liegt bei 6.916 €/kW.¹⁸

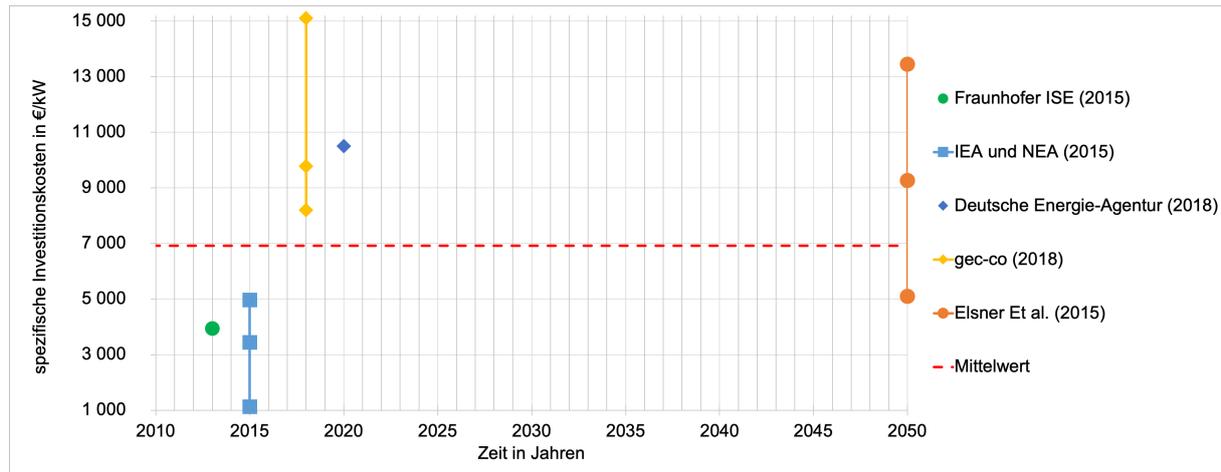


Abbildung 3.11: spezifische Investitionskosten eines geothermischen Kraftwerks

Geothermische Kraftwerke konnten sich bis zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht am Markt durchsetzen. Ein Grund dafür ist das Bohrungs- und Fündigkeitsrisiko. Es besteht das Risiko, bei geothermischen Bohrungen, kein geothermisches Reservoir mit ausreichender Qualität zu finden. Die Bohrkosten machen aber den Hauptteil der spezifischen Investitionskosten aus. Das Fündigkeitsrisiko und die im Vorhinein schwer kalkulierbaren Bohrkosten stellen Hemmnisse für die Investitionsbereitschaft dar. Durch ungünstige Schadensverläufe in der Vergangenheit und der wenigen realisierten Projekte konnten noch keine bzw. kaum Lernkurven sichtbar werden. Ein weiterer Grund dafür ist, dass die Erfahrungswerte von bereits abgeschlossenen Projekten nur eingeschränkt auf neue übertragen werden können, da die geothermisch relevanten Regionen sehr unterschiedlich sind. In dieser Arbeit wird angenommen, dass die spezifischen Investitionskosten in Zukunft konstant bleiben. [48]

¹⁸Quellen von Abbildung 3.11: [22] [15] [7] [48] [39]

3.5 Solarthermische Kraftwerke

Solarthermie bezeichnet die thermische Nutzung von Sonnenenergie. Solarthermische Kraftwerke werden international als Concentrated-Solar-Power-Anlagen (CSP-Anlagen) bezeichnet. CSP-Anlagen verwenden unterschiedliche Spiegel, um Sonnenlicht zu konzentrieren. Die gebündelte Solarstrahlung wärmt eine Flüssigkeit auf, welche durch die Wärme verdampft. Der Dampf wird verwendet, um eine Dampfturbine anzutreiben. Generell wird zwischen vier verschiedenen CSP-Anlagen unterschieden. Abbildung 3.12 zeigt diese vier Typen. Parabolrinnen und Fresnelspiegel sind linienkonzentrierte CSP-Anlagen, welche die Solarstrahlung an einen linearen Absorber konzentrieren. Punktkonzentrierte Anlagen sind Solartürme und Paraboloidanlagen, welche die Sonnenstrahlen an einem Punkt konzentrieren.

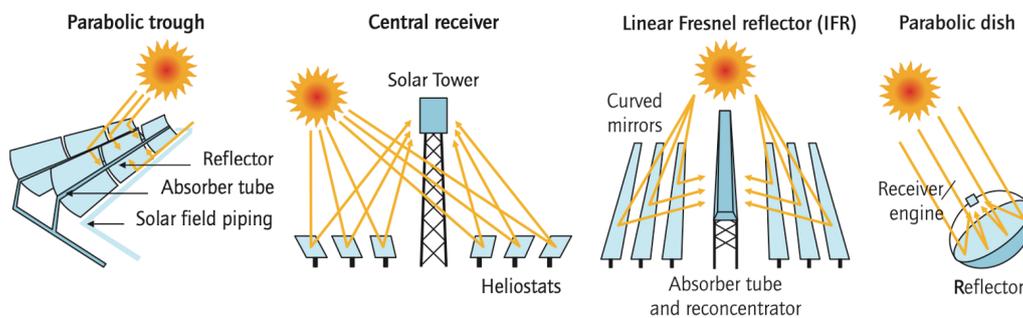


Abbildung 3.12: unterschiedliche CSP-Anlagen [52]

CSP kann auch zur Speicherung von Energie verwendet werden und wird somit zur Grund-, Mittel- und Spitzenlastzeugung eingesetzt werden. Der Einsatz ist jedoch begrenzt möglich, da Zielmärkte typischerweise eine direkte Solarstrahlung größer als 1.900 kWh/m^2 pro Jahr aufweisen sollen. Daher sind in Europa nur die südeuropäischen Staaten relevant für CSP. [53]

3.5.1 Allgemein

Parabolrinnenkraftwerk

In Europa befinden sich hauptsächlich in Spanien CSP-Kraftwerke. Die meisten davon sind Parabolrinnenkraftwerke. Ein typisches Schema dieses Kraftwerkstyps ist in Abbildung 3.13 dargestellt. Die einfallenden Solarstrahlen werden im linear verlaufenden Absorbern gebündelt. Um stets eine hohe Konzentration zu erreichen, sind die Spiegel drehbar gelagert. Durch das Rohrsystem des Absorbers fließt in der Regel ein Thermoöl, welches bis zu 390°C erreichen kann. Entweder wird die Wärme über einen Dampferzeuger an eine Dampfturbine abgegeben oder in Salztanks zwischengespeichert. Mit einem vollen Speicher kann das Kraftwerk bis zu 7,5 Stunden ohne Solarstrahlung betrieben werden [36].

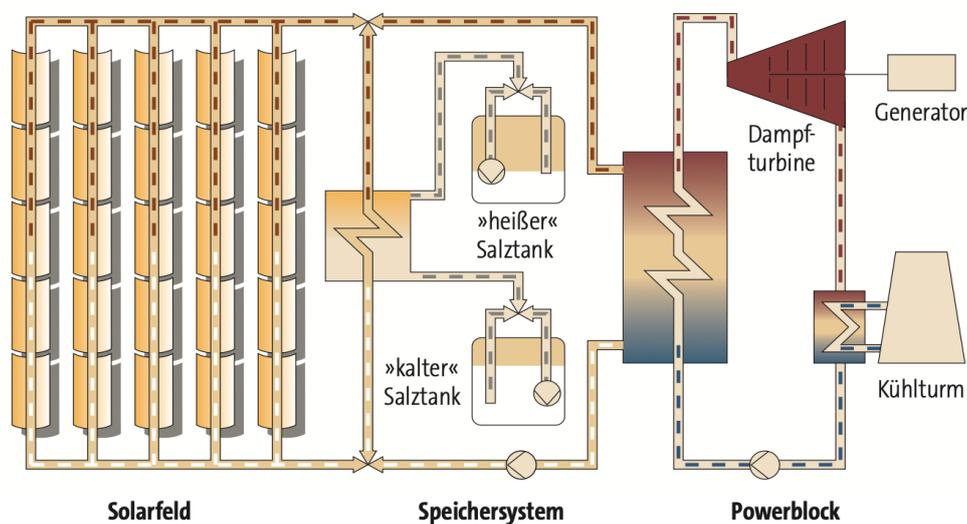


Abbildung 3.13: Schema eines Parabolrinnenkraftwerks [54]

Fresnellkollektor Kraftwerk

Fresnel-Anlagen sind eine Weiterentwicklung von Parabolrinnenanlagen. Der Unterschied ist, dass nicht jeder Spiegel über ein eigenes Absorberrohr verfügt, sondern mehrere Spiegel parallel auf ein darüber verlaufendes Absorberrohr gerichtet sind. Es ist eine Kombination aus Parabolrinnen- und Turmkraftwerken.

Turmkraftwerke

Bei Turmkraftwerken werden zahlreiche Heliostate auf einen zentralen Absorber fokussiert. Turmkraftwerke erreichen bis zu 1.200°C , üblich sind ca. 550°C . Anlagen mit Leistungen zwischen 10 und 337 MW sind kommerziell in Betrieb. [8]

Paraboloidkraftwerke

Paraboloidanlagen werden zur dezentralen Stromversorgung gebaut. Der parabolisch gekrümmte Spiegel ist drehbar gelagert, hat einen Durchmesser von ca. 9 m und wird der Sonne nachgeführt. Der Receiver ist im Brennpunkt des Spiegels angebracht. Bei Dish-Stirling-Systemen ist der Receiver ein Stirlingmotor, der mit einem Wärmeträgermedium gefüllt ist. Die Leistungen dieser Anlagen liegen zwischen 10-50 kW. [55]

Die unterschiedlichen CSP-Technologien unterscheiden sich in der Betriebstemperatur und im Wirkungsgrad. Tabelle 3.3 gibt einen Überblick.

Technologie	Betriebstemperatur °C	Nettowirkungsgrad _{el} %
Parabolrinnen/Fresnel	260-400	9-14
Solarturm	500-1.200	13-18
Dish-Stirling	500-1.200	15-24

Tabelle 3.3: Wirkungsgrade verschiedener CSP-Technologien [56]

3.5.2 Spezifische Investitionskosten

Für die Berechnung der spezifischen Investitionskosten wurde keine Unterscheidung zwischen den einzelnen CSP-Technologien getroffen. Dennoch ist anzumerken, dass sich die Technologien bezüglich ihrer Kosten unterscheiden. Tabelle 3.4 zeigt die spezifischen Investitionskosten einer verwendeten Studie [8]. Es ist zu erkennen, dass vor allem bei den am häufigsten eingesetzten Technologien - Parabolrinnen und Solarturm - sehr große Schwankungen auftreten.

Technologie	spezifische Investitionskosten €/kW
Parabolrinnen	2.400-8.100
Solarturm	2.000-8.200
Fresnel	3.300-4.600

Tabelle 3.4: spezifische Investitionskosten verschiedener CSP-Technologien [8]

3.6 Müllverbrennungsanlagen

Die Verbrennung von Müll wird teilweise als erneuerbare Energie angesehen. In der Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 ist die Energie aus erneuerbaren Quellen definiert. Biomasse wird hier als erneuerbare Energie aufgelistet, und wie folgt definiert:

"Im Sinne dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck „Biomasse“ den biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten.-[34]

Dem zu Folge ist der biologisch abbaubare Anteil von Industrie und Haushalten als Biomasse und damit als erneuerbare Energie anzusehen. Der Input von Müllverbrennungsanlagen (MVA) ist bis zu 50% erneuerbar [59].

In einer MVA werden nicht wiederverwertbare Abfälle verbrannt. Aus dem Abfall wird Energie, also Strom und Wärme, gewonnen. Neben der Energiegewinnung wird auch das Volumen des Abfalls reduziert. Nachteilig ist, dass bei der Verbrennung umweltschädliche Rauchgase entstehen.

3.6.1 Allgemein

Der Müll wird aus dem Müllbunker in den Ausgabeschacht befördert. In Abbildung 3.15 wird eine Walzenrostfeuerung eingesetzt. Der Müll wird über sechs treppenförmig angeordnete Metallwalzen von oben nach unten in den Verbrennungsraum transportiert und zwischen 50 und 55 min bei ca. 1.000°C verbrannt. Die nicht brennbaren Bestandteile des Mülls bleiben als Asche bestehen und werden in metallverarbeitenden Betrieben recycelt. Die Rauchreinigung ist vierstufig. Zuerst durchströmt das Rauchgas den Sprühabsorptionsturm, anschließend den Elektrofilter, gefolgt von Koksfilter und Katalysator. [60]

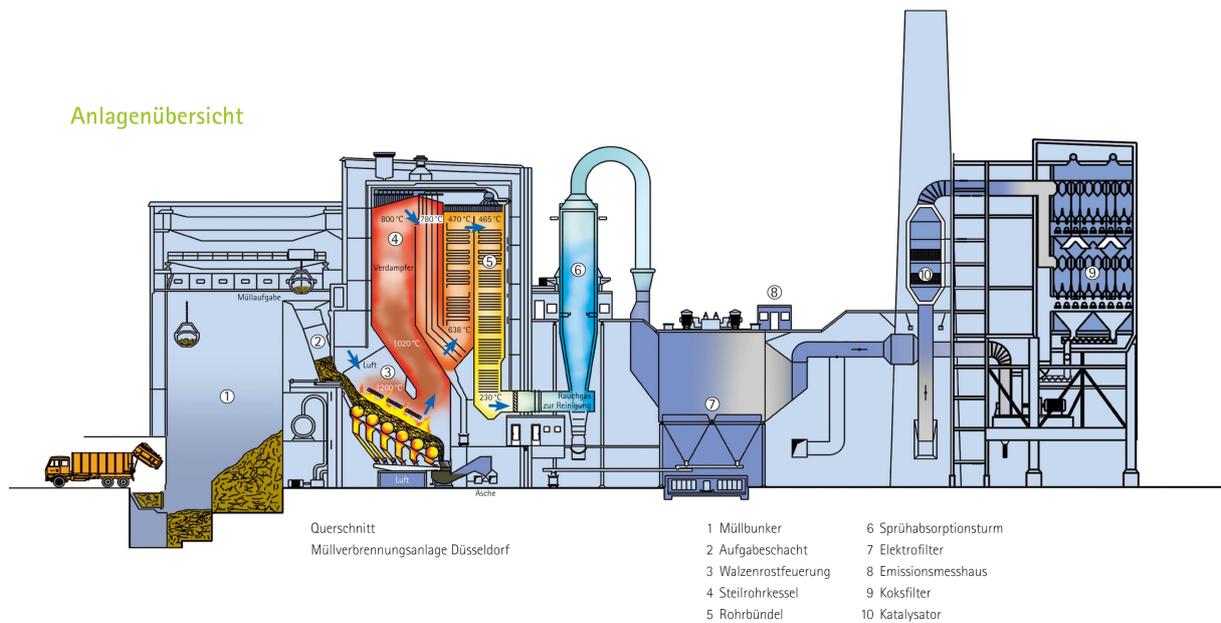


Abbildung 3.15: Schema einer Müllverbrennungsanlage in Düsseldorf [61]

3.6.2 Spezifische Investitionskosten

Für die spezifischen Investitionskosten von MVA wurde keine umfassende Literaturrecherche durchgeführt. In einer Diplomarbeit von [62] wurden fünf MVA verglichen. Die spezifischen Investitionskosten liegen im Bereich von 1.600-2.800 €/kW. Der Mittelwert aller fünf Anlagen wird in dieser Arbeit als spezifische Investitionskosten von Müllverbrennungsanlagen definiert und beträgt 1.950 €/kW.

3.7 Photovoltaikanlagen

PV-Anlagen wandeln Solarenergie mit Hilfe von Solarzellen direkt in elektrische Energie um. Die Umwandlung basiert auf dem Photoeffekt. Die Solarzellen bestehen aus verschiedenen Halbleitermaterialien, wobei die meisten aus Silizium bestehen. Das Silizium wird positiv bzw. negativ dotiert. Dadurch entsteht ein pn-Übergang an der Grenzschicht. Am Übergang entsteht ein elektrisches Feld. Durch die in die Solarzelle einfallende Solarstrahlung entstehen im p-n-Silizium bewegliche Ladungsträger. Die Elektronen bewegen sich in Richtung n-Schicht und die Löcher in Richtung p-Schicht. Die Ladungsträger trennen sich und zwischen den außen-liegenden Kontakten kann eine Spannung gemessen werden. Abbildung 3.16 zeigt den Aufbau einer Solarzelle. Die Spannung einer Siliziumzelle liegt zwischen 0,5 und 0,6 V. Durch Serien- oder Parallelschaltung werden Solarmodule gebaut.

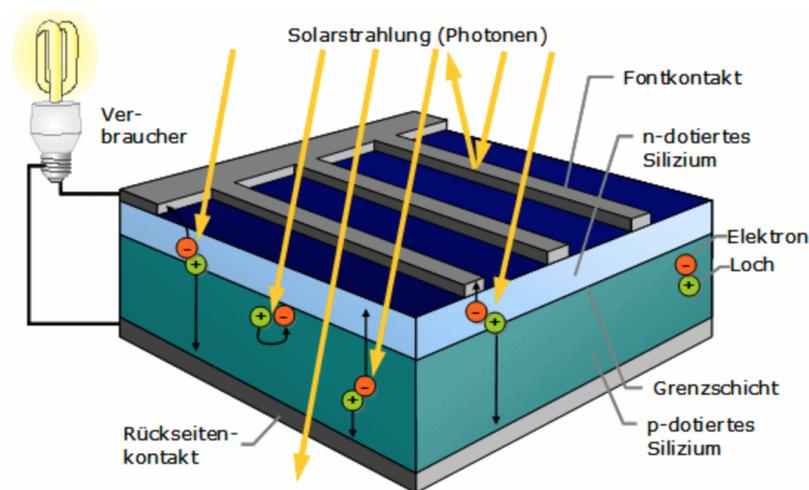


Abbildung 3.16: Aufbau einer Solarzelle [63]

Der PV-Markt ist stark wachsend. In den Jahren zwischen 2010 und 2018 lag die globale jährliche Wachstumsrate bei 36,8%. Europa hatte 2018 einen Anteil an den kumulierten PV Installationen von 25%. Mit Ende 2018 waren weltweit 488 GW PV installiert. [64]

Die Stromerzeugung mit PV ist unabhängig von Marktpreisen, da keine Rohstoffe benötigt werden. Die Energie wird CO₂-frei und geräuschlos erzeugt. Durch den modularen Aufbau einer PV Anlage können wenige kW bis einige MW installierte Leistung flexibel realisiert werden. Die Stromnetze können durch die dezentrale Energieversorgung entlastet werden. Nachteile der PV sind die saisonalen Schwankungen der Erzeugung, der Flächenbedarf und der unterdurchschnittliche Wirkungsgrad.

3.7.1 Allgemein

Es gibt unterschiedliche Typen von Solarzellen. Generell wird zwischen folgenden unterschieden: [19]

- Kristalline Siliziumzellen
 - Monokristalline Siliziumzellen
 - Polykristalline Siliziumzellen
- Dünnschichtzellen
 - Amorphe Siliziumzellen
 - Cadmium Telluriumzellen (CdTe Zellen)
 - Kupfer-Indium-Selen (CIS-Zellen)
- GaAs: Gallium-Arsenide

Kristalline Siliziumzellen

Monokristalline Zellen erreichen die höchsten Wirkungsgrade. Sie werden aus hochreinem Halbleitermaterial mit einem hohen Kosten- und Energieaufwand gefertigt. Charakteristisch ist die periodische Anordnung der Kristalle in nur eine Richtung. Polykristalline Zellen werden am häufigsten verwendet. Hier bilden sich Kristallstrukturen unterschiedlicher Größe und Orientierung. Die Grenzen der Strukturen können auch Defekte aufweisen. Daher ist der Wirkungsgrad geringer, als bei monokristallinen Zellen. Dafür ist die Herstellung günstiger. [19]

Dünnschichtzellen

Verglichen mit kristallinen Silizium Zellen haben Dünnschichtzellen eine viel geringere Schichtdicke. Die geringere Schichtdicke bringt aber Wirkungsgradverluste und schlechtere elektronische Eigenschaften mit sich. Das Dünnschichtmaterial wird in mehreren Schichten auf ein Trägermaterial, meistens Glas, aufgebracht. [8]

Wie oben erwähnt, haben die unterschiedlichen PV-Technologien unterschiedliche Wirkungsgrade. Tabelle 3.5 gibt einen Überblick über diese. Umso höher der Wirkungsgrad ist, desto geringer ist der Flächenbedarf.

Zellmaterial	maximaler Zellwirkungsgrad (Labor) in %	maximaler Zellwirkungsgrad (Serie) in %	typischer Modulwirkungsgrad in %	Flächenbedarf für 1 kW _p in m ²
Monokristallines Silizium	25	22,9	16	6,3
Polykristallines Silizium	20,4	17,8	15	6,7
Amorphes Silizium	12,5	7,6	6	16,7
CIS / CIGS	20,4	15,1	12	8,3
CdTe	18,7	12,8	11	9,1

Tabelle 3.5: Wirkungsgrade verschiedener PV-Technologien [2]

In dieser Arbeit wird bei PV-Anlagen zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Das Prinzip ist jedoch immer dasselbe. Mehrere Module werden meist seriell zusammengeschaltet. Das Solarfeld erzeugt Gleichstrom, welcher über einen Wechselrichter in das Netz eingespeißt wird. Der Wechselrichter übernimmt zusätzlich die Aufgabe der Netzüberwachung und bestimmt den maximalen Leistungspunkt, an dem Strom und Spannung die maximale Leistung erzielen können.

3.7.2 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten haben in den letzten Jahren abgenommen. Durch den starken Ausbau von PV-Anlagen sinken, auf Grund von Lerneffekten, auch die Kosten. Abbildung 3.17 zeigt den Verlauf der spezifischen Investitionskosten über 10 Jahre. Nicht nur die Kosten alleine sind gesunken, sondern auch die Aufteilung der Kosten. 2018 machte das Modul alleine nur mehr 45% der Kosten aus. Die restlichen 55% sind die BOS-Kosten (Balance-Of-System-Kosten) inklusive Wechselrichter.

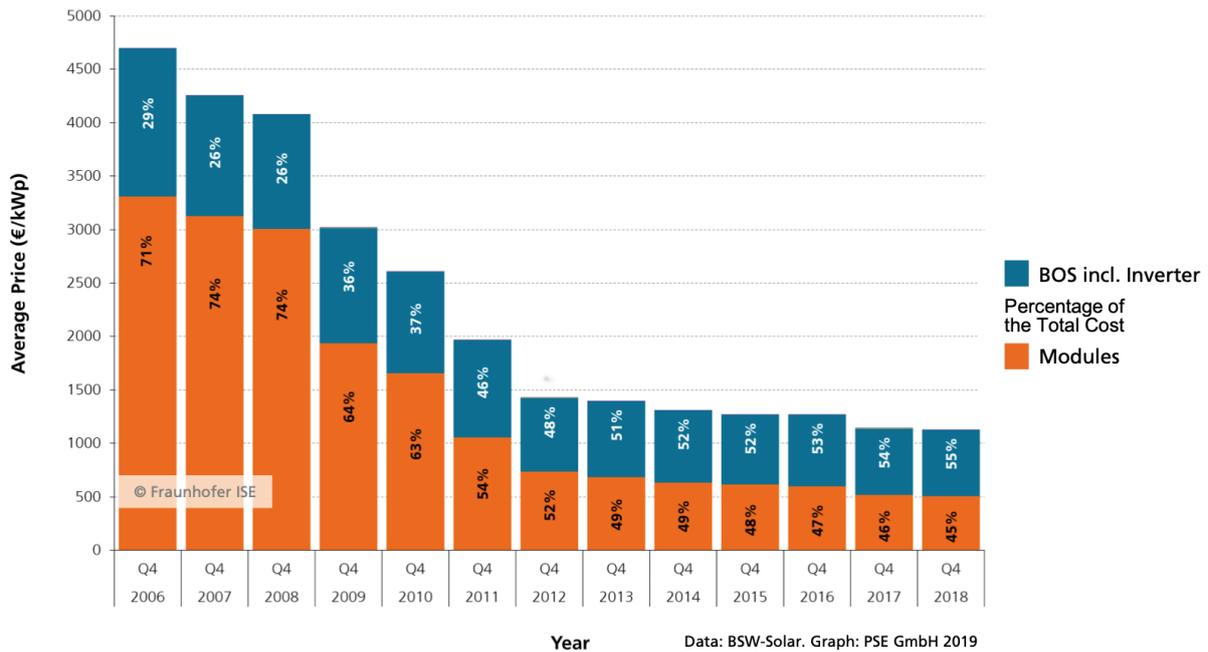


Abbildung 3.17: zeitlicher Verlauf der spezifischen Investitionskosten von PV [64]

Aufdachanlagen

Obwohl sich die spezifischen Investitionskosten in den letzten Jahren verändert haben, wurden zu deren Ermittlung auch ältere Literatur verwendet. Es wurde auf Literatur zurückgegriffen, welche die Kosten zwischen den Jahren von 2015-2020 angeben. Daraus wurde der Mittelwert gebildet. Dieser beträgt 1.183 €/kW. Abbildung 3.18 gibt einen Überblick über die verwendete Literatur und die Schwankungen der spezifischen Investitionskosten. Teilweise wurde in älteren Studien mit niedrigeren Kosten, als in aktuelleren gerechnet.²⁰

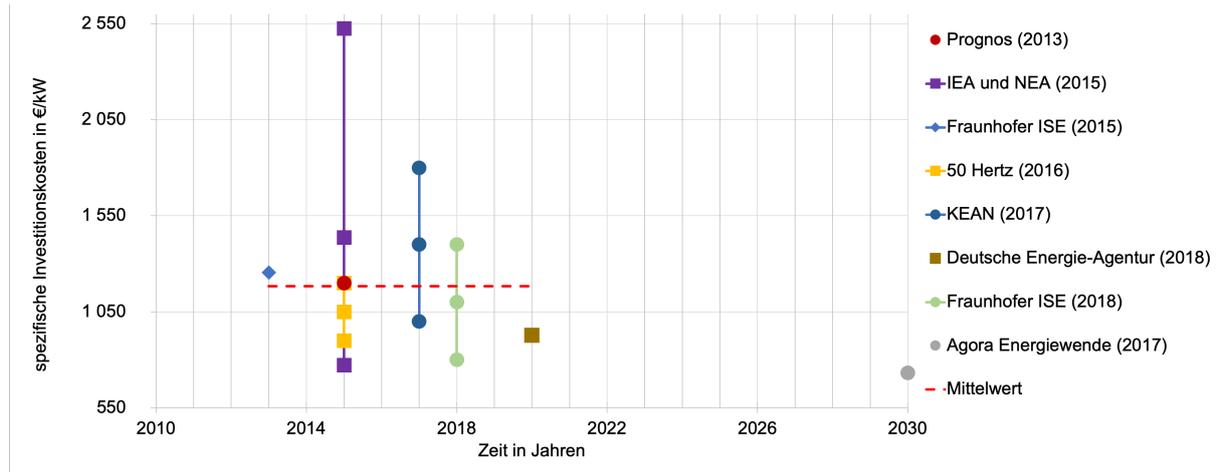


Abbildung 3.18: spezifische Investitionskosten einer PV Aufdachanlage

²⁰Quellen von Abbildung 3.18: [38] [15] [22] [16] [65] [7] [5] [66] [18]

3.8 Windenergieanlagen

Windenergieanlagen (WEA) wandeln die kinetische Energie des Windes zuerst in mechanische und anschließend in elektrische Energie um. Dabei ist die erzielbare Leistung durch den Wind direkt proportional zur dritten Potenz seiner Geschwindigkeit und zur zweiten Potenz des Rotordurchmessers. Es kann nicht die ganze kinetische Energie des Windes in mechanische umgewandelt werden, da ansonsten die Geschwindigkeit nach der Windturbine null sein müsste. Eine ideale WEA bremst den Wind, laut Betz, um 59,3% seiner ursprünglichen Geschwindigkeit ab. Dieser Betz'sche Leistungsbeiwert wird bei der Berechnung der Leistung berücksichtigt, welche mit Formel 3.3 berechnet wird:

$$P = 0,5 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot c_p \cdot \eta \quad (3.3)$$

P ... Leistung in W

r ... Rotorblattlänge m

ρ ... Dichte der Luft kg/m^3

v ... Windgeschwindigkeit in m/s

c_p ... Betz'scher Leistungsbeiwert

η ... Turbinenwirkungsgrad

Moderne WEA nutzen das Auftriebsprinzip. Trifft der Wind auf ein Rotorblatt strömt die Luft über- und unterhalb des in Abbildung 3.20 dargestellten Querschnittes eines Rotorblattes. Das Blatt ist gewölbt, daher muss die Luft auf der oberen Seite einen längeren Weg zurücklegen als unten. Dadurch entsteht ein Unterdruck auf der Oberseite und ein Überdruck auf der Unterseite. Auf Grund dieser Druckdifferenz wird eine Auftriebskraft erzeugt, welche senkrecht auf der Anströmung steht. Diese Kraft treibt das Rotorblatt bzw. den Rotor an. [67]

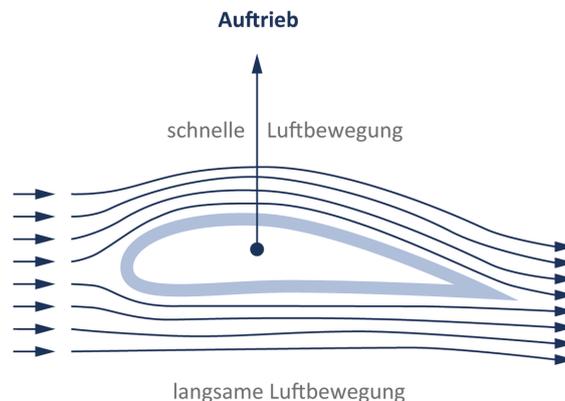


Abbildung 3.20: Auftriebsprinzip [67]

Windenergie hatte 2017 einen Anteil von 36% an der erneuerbaren Stromerzeugung der EU. Von den 362,4 TWh wurden in Deutschland 105,69 TWh produziert. [35]

Neben der CO₂-freien Energieerzeugung haben WEA den Vorteil, dass Wind kostenlos ist und nicht importiert werden muss. Auch der Flächenbedarf ist geringer, als bei der Erzeugung mit fossilen Energieträgern. Nachteile der Windenergie sind die Schwankungen der Windstärke und der Transport der Energie. Windenergie muss aus Regionen mit einem hohen Windpotential in Schwachwindregionen transportiert werden. In Deutschland beispielsweise, wird im Norden viel elektrische Energie aus Wind erzeugt, die auf Grund der begrenzten Transportkapazität der Netze, an windstarken Tagen nicht in den industriereichen Süden transportiert werden kann. Ein weiteres Problem der Windenergie stellt die Veränderung des Landschaftsbildes dar. Teilweise werden auf Grund der Ablehnung von AnrainerInnen keine WEA gebaut.

3.8.1 Allgemein

Ein typisches Windrad besteht aus folgenden Komponenten [1]:

- Gondel, Turm und Fundament
- Rotorblätter, Rotornabe, Rotorbremse und optional Blattverstellmechanismus
- Generator und gegebenenfalls Getriebe
- Windnachführung und Windmesssystem
- Regelung, elektrische Schaltanlagen und Netzanschluss

WEA werden grundsätzlich in zwei Typen unterteilt On- und Offshore-WEA. Abbildung 3.21 zeigt den Aufbau einer typischen Onshore-WEA.

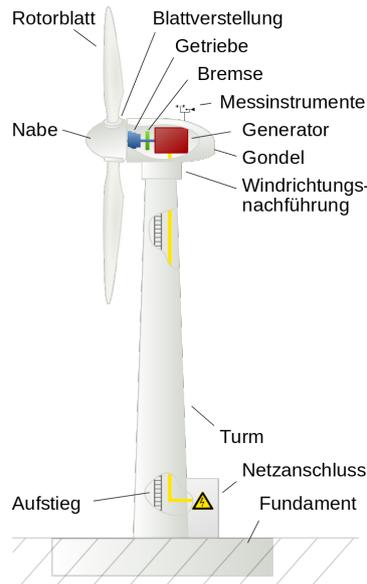


Abbildung 3.21: Schema einer WEA [68]

In der Praxis haben sich 3-Blatt Rotoren durchgesetzt, da sie den höchsten Leistungsbeiwert erzielen und optisch ruhiger laufen. Außerdem wird die WEA bei drei Rotorblättern geringer belastet. Ein Nachteil ist der höhere Materialeinsatz bei drei Blättern. [1]

Wie oben erwähnt ist der maximaler Wirkungsgrad durch den Betz'schen Leistungsbeiwert auf ungefähr 59% begrenzt. Bis die Energie ans Netz abgegeben werden kann, reduziert sich der Wirkungsgrad noch weiter. Aerodynamische Verluste durch Verwirbelungen und Reibung machen zusätzlich 5% der Verluste aus. 4% der Verluste werden durch die Reibung in Lagern und Getriebe verursacht. Elektrische Verluste in Umrichter, Generator, Kabeln und Trafo betragen 5%. Dies ergibt einen Gesamtwirkungsgrad von 45%. [69]

Onshore-Windenergieanlagen

Bei Onshore-WEA werden als Fundamente meist Flachgründungen aus Beton und Stahl verwendet. Auf den Turm wirken die Kräfte der Gondel, der Rotorblätter und des Windes ein. An Standorten mit hoher Bodenrauheit und geringer Windgeschwindigkeit werden höhere Türme gebaut. An Küstenstandorten bzw. auf der See kommen kleinere Türme zum Einsatz. Das Getriebe übernimmt die Aufgabe die Rotordrehzahl an die Generator-drehzahl anzupassen. [8]

Offshore-Windenergieanlagen

Technisch gesehen unterscheiden sich Offshore-WEA in sehr geringem Maße von Onshore-WEA. Neben der Netzanbindung sind das Fundament sowie der durch das Salzwasser verursachte höhere Wartungsaufwand die Hauptunterschiede. Mit speziellen Gründungen werden Offshore-WEA am Meeresboden verankert. Verschiedene Gründungstechniken, zur Verankerung der Anlage am Meeresboden, werden in Abbildung 3.22 dargestellt. Die Auswahl der Gründungen erfolgt abhängig von Wellen-, Wind-, Strömungs- und Eislasten, sowie auf Grund von geologischen und geografischen Gegebenheiten. Wesentliche Auslegungskriterien sind die maximale Wellenhöhe und Wassertiefe. [70]

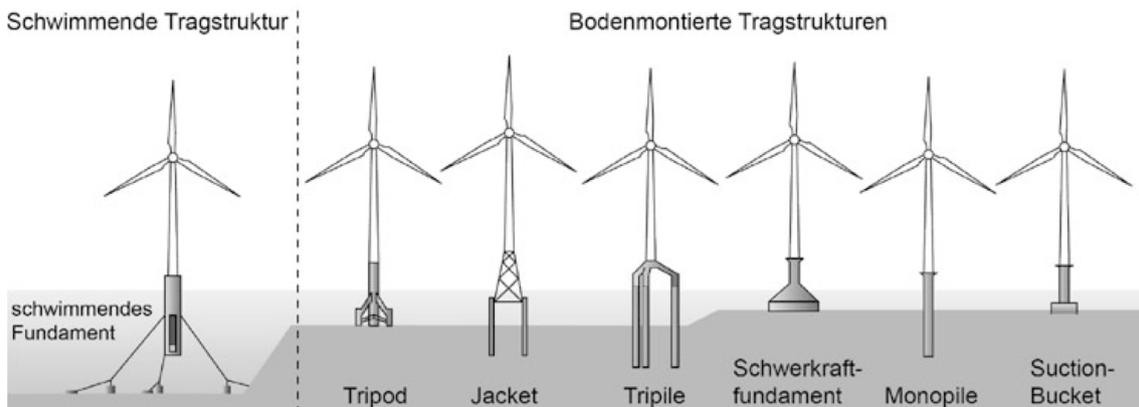


Abbildung 3.22: Gründungstechniken für Offshore-WEA [70]

3.8.2 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten von WEA sind standort- und leistungsabhängig. Mit zunehmender Größe einer WEA steigen auch die Kosten. Dabei werden in der Literatur häufig die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der Nabenhöhe²² und Leistung angegeben. Tabelle 3.6 zeigt einen Vergleich von Onshore-WEA von [71]. Die Kosten nehmen mit zunehmender Nabenhöhe zu und sinken tendenziell mit steigender Leistung. Bei den angegebenen Kosten wurden Fundament, Netzanbindung, Erschließung, Planung und sonstige Kosten nicht berücksichtigt. Hierfür wurden 387 €/kW zusätzlich angenommen. [71]

²²Höhe der Rotornabe bezogen auf die Geländeoberfläche

Nabenhöhe (NH)	Leistungsklasse	
	2 MW < P ≤ 3 MW in €/kW	3 MW < P ≤ 4 MW in €/kW
NH ≤ 100 m	980	990
100 m < NH ≤ 120 m	1.160	1.120
120 m < NH ≤ 140 m	1.280	1.180
140 m < NH	1.380	1.230

Tabelle 3.6: spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit der Leistung und der Nabenhöhe [71]

Für die spezifischen Investitionskosten wurde in dieser Arbeit keine Unterscheidung von WEA in Bezug auf die Leistung und die Nabenhöhe getroffen. Es wurde nur zwischen On- und Offshore-WEA unterschieden.

Onshore-Windenergieanlagen

Aus den in Abbildung 3.23 angeführten Literatur wurde zur Berechnung der spezifischen Investitionskosten der Mittelwert aus den Daten bis 2020 gebildet. Dieser beträgt 1.457 €/kW. Die Kostenangaben der verwendeten Literatur liegen zwischen 1.100 und 2.000 €/kW.²³

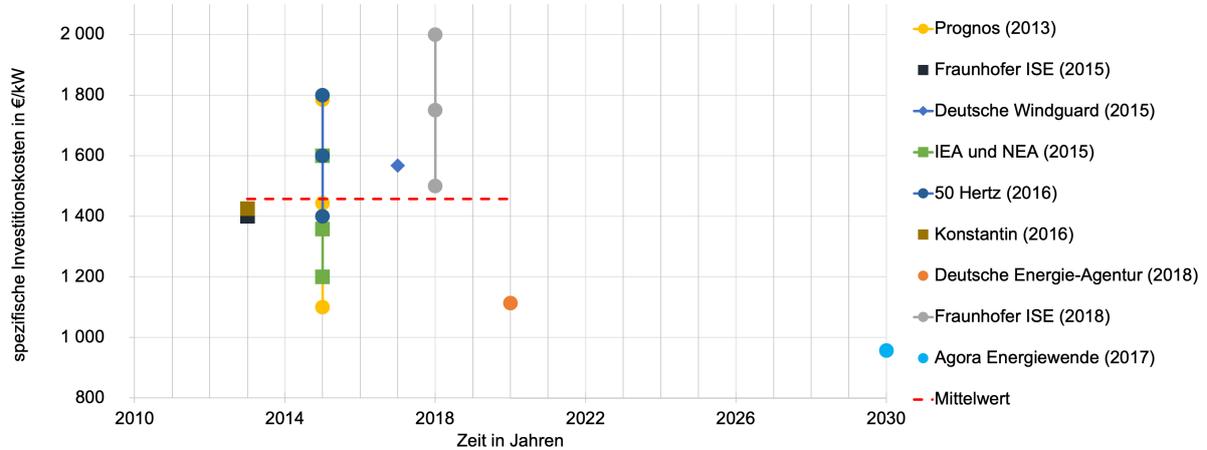


Abbildung 3.23: spezifische Investitionskosten einer Onshore-WEA

²³Quellen von Abbildung 3.23: [38] [22] [71] [15] [16] [19] [7] [5] [18]

Offshore-Windenergieanlagen

Die spezifischen Investitionskosten von Offshore-WEA sind höher als die der Onshore-WEA. Die Fundamentierung, Netzanbindung und Installation sind deutlich aufwendiger. Die Kosten für das Fundament sind abhängig von der Meerestiefe. In Abbildung 3.24 ist die verwendete Literatur, aus welchen der Mittelwert für die spezifischen Investitionskosten gebildet wurde, dargestellt. Der Mittelwert beträgt 3.802 €/kW. Die Kostenangaben der Literatur liegen im Bereich von 2.590 bis 4.700 €/kW. Demzufolge schwanken die spezifischen Investitionskosten bei Offshore-WEA mehr als bei Onshore-WEA.²⁴

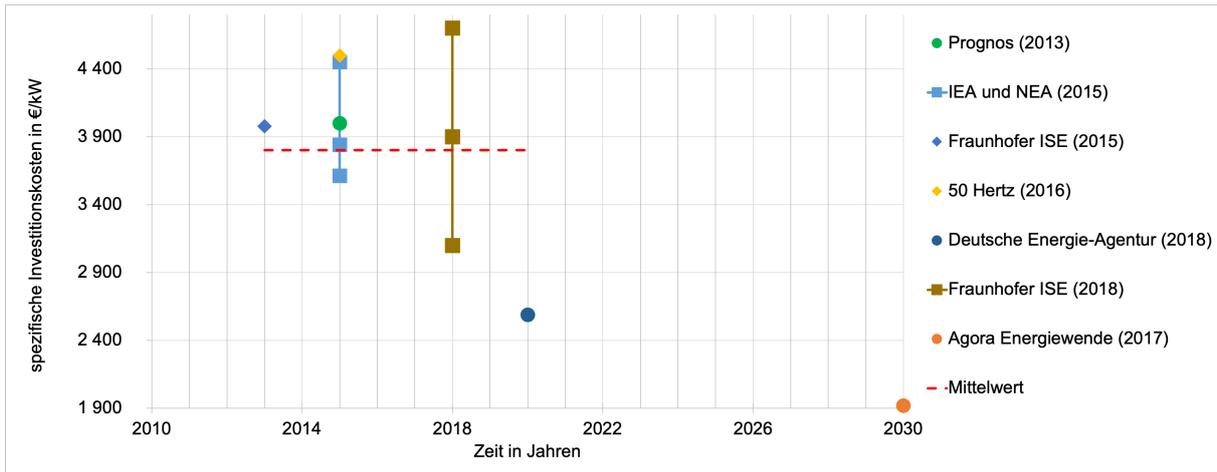


Abbildung 3.24: spezifische Investitionskosten einer Offshore-WEA

Aufgrund der Entwicklung, der spezifischen Investitionskosten für WEA in den letzten Jahren und durch den steigenden Ausbau von Windenergie wird angenommen, dass WEA in Zukunft noch günstiger werden. Dies wird mit einem Lerneffekt beschrieben. In den Kapiteln 4.2 und 4.3 wird näher darauf eingegangen.

²⁴Quellen von Abbildung 3.24: [38] [15] [22] [16] [7] [5] [18]

4 Lernkurven

Die bereits beschriebenen spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis konventioneller und erneuerbarer Energieträger haben sich im Laufe ihrer Entwicklung verändert. Für PV-, CSP- und WEA wird angenommen, dass die spezifischen Investitionskosten sinken werden. Um diese Kostensenkung zu beschreiben, werden Lernkurven²⁵ eingesetzt. Die Grundidee im Bereich der erneuerbaren Energien ist, dass mit zunehmender kumulierter installierter Leistung der jeweiligen Kraftwerkstechnologie die spezifischen Investitionskosten auf Grund der dadurch steigenden Erfahrung sinken. Dabei ist die Lernrate (LR) ein Maß für die Kostensenkung. Beispielsweise würden die Kosten bei einer Lernrate von 20%, bei Verdopplung der installierten Leistung um 20% sinken.

Dieser Zusammenhang wurde erstmals von [72] beschrieben. Er berichtete, dass die Lohnstückkosten in der Flugzeugherstellung mit zunehmender Erfahrung der Arbeiter deutlich zurückgingen. Diese Kostensenkung hatte bei jeder Verdoppelung des kumulativen Outputs einen konstanten Prozentsatz. Weiters stellte er fest, dass bei Darstellung auf einer log-log Skala, die Lernkurve eine Gerade ist. [72] [73]

Die mathematische Beziehung zwischen der kumulierten Kapazität und den Kosten zu einem willkürlichen Start- bzw. Betrachtungszeitpunkt, wird in der Formel 4.1 dargestellt: [72] [74]

$$C(x_t) = C(x_0) \cdot \left(\frac{x_t}{x_0} \right)^{-b} \quad (4.1)$$

$C(x_t)$.. Kosten zum betrachteten Zeitpunkt

x_t .. kumulierte Kapazität zum betrachteten Zeitpunkt

$C(x_0)$.. Kosten zum Startpunkt

x_0 .. kumulierte Kapazität zum Startpunkt

b .. Lernparameter

Für die Berechnung der LR ist der Lernparameter b erforderlich. Formel 4.2 zeigt die Beziehung der Lernrate zum Lernparameter.

$$LR = 1 - 2^{-b} \quad (4.2)$$

$$b = - \left(\frac{\ln(1 - LR)}{\ln(2)} \right) \quad (4.3)$$

LR .. Lernrate

b .. Lernparameter

²⁵in der Literatur auch Erfahrungskurven genannt

Die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten sind, wie die oben stehenden Formeln zeigen, abhängig von der Lernrate. Abbildung 4.1 zeigt die Entwicklung einer beliebigen Technologie von 2018 bis 2030. Beide Lernkurven starten am roten Punkt bei derselben kumulierten Kapazität und den denselben spezifischen Investitionskosten. Bei gleichem Ausbau der Kapazität (2030'' und 2030'''), aber unterschiedlichen Lernraten, sind die Kosten bei der Kurve mit der höheren Lernrate (rot) am Ende geringer. Ist die Lernrate gleich (2030' und 2030''') sind die Kosten abhängig von der kumulierten Kapazität. Je höher diese ist, desto geringer sind die spezifischen Investitionskosten am Ende des Zeitraums. Infolgedessen, ist die Betrachtung der spezifischen Investitionskosten in der Zukunft, abhängig vom Szenario bzw. der kumulierten Kapazität.

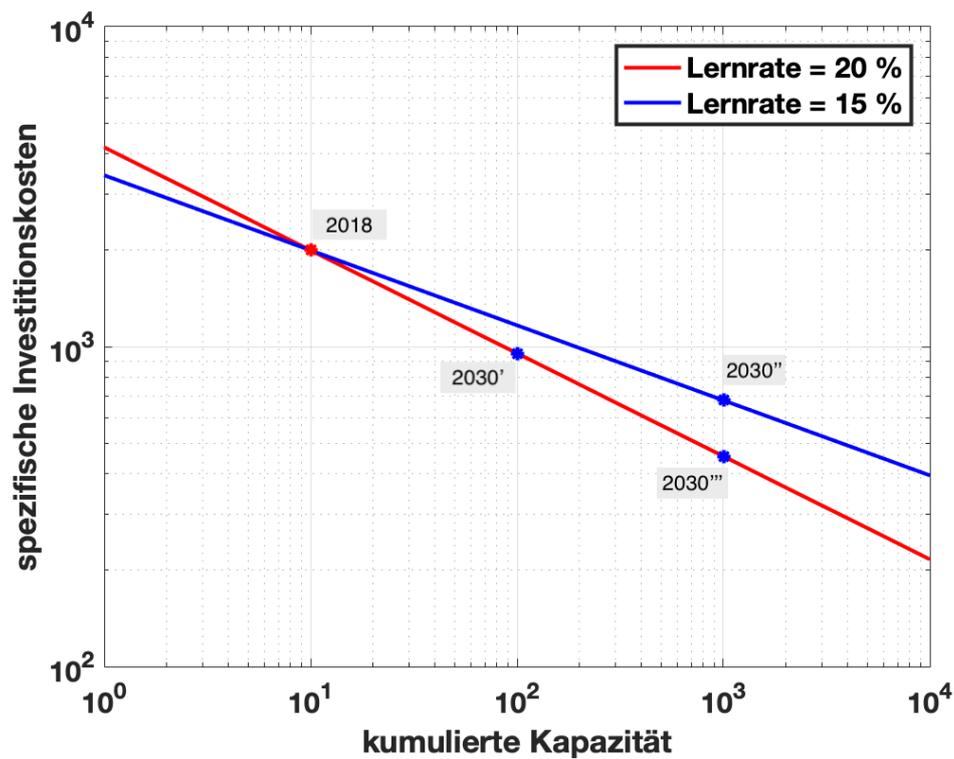


Abbildung 4.1: Abfahren einer Lernkurve

Zur Veranschaulichung der Lernkurven wurden in Abbildung 4.2 die Lernkurven mit einem Szenario für den Ausbau von 2020 bis 2035 vom Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE) erstellt. In dieser Studie wurde ein Szenario aus verschiedener Literatur zusammengestellt. Es wurde eine Unterscheidung von WEA in On- und Offshore getroffen. Für PV gibt es keine Unterteilung. Es ist unklar, wie sich die Freiflächen- und Aufdachanlagen bei der installierten Leistung von PV aufteilen. Daher wurde für PV nur eine Lernkurve gezeichnet. Tabelle 4.1 zeigt die verwendete Literatur des Szenarios, die Start- und Endwerte der kumulierten Leistung sowie die Ergebnisse der spezifischen Investitionskosten.

Technologie	kumulierte Leistung		Quelle(n)	spezifische Investitionskosten	
	2020 GW	2035 GW		2020 €/kW	2035 €/kW
PV	763	5174	[5]	1.035	566
Wind Onshore	658	2196	[75], [5]	1.457	1.249
Wind Offshore	54	339	[5]	3.802	2.899
CSP	16	150	[76]	4.652	3.400

Tabelle 4.1: Szenario von Fraunhofer ISE

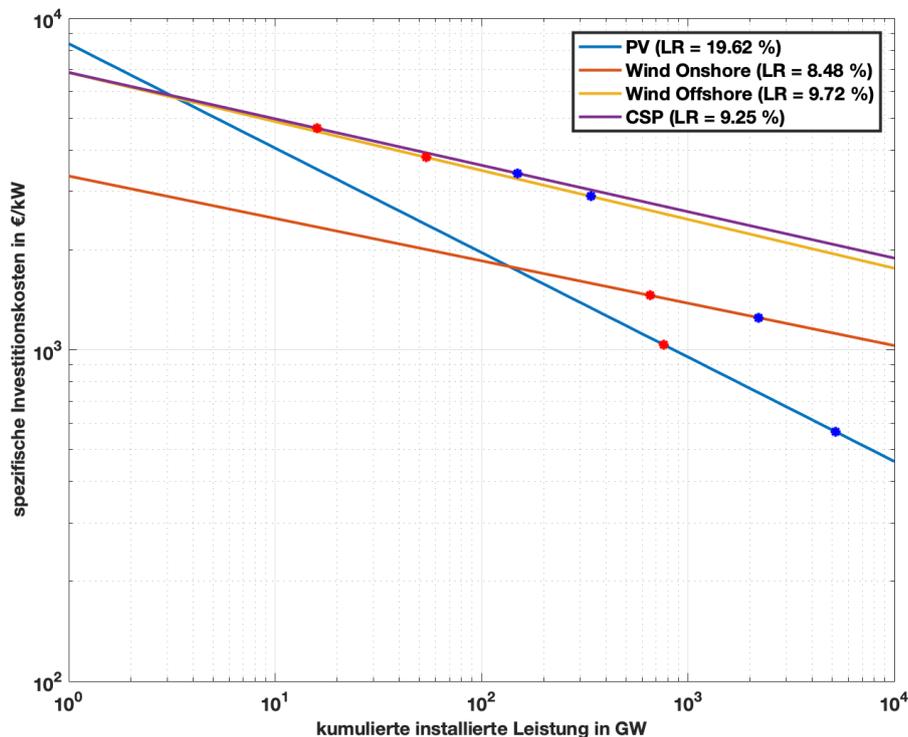


Abbildung 4.2: Lernkurven von PV, Wind und CSP mit ausgewähltem Szenario

Die LR, mit denen die in Abbildung 4.2 gezeichneten Lernkurven erstellt wurden, stammen aus eigener Berechnung. Näheres zur Bestimmung der einzelnen Lernrate wird in den folgenden Unterkapiteln beschrieben. Die roten Datenpunkte stehen für das Szenario, der jeweiligen Technologie, 2020. Die Blauen für 2035. Für die Startwerte (2020) der spezifischen Investitionskosten wurden die in Kapitel 3 ermittelten Werte verwendet. Obwohl PV in diesem Szenario die größte Zunahme der kumulierten Leistung hat, nehmen die Kosten bei CSP am meisten ab. Trotz der geringeren Lernrate und des kleineren Leistungszuwachses sinken die Kosten um 1.221 €/kW. Technologien, welche noch nicht ausgereift bzw. häufig installiert worden sind, weisen häufiger eine Verdopplung der kumulierten Leistung auf und erleben zu Beginn ihrer Entwicklung in kurzer Zeit einen deutlichen Preisrückgang.

Technologisches Lernen ist ein Prozess, der meistens auf globaler Ebene stattfindet. Deshalb sollten für Lernkurven globale Kostenentwicklungen verwendet werden. Viele Energiemodelle und Szenarien haben jedoch einen kleineren geografischen Maßstab. Eine endogene Modellierung ist grundsätzlich nicht möglich und erfordert Annahmen über die globalen Entwicklungen der kumulierten Kapazität. [77]

Für PV-, CSP- und WEA wurde eine Literaturrecherche zur Ermittlung der LR durchgeführt. In den zahlreichen Studien wurden unterschiedliche LR verwendet. Die Studien beinhalten teilweise keine genauen Angaben, wie die LR ermittelt wurden. Aus diesem Grund wurden jeweils mehrere unterschiedliche Quellen verwendet, um daraus den Mittelwert zu bilden.

4.1 Photovoltaikanlagen

Einige Studien geben keine LR für das gesamte PV-System an, sondern nur für einzelne Komponenten. Eine Studie von [78] gibt zwei verschiedene LR für Module (19-23%) und Inverter (19%) an. Für die BOS-Kosten wird keine LR verwendet. Eine weitere Studie von [40] betrachtete das Gesamtsystem und fasste einige Literaturquellen, aus unterschiedlichen Regionen bzw. globalen Werten, zusammen. Die Referenzen bzw. Mittelwerte aus Tabelle 4.2 liegen bei PV im Bereich von 14-24%. Die Unterschiede in den Ergebnissen können auf die Verwendung unterschiedlicher Systemgrenzen zurückzuführen sein, also unterschiedliche geographische Gebiete und Zeiträume [41]. Die Lernrate ist bei PV am höchsten. Im Gegensatz zu WEA enthalten PV-Anlagen nicht viele ausgereifte Komponenten, was zumindest einen Teil der Unterschiede in den Lernraten erklärt [79].

Aus den Referenzwerten, dargestellt in Tabelle 4.2, wurde der Mittelwert gebildet, welcher 19,62% beträgt. Dieser Wert ist verglichen mit einer aktuelleren Quelle von [5], konservativer. Ein Grund dafür könnte sein, dass hier nur die Module betrachtet wurden und der Mittelwert hier als Gesamtsystembetrachtung definiert wird.

Min %	Max %	Referenz/Mittelwert %	Quelle
-	-	20,6	[80]
15	25	20	[41]
-	-	14	[81]
15	25	20	[82]
10	47	23	[40]
19	23	21	[78]
10	23	20	[83]
-	-	18,6	[77]
10	20	15	[5]
-	-	24	[84]
Mittelwert:		19,62	

Tabelle 4.2: Lernraten für PV

In einer Studie wurden mögliche Faktoren, welche zu Kostensenkungen von Modulen, Wechselrichtern und BOS-Kosten beitragen können, näher beschrieben. Einige daraus ausgewählte Punkte sind: [78]

- **Module**

- Erhöhung des Wirkungsgrades
- Kommerzialisierung von neuen PV-Technologien

- **Wechselrichter**

- Leistungshalbleiter auf der Basis von Siliziumkarbid-Technologie
- höhere Schaltspannungen
- höhere Leistungsdichte
- höhere Schalffrequenz

- **BOS-Kosten**

- Erhöhung des Modulwirkungsgrades verkleinert den Flächenbedarf
- Vergrößerung der installierten Leistung

4.2 Onshore-Windenergieanlagen

In der Literatur zu LR von Onshore-WEA werden nicht, wie teilweise bei PV, unterschiedliche LR für separate WEA angenommen. Es wird eine LR für die gesamte WEA angegeben oder nur für die Windturbine. Eine Studie gibt einen Bereich der LR an, wobei das Minimum im negativen Bereich bei -11% liegt. Die Datenbasis dieser Studie betrifft die Jahre 1979 bis 2010. Die negative LR lässt sich dadurch erklären, dass ab 2002 die Kosten von WEA mit zunehmender kumulierter Kapazität gestiegen sind, weil zu dieser Zeit Stahl und Beton stark nachgefragt wurden. Durch den weltwirtschaftlichen Abschwung 2008 begannen die Kosten wieder zu sinken. [40]

Mit Hilfe der Referenzen aus Tabelle 4.3 wurde der Mittelwert aus den in der Literatur verwendeten LR gebildet. Dieser beträgt 8,48%. Die Spannweite der verwendeten Werte ist mit -11 bis 32% sehr groß. Die Gründe dafür sind unklar. Ein Grund dafür können die unterschiedlichen geografischen Regionen sein.

Min	Max	Referenz/Mittelwert	Quelle
%	%	%	
8	12	10	[41]
9	17	13	[85]
-11	32	12	[40]
2	10	5	[83]
-	-	5,9	[77]
3	8	5	[5]
Mittelwert:		8,48	

Tabelle 4.3: Lernraten für Onshore-Windenergie

Die Kosten von WEA sind unter anderem auf Grund der Erhöhung der Leistung der einzelnen Turbinen gesunken. 1985 war eine 55 kW Turbine der häufigste Turbinentyp. Nach und nach wurden immer größere bzw. leistungsstärkere Turbinen gebaut, deren spezifische Investitionskosten geringer waren. Eine Vergrößerung der Leistung führt zwangsläufig nicht immer zu einer Kostensenkung, da mit zunehmender Größe das Verhältnis zwischen produzierter Energie und Gesamtmasse unvorteilhaft wird. Dies kann nur durch technologische Innovationen (z.B. leichtere Materialien) und Produktivitätssteigerung ausgeglichen werden. [86]

4.3 Offshore-Windenergieanlagen

Die meisten Referenzen in Tabelle 4.4 liegen in etwa bei 10%. Der Mittelwert beträgt 9,72%. Es wurden für On- und Offshore-WEA die gleichen Literaturquellen verwendet. Bei Offshore-WEA ist die LR höher als bei Onshore-WEA, da die Kostensenkungspotentiale größer sind [5].

Min %	Max %	Referenz/Mittelwert %	Quelle
8	12	10	[41]
-	-	10	[85]
15	19	12	[40]
5	20	11	[83]
-	-	10,3	[77]
3	8	5	[5]
Mittelwert:		9,72	

Tabelle 4.4: Lernraten für Offshore Windenergie

Mögliche Faktoren für eine Kostenreduktionen von Offshore-WEA sind folgende: [38]

- Erhöhung der Turbinenleistung
- Kontinuität und Optimierung der Produktion von Tragstrukturen
- Verbesserung der Logistikkonzepte
- Standardisierung im Bereich Zertifikate und Genehmigung

4.4 CSP-Anlagen

Solarthermische Elektrizitätserzeugung ist weltweit in einem frühen Stadium. Laut dem World Energy Outlook betrug die installierte Leistung von CSP-Anlagen mit Ende 2017 nur 5 GW. Verglichen mit Wind (515 GW) und PV (398 GW) ist CSP erst am Beginn seiner Lernkurve [87]. Wird der Ausbau von CSP in Zukunft forciert, können hier auf Grund des frühen Stadiums die spezifischen Investitionskosten schnell abnehmen.

Während die Stromerzeugungseinheit von CSP-Anlagen ähnlich der eines konventionellen Kraftwerks ist, wird aufgrund des hohen Reifegrades hier keine hohe Lernrate angenommen. Für die Komponenten Kollektorfeld und thermischer Speicher, welche spezifisch für CSP-Anlagen entwickelt werden, wird von einem höheren Lerneffekt ausgegangen. [79]

Die Spannweite der Referenzen von CSP-Anlagen ist mit 7-11% vergleichsweise gering. Der Mittelwert beträgt 9,25% und ist in Tabelle 4.5 zusammen mit der verwendeten Literatur angeführt.

Min	Max	Referenz/Mittelwert	Quelle
%	%	%	
5	20	10	[41]
-	-	10	[57]
-	-	11	[82]
-	-	10	[8]
4	10	7	[40]
4	10	7,5	[78]
Mittelwert:		9,25	

Tabelle 4.5: Lernraten für CSP

Es besteht ein großes Potential für zukünftige Kostensenkungen von CSP-Anlagen. Verbesserte Materialien und Materialkonstruktionen im Solarfeld, sowie innovative Wärmeübertragungsflüssigkeiten können zu einer deutlichen Kostendegression beitragen. Neben Skaleneffekten können auch Forschungs- und Entwicklungsverbesserungen zu niedrigeren Kosten führen. [83]

4.5 Betrachtung von nicht globalen Szenarien

In der Studie von [86] wird thematisiert, warum WEA über eine globale Erfahrungskurve beschrieben werden können. Der globale Windmarkt wird von sieben Turbinenherstellern dominiert. Das sind unter anderem Unternehmen aus den Ländern Deutschland, Spanien, Dänemark, Indien und USA. Die meisten der Hersteller verwenden eine ähnliche Technologie und liefern ihre Turbinen in die ganze Welt. Daraus kann man ableiten, dass der Wissensvorsprung und die Technologie, die in diesen Firmen vorhanden sind, auf globaler Ebene angewandt werden. Daher wird hier von globalem Lernen gesprochen. Auch regionale Komponenten wie Fundamente und Netzanschlüsse werden teilweise von den Windturbinenherstellern gebaut. Die Unternehmen exportieren somit auch Wissen über diese Komponenten. [86]

Auch bei PV- und CSP-Anlagen wird davon ausgegangen, dass es sich bei der Kostensenkung über Lernkurven um einen globalen Effekt handelt. Deshalb sollte bei der Wahl der kumulierten Kapazität das weltweite Wachstum berücksichtigt werden. Abbildung 4.3 zeigt die Anteile verschiedener Länder bzw. Europa an der weltweit installierten Leistung von PV. Japan wies von 2000 bis 2004 den größten PV-Anteil auf. Bis 2017 befand sich die meiste installierte Leistung in Europa. Aktuell ist China das anteilmäßig PV-stärkste Land. Es ist zu erkennen, dass sich die Anteile an der weltweit installierten Leistung ändern bzw. auch geografisch verlagern.

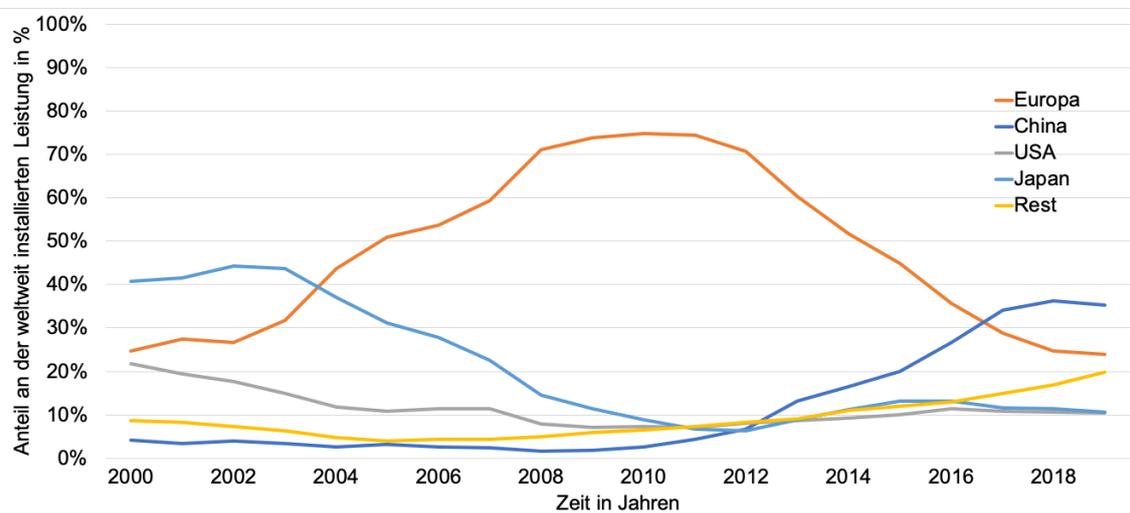


Abbildung 4.3: Anteile der weltweit installierten Leistung von PV (Eigene Darstellung [88])

Bei einem Szenario, welches die zukünftige installierte Leistung in Europa betrachtet, wird angenommen, dass die installierte Leistung in Europa und dem Rest der Welt jährlich gleich stark anwachsen. Ist das Wachstum weltweit größer, verdoppelt sich die kumulierte Leistung häufiger. Somit würden die spezifischen Investitionskosten weltweit schneller sinken als in Europa. Abbildung 4.4 zeigt die jährliche Wachstumsrate der installierten Leistung von PV. Seit 2012 ist das jährliche weltweite Wachstum höher als jenes in Europa. Ein Grund dafür ist der starke PV-Ausbau in China. 2019 lag die weltweite Wachstumsrate wieder näher im Bereich der europaweiten, dennoch war das globale Wachstum stärker. Die Wachstumsraten in der Zukunft sind schwer prognostizierbar und abhängig von politischen Entscheidungen.

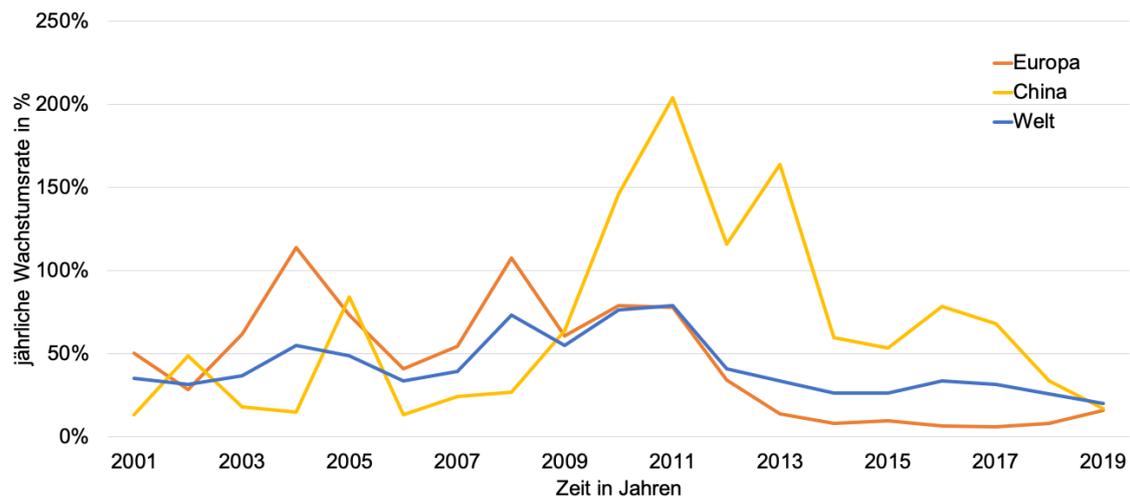


Abbildung 4.4: jährliche Wachstumsrate der installierten Leistung von PV (Eigene Darstellung [88])

In Abbildung 4.5 ist die kumulierte installierte Leistung von PV dargestellt. Da die Leistung wie oben erwähnt seit 2012 jährlich weltweit schneller wächst als in Europa, muss bei Betrachtung eines rein europäischen Wachstums die Lernkurve schneller abgefahren werden. Dazu muss ein Faktor gefunden werden, welcher das schnellere Wachstum beschreibt.

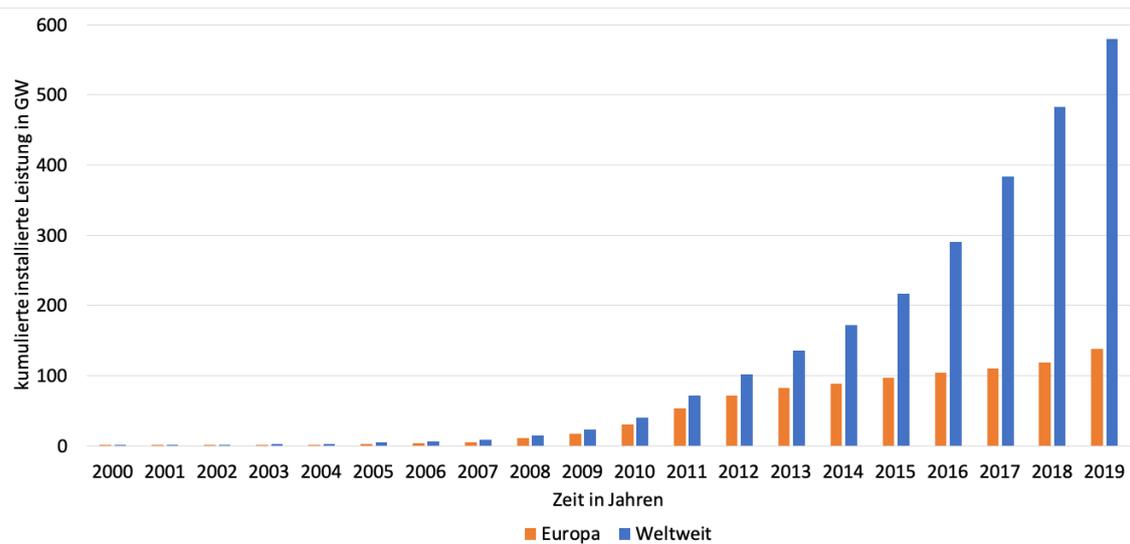


Abbildung 4.5: kumulierte installierte Leistung von PV (Eigene Darstellung [88])

In Formel 4.4 wird ein Faktor gebildet, welcher das Wachstum korrigieren soll. Dabei wird das Verhältnis von der welt- zur europaweiten kumulierten Kapazität gebildet.

$$k = \frac{\frac{x_{tW}}{x_{0W}}}{\frac{x_{tE}}{x_{0E}}} \tag{4.4}$$

x_{0W} weltweit kumulierte Kapazität zum Startzeitpunkt

x_{tW} weltweit kumulierte Kapazität zum betrachteten Zeitpunkt

x_{0E} europaweit kumulierte Kapazität zum Startzeitpunkt

x_{tE} europaweit kumulierte Kapazität zum betrachteten Zeitpunkt

Der Korrekturfaktor k wird in Formel 4.1 eingesetzt. Somit wird der Unterschied des Kapazitätswachstums ausgeglichen.

$$C(x_t) = C(x_0) \cdot \left(k \cdot \frac{x_t}{x_0} \right)^{-b} \tag{4.5}$$

$C(x_t)$.. Kosten zum betrachteten Zeitpunkt

x_t kumulierte Kapazität zum betrachteten Zeitpunkt

$C(x_0)$.. Kosten zu einem willkürlichen Startpunkt

x_0 kumulierte Kapazität zum Startpunkt

b Lernparameter

k Korrekturfaktor der kumulierten Kapazität

Werden die Werte von 2015 und 2019 der installierten Leistung aus Abbildung 4.5 in Formel 4.4 eingesetzt, ergeben sich für den Korrekturfaktor k die Werte aus Tabelle 4.6. Vor allem bei PV ist erkennbar, dass die weltweite Wachstumsrate deutlich höher ist als jene in Europa. Für den Vergleich der spezifischen Investitionskosten mit und ohne den Korrekturfaktor wurde ein Szenario mit Daten der in Europa installierten Leistung von 2018 bis 2040 simuliert. Die Kosten nehmen mit dem Korrekturfaktor schneller ab.

	Kostenabnahme in €/kW		
	k	ohne k	mit k
PV	1,88	476	577
Wind Onshore	1,11	192	209
Wind Offshore	1,2	755	838
CSP	1,32	90	262

Tabelle 4.6: Vergleich der Kostenabnahme mit Korrekturfaktor

Werden Technologien, welche einem globalen Lerneffekt unterliegen, in nicht globalen Szenarien verwendet, entsteht ein Fehler falls das weltweite Wachstum größer oder kleiner als das europaweite ist, da die Lernkurve langsamer oder schneller abgefahren wird. Daher kann ein Lernfaktor verwendet werden, um diesen Fehler auszugleichen. Abbildung 4.4 zeigt, dass die Wachstumsraten keinem Trend folgen und somit schwer vorhersehbar sind. Deshalb unterliegt auch der Korrekturfaktor einem Fehler, weil sich die Wachstumsraten ständig ändern können.

5 Szenariosimulation und Ergebnisse

Mit den in dieser Arbeit ermittelten spezifischen Investitionskosten und Lernraten werden drei Szenarien aus dem TYNDP simuliert. Die Simulation wird für die Jahre 2018 bis 2040 durchgeführt.

5.1 Simulationsmodell ATLANTIS

Das Szenariomodell ATLANTIS wurde auf der TU Graz am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) entwickelt. Es ermöglicht den Erwerb von wissenschaftlichen Erkenntnissen über die langfristige Entwicklung in der Elektrizitätswirtschaft. Dabei liegt der Fokus auf Europa.

Auf der realwirtschaftlichen Seite von ATLANTIS sind der regionalisierte Bedarf der Endkunden, das übergeordnete europäische Verbundnetz (400/220-kV-Ebene) und der europäische Kraftwerkspark. Mit der nominalwirtschaftlichen Seite werden relevante europäische Elektrizitätsunternehmen mit ihren Gewinn- und Verlustrechnungen (GuV) und Bilanzen abgebildet. In die Datenbank integriert, wurden modellrelevante Informationen, welche mittels detaillierter Untersuchungen erhoben worden sind. Die Datenbank ist das zentrale Element des Modells und dient der Verwaltung der Basisdaten sowie der Rechen-
ergebnisse. [89]

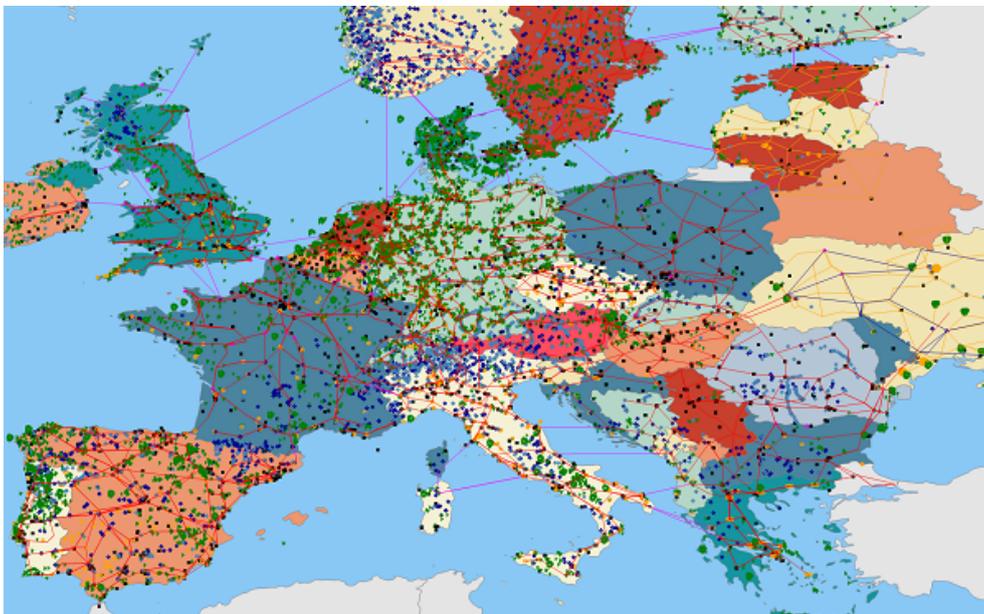


Abbildung 5.1: europäisches Übertragungsnetz in ATLANTIS [90]

Abbildung 5.1 zeigt die grafische Darstellung des europäischen Übertragungsnetzes in ATLANTIS. Hier sind Leitungen, Netzknoten, Kraftwerke, Transformatoren und andere hinterlegte Daten visuell dargestellt. Der Simulationszeitraum liegt zwischen den Jahren 2006 und 2050. Folgende Komponenten sind aktuell im Modell abgebildet: [90]

- 7.350 Leitungen/Transformatoren
- 4.000 Netzknoten
- 24.400 Kraftwerke
- 100 größte Elektrizitätsunternehmen (GuV, Bilanz)

Abbildung 5.2 zeigt den schematischen Simulationsablauf in ATLANTIS. In Abhängigkeit der Inputparameter und des Szenarios werden jährlich die Leistungsdeckung zur Jahreshöchstlast, monatliche Energiedeckungsrechnungen und Lastflussrechnungen ermittelt. Des Weiteren werden die GuV, Bilanzen und die CO₂-Emissionen ermittelt.

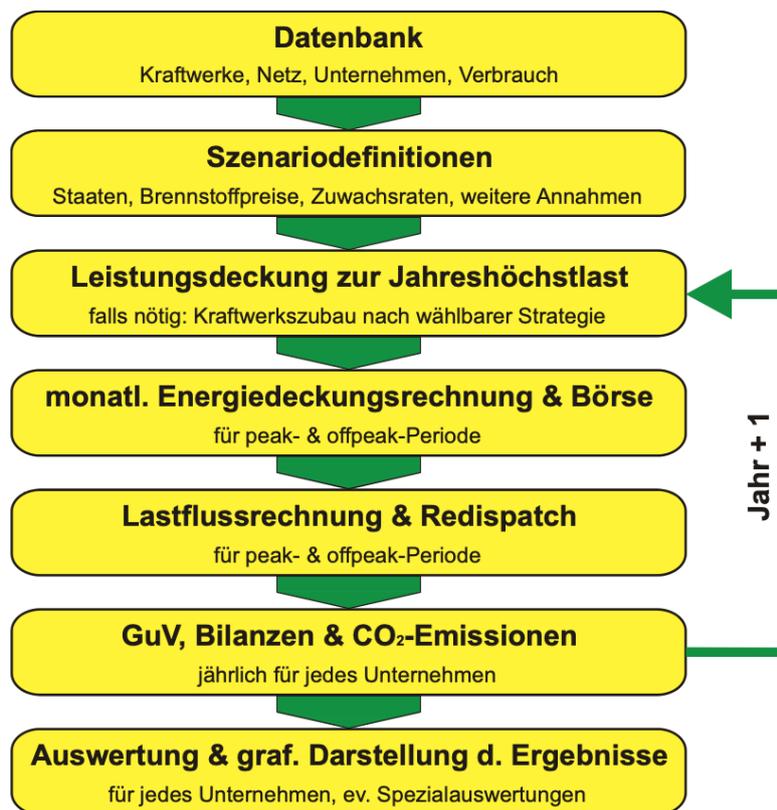


Abbildung 5.2: schematischer Ablauf einer Simulation in ATLANTIS [90]

Durch die Simulation mit ATLANTIS können Untersuchungen über die Entwicklung regionaler Strompreise, Szenarioanalysen für die Integration erneuerbarer Energien, Erfordernisse hinsichtlich Infrastrukturentwicklung, Stresstests zur Simulation von Energieverknappungen und andere durchgeführt werden. [90]

In ATLANTIS kann mit vier verschiedenen Modellen simuliert werden:

Börsenmodell

Im Börsenmodell wird Europa als eine Kupferplatte betrachtet. Das bedeutet, dass keine Leitungen vorhanden sind. Der Market-Clearing-Price (MCP) wird durch Angebot und Nachfrage gebildet. Der Markt umfasst alle europäischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und unterliegt keinen Restriktionen. [91]

Zonenpreismodell

Hier wird ein wohlfahrtsökonomischer Optimierungsansatz verfolgt. Für jedes Land (Markt) entsteht unter Berücksichtigung der vorherrschenden Net Transfer Capacity²⁶ (NTC) eine eigene Preiszone bzw. ein eigener MCP. Die Preiszonen sind über die NTCs gegenseitig verbunden. Somit kann es abhängig von einem kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz und den NTCs zu einem Austausch zwischen teuren und billigen Preiszonen kommen. [91]

Gesamtmarktmodell

Das Gesamtmarktmodell verfolgt einen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz. Dieser ist abhängig von der Verbrauchs-, Produktions- und Übertragungsstruktur. Dabei gibt es keine Marktrestriktionen. [91]

Redispatch-Zonenpreismodell

Im Redispatch-Zonenpreismodell wird ein kostenoptimierender Ansatz verfolgt. Dieser ist wie im Gesamtmarktmodell abhängig von der Verbrauchs-, Produktions- und Übertragungsstruktur sowie der ermittelten Nettostromexportmenge. Zusätzlich können hier internationale Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. [91]

²⁶maximaler Energieaustausch zwischen zwei Gebieten

5.2 TYNDP 2018

Der TYNDP wird seit 2010 alle zwei Jahre vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erstellt und veröffentlicht. Der TYNDP soll dazu beitragen, diejenigen Infrastrukturprojekte zu ermitteln, welche für die Erreichung der Klima- und Energieziele der EU von zentraler Bedeutung sind. Die Hauptaufgabe des TYNDP besteht daher darin, zu ermitteln, wo Investitionen in das Elektrizitätssystem dazu beitragen würden, die Energieunion zu verwirklichen. Projekte von gemeinsamen Interesse (PCI) werden aus der Gesamtliste der Übertragungs- und Speicherprojekte des TYNDP ausgewählt. Alle zwei Jahre verwendet die Europäische Kommission die Informationen aus dem neuesten TYNDP, insbesondere zu einzelnen Projekten, als Teil seiner Auswahl und der Annahme einer neuen halbjährlichen Liste von PCIs. [92]

Die TYNDP 2018 Szenarien für 2030 und 2040 sind durch drei Handlungsstränge definiert, welche in Abbildung 5.3 dargestellt sind. Diese Szenarien basieren auf Zielen, welche von der EU für 2050 festgelegt wurden. Erstellt wurden sie in Kombination mit möglichen Zukunftsprojekten, nationalen Energiestrategien und auf Basis aktueller Daten der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber. Durch die Mitarbeit der Übertragungsnetzbetreiber aus den Bereichen Gas und Elektrizität wird die technische Realisierbarkeit sichergestellt. [93] [94]

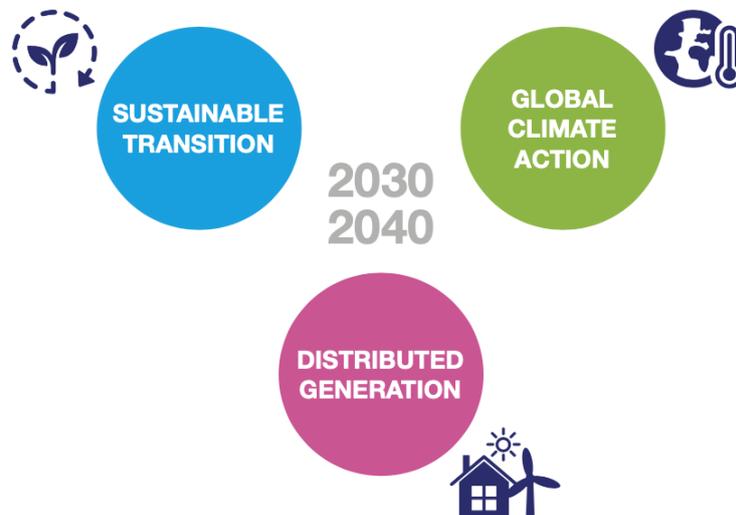


Abbildung 5.3: Szenarien im TYNDP 2018 [95]

Der TYNDP 2018 beinhaltet 166 Leitungs- und 20 Speicherprojekte. Davon sind 17 der Speicherprojekte Pumpspeicherkraftwerke und drei Projekte Druckluftspeicherkraftwerke. Im TYNDP wird, verglichen mit dem Jahr 1990, 2040 Szenario von einer CO₂-Reduktion zwischen 65-81% ausgegangen. [92]

Abbildung 5.4 stellt die Szenariopfade des TYNDP von 2020 bis 2040 dar. Die Jahre 2020 und 2025 werden aufgrund eines geringeren Unsicherheitsgrades als Best-Estimate-Szenarien bezeichnet. Ab 2025 wird ein Merit-Order-Wechsel prognostiziert. Hier wird davon ausgegangen, dass Gas in der Merit-Order vor Kohle liegt. Neben den drei Hauptszenarien Distributed Generation (DG), Global Climate Action (GCA) und Sustainable Transition (ST) wurde auch das EUCO Szenario erstellt. Dies ist ein politisches Kernszenario, welches die Erreichung der Klima- und Energieziele bis 2030, wie sie vom Europäischen Rat im Jahr 2014 vereinbart wurden, modelliert. Die jüngsten technischen und politischen Entwicklungen werden hier nicht berücksichtigt. [92]

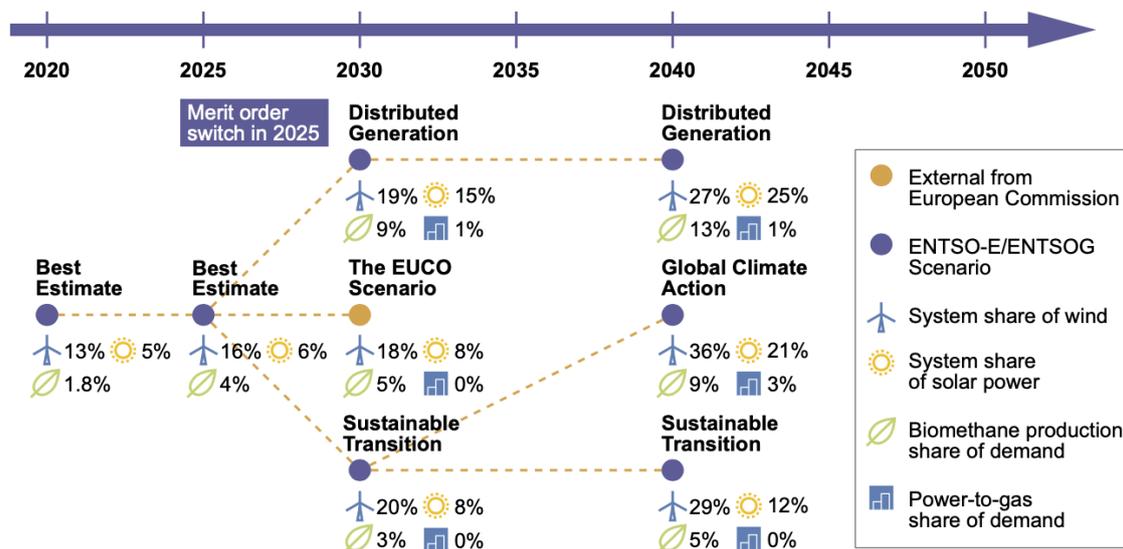


Abbildung 5.4: Szenariopfade von 2020 bis 2040 [95]

Distributed Generation

Im DG-Szenario steht der Prosumer im Mittelpunkt. Der Fokus der Entwicklungen liegt auf dezentralen Endnutzertechnologien. Mit Hilfe von intelligenten Geräten und Technologien wie Hybrid-Wärmepumpen wird es für den Verbraucher möglich, abhängig von der Marktlage, als Produzent zu agieren. Batterien, PV und Elektrofahrzeuge spielen im DG-Szenario eine große Rolle. Diese Entwicklungen führen dazu, dass auf der Nachfrageseite ein hohes Maß an Reaktionsmöglichkeiten (Laststeuerung) zur Verfügung steht. [95]

Global Climate Action

Das GCA-Szenario steht für eine vollständige Dekarbonisierung. Der Schwerpunkt liegt auf einem großen Ausbau der erneuerbaren Energien. Aber auch die Kernenergie spielt hier auf Grund ihrer CO₂-freien Energieproduktion eine Rolle im Energiesektor. Die Gasnachfrage sinkt im GCA-Szenario, da die Heizungen im Wohn- und Gewerbesektor stärker elektrifiziert werden. Auch im Verkehrssektor findet eine Dekarbonisierung statt, was ein Wachstum von Elektro- und Gasfahrzeugen bedingt. Die Strom-zu-Gas-Produktion hat in diesem Szenario die stärkste Entwicklung. [95]

Sustainable Transition

ST strebt eine schnelle und wirtschaftlich nachhaltige CO₂-Reduzierung an. Im Elektrizitätssektor wird Stein- und Braunkohle durch Gas ersetzt werden. Im Schwertransport und in der Schifffahrt wird ein Teil des Ölverbrauchs durch Gas ersetzt. Die Wärme- und Verkehrssektoren werden langsamer elektrifiziert, als andere Sektoren. Im ST-Szenario erfordert das Erreichen des EU-Ziels (80-95% CO₂-Reduzierung im Jahr 2050) eine schnelle Entwicklung in den 2040er Jahren. Diese soll durch eine verstärkte Übernahme oder Weiterentwicklung der Technologie umgesetzt werden. Bis zum Jahr 2030 ist das ST-Szenario ein Bottom-Up Szenario, welches auf Daten der einzelnen Übertragungsnetzbetreibern, sowie weiteren Stakeholdern basiert. Es ist somit auch das moderateste und realistischste der drei Szenarien. [95]

Abbildung 5.5 gibt einen Überblick über die Ausbaugeschwindigkeit einiger in der Simulation verwendeten Technologien. Je mehr Wind und PV ausgebaut werden, desto schneller sinken auch die spezifischen Investitionskosten der jeweiligen Erzeugungart.

Scenario		Global Climate Action	Sustainable Transition	Distributed Generation
Category	Criteria	Parameter		
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

Abbildung 5.5: Ausbaugeschwindigkeit einzelner Technologien im TYNDP 2018 [95]

Der TYNDP definiert die Brennstoff- und CO₂-Preise in den einzelnen Szenarien. Abbildung 5.6 gibt einen Überblick darüber.

		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	0.47
	Lignite	1.1	1.1	1.1	1.1	2.3	1.1	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	7.0	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	14.0	12.6	20.0
	Oil shale	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
€/ton	CO ₂ price	18.0	25.7	54.0	84.3	27.0	50.0	45.0	126.0	80.0
	Fuel Price Source	WEO 2016 New Policies	WEO2016 New Policies	WEO 2016 450	WEO 2016 New Policies with higher CO ₂	Fuel Prices Provided by DG Energy	WEO 2016 New Policies with higher CO ₂	WEO 2016 New Policies Fuel Prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario"	WEO 2016 450	WEO 2016 New Policies with higher CO ₂

Abbildung 5.6: Brennstoff- und CO₂-Preise im TYNDP 2018 [95]

5.3 Szenariodaten

Aus dem TYNDP 2018 wurden die Daten der installierten Leistung, der Verbrauch sowie die CO₂- und Brennstoffpreise in ATLANTIS integriert. Dabei wurden die in Tabelle 5.1 angeführten europäischen Länder betrachtet.

Länderkürzel	Land
AL	Albania
AT	Austria
BA	Bosnia Herzegovina
HR	Croatia
BE	Belgium
BG	Bulgaria
CH	Switzerland
CZ	Czech Republic
DE	Germany
DK	Denmark West
DO	Denmark East
EL	Greece
ES	Spain
FR	France
HU	Hungary
IT	Italy
LU	Luxemburg
ME	Montenegro
MK	Macedonia
NL	Netherlands
PL	Poland
PT	Portugal
RK	Kosovo
RO	Romania
RS	Serbia and Kosovo
SI	Slovenia
SK	Slovakia

Tabelle 5.1: in ATLANTIS integrierte Länder

Für die Simulation wurden die in dieser Arbeit ermittelten Werte der spezifischen Investitionskosten und Lernraten eingesetzt. Dabei werden die Kosten als Übernachtfinanzierungskosten²⁷ für das Jahr 2018 definiert. Bei PV- und WEA wird der zukünftige Verlauf der spezifischen Investitionskosten über die ermittelten Lernkurven definiert. Es wurden nur Kapazitätswachstum im europäischen Raum betrachtet. Dies bedeutet, dass angenommen wird, dass die europäische jährliche Wachstumsrate gleich der weltweiten bleibt. Für CSP-Anlagen wurde auf die Verwendung einer Lernrate verzichtet, da CSP in den Szenarien bzw. in Europa keine Relevanz hat. Tabelle 5.2 zeigt die verwendeten Werte:

Technologie	spezifische	
	Investitionskosten €/kW	Lernrate %
Biogas	4.226	0
Abfall	1.950	0
Biomasse	2.898	0
Braunkohle	1.712	0
Gas	435	0
Gas und Dampf	735	0
Geothermie	6.916	0
Kernenergie	3.982	0
Öl	900	0
Photovoltaik	1.035	19,62
Solarthermie	4.652	0
Steinkohle	1.537	0
Wind Offshore	3.802	9,72
Wind Onshore	1.457	8,48

Tabelle 5.2: spezifische Investitionskosten und Lernraten für die Simulation

Reicht während der Simulation die erzeugte Energie nicht mehr aus um den Bedarf zu decken oder ist das Netz an gewissen Stellen überlastet, werden am jeweiligen Netzknoten Gaskraftwerke zugebaut. Der Zubau der einzelnen Kraftwerksblöcke erfolgt dynamisch im Zuge der Kraftwerksoptimierung in ATLANTIS. Als sonstige Kraftwerke werden im Folgenden Kraftwerke wie MVA und geothermische Anlagen bezeichnet.

Im Folgenden werden die Abbildungen immer von 2016 bis 2040 dargestellt. 2016 starten alle drei Szenarien mit den gleichen Daten. Vergleiche werden aber immer ab dem Jahr 2018 angestellt, da dies als Basisjahr für die spezifischen Investitionskosten angenommen wird.

²⁷keine Zusatzkosten durch Bauzeit und Finanzierung

5.4 Distributed Generation

Im DG-Szenario ändert sich der europäische Kraftwerkspark aufgrund des starken Ausbaus von kleinen PV-Anlagen enorm. Dieses Szenario weist auch den höchsten Ausbau von Speichern im Netz auf, welche bereits im Verbrauch berücksichtigt wurden. Das Anlagevermögen von PV-Anlagen steigt stark überproportional zur produzierten Energie an. In den letzten 10 Jahren der Simulation mussten Gaskraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 12.320 MW zugebaut werden.

5.4.1 Installierte Leistungen

In Abbildung 5.7 ist die Entwicklung der installierten Leistungen für die in ATLANTIS untersuchten Länder dargestellt. Im Jahr 2018 waren rund 900 GW Leistung installiert. Bis 2040 steigt die installierte Leistung um rund 83% auf 1.650 GW an. Ab dem Jahr 2025 beginnt die installierte Leistung deutlich zuzunehmen. Vor allem der starke Zubau von PV-Anlagen ist für dieses Wachstum ausschlaggebend. Die restlichen konventionellen Kraftwerke werden teilweise rückgebaut und somit sinkt ihr Anteil bis 2040. Gründe für den Wegfall sind das zunehmende Kraftwerksalter und die Erhöhung der CO₂- und Brennstoffpreise.

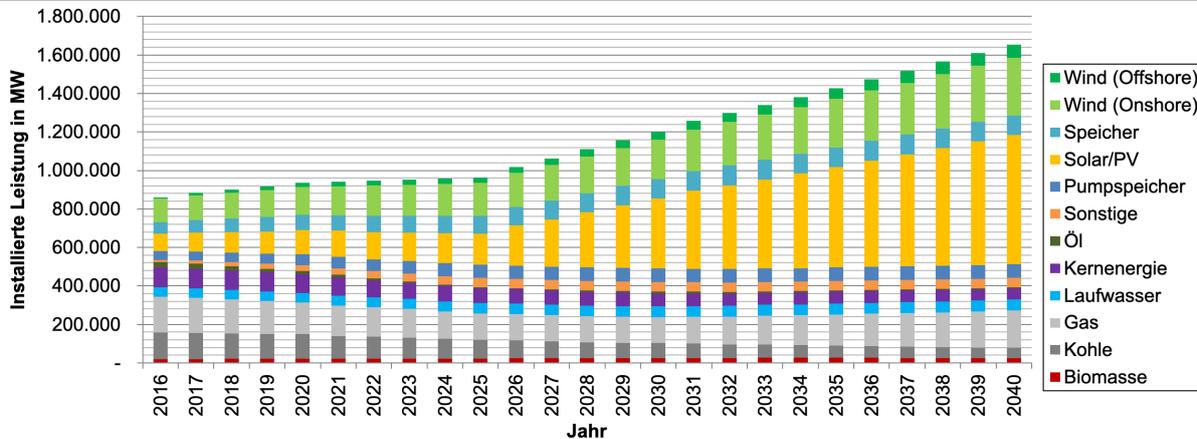


Abbildung 5.7: Höhe der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)

Durch den starken PV-Ausbau liegt der PV-Anteil 2040 bei rund 41%. 2018 lag der Anteil noch bei 12%. Der starke Anstieg ist auf das Prosumerorientierte DG-Szenario zurückzuführen. Abbildung 5.8 zeigt die Anteile der einzelnen Kraftwerke an der installierten Leistung. Am Ende des Szenarios sind die erneuerbaren Kraftwerke mit einem Anteil von ca. 80% sehr dominant.

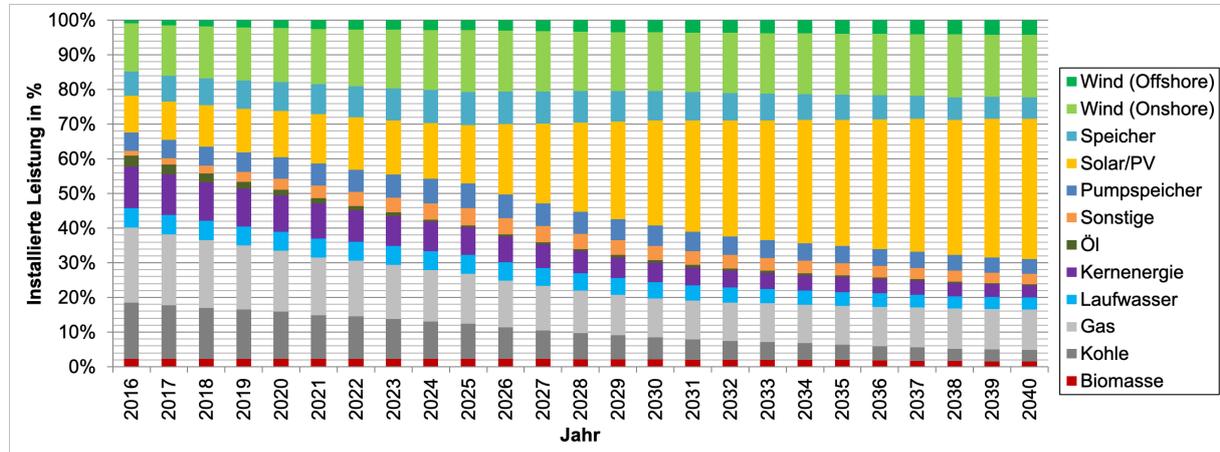


Abbildung 5.8: Anteil an der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)

5.4.2 Produzierte Energie

Bei starkem Ausbau erneuerbarer Kraftwerke steigt die produzierte Energie nicht proportional an. Erneuerbare Energie ist dargebotsabhängig und steht somit nicht immer zur Verfügung. 2040 werden rund 29% der produzierten Energie mit konventionellen Kraftwerken erzeugt. Dieser Wert ist um 9% höher als jener der installierten Leistung. 2018 lag der Anteil der konventionell produzierten Energie bei 48%. Dieser Wert ist um 12% niedriger, als jener der installierten Leistung. Dieser Unterschied ist auf Effizienzsteigerungen und den zunehmenden Speicher im Bereich der erneuerbaren Kraftwerke zurückzuführen. Abbildung 5.9 zeigt die produzierte Energie der einzelnen Kraftwerke.

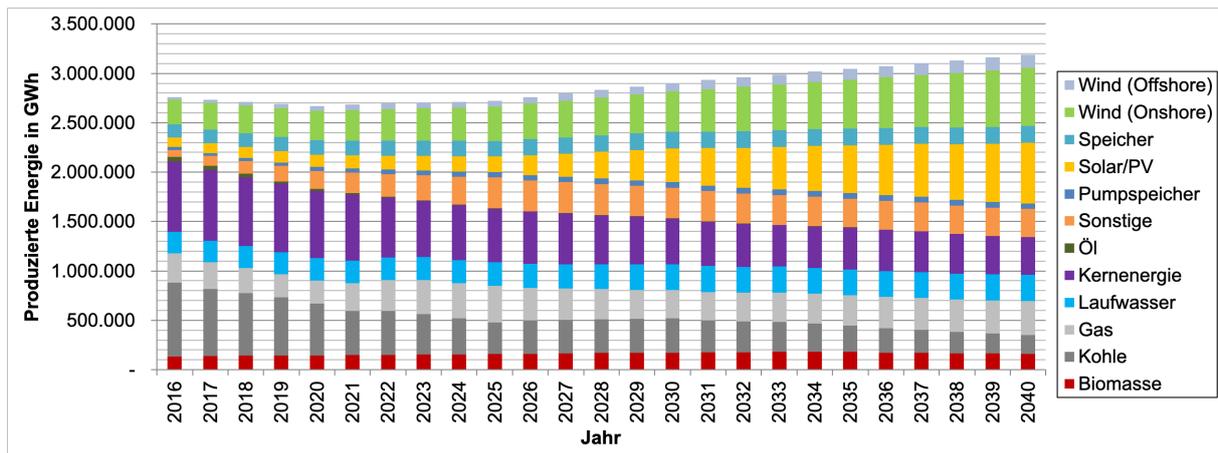


Abbildung 5.9: produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)

5.4.3 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen nehmen von 2018 bis 2040 um 60% ab. Abbildung 5.10 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen. Bis 2025 ist ein schnellerer Rückgang der Emissionen erkennbar, da einige Kohlekraftwerke stillgelegt werden. Der Anteil an Gaskraftwerken ist kaum rückläufig, da stillgelegte Kraftwerke teilweise durch den Zubau neuer ausgeglichen werden.

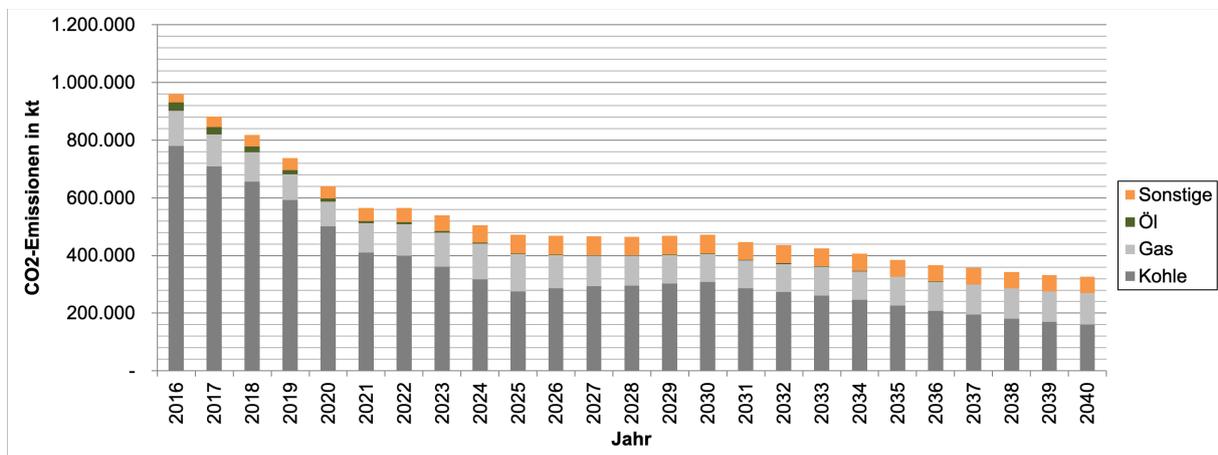


Abbildung 5.10: CO₂-Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)

5.4.4 Lernkurven

Die spezifischen Investitionskosten nehmen bei PV am meisten ab. Die installierte Leistung verdoppelt sich hier bis 2040 öfter als zweimal. Dies gilt ebenfalls für Offshore-WEA. Die Onshore-WEA verdoppeln sich etwas mehr als einmal. Da die spezifischen Investitionskosten für Offshore-WEA den höchsten Wert aufweisen, nehmen diese auch absolut betrachtet am stärksten ab. Tabelle 5.3 gibt einen Überblick über die Kostenabnahme.

Technologie	spezifische Investitionskosten		
	2018 €/kW	2040 €/kW	Abnahme %
PV	1.035	559	46
Wind Onshore	1.457	1.265	13
Wind Offshore	3.802	3.047	20

Tabelle 5.3: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten im DG-Szenario

In Abbildung 5.11 sind die Lernkurven der betrachteten Technologien dargestellt. Dabei stellt der rote Punkt den Startwert 2018 und der blaue den Endwert 2040 dar. Bei PV steigt die Leistung am stärksten an. Damit sind die spezifischen Investitionskosten für PV-Anlagen 2040 nach Gaskraftwerken (435 €/kW) am günstigsten.

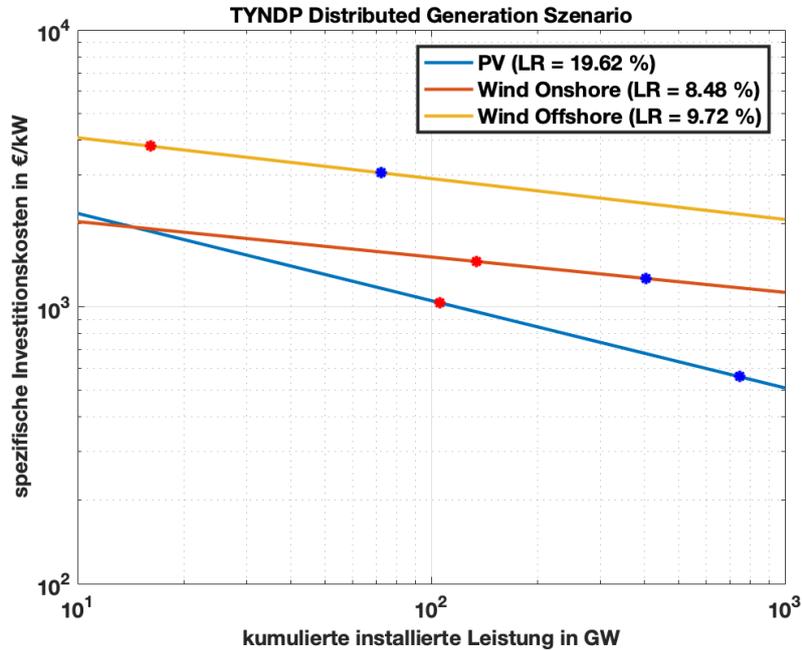


Abbildung 5.11: Lernkurven im DG-Szenario

5.4.5 Anlagevermögen

Das Anlagevermögen weist vor allem ab 2025 ein enormes Wachstum auf. Zwischen 2018 und 2040 steigt es um rund 368%. Der im Vergleich zu allen Kraftwerken stark überproportionale PV-Ausbau führt dazu, dass der Anteil von PV-Anlagen 2040 66% beträgt. Abbildung 5.12 zeigt die Entwicklung des Anlagevermögens. Die Abschreibung der konventionellen Kraftwerke in Kombination mit einem sehr geringen Zubau ist für einen sehr kleinen Anteil von 7% am Anlagevermögen ausschlaggebend.

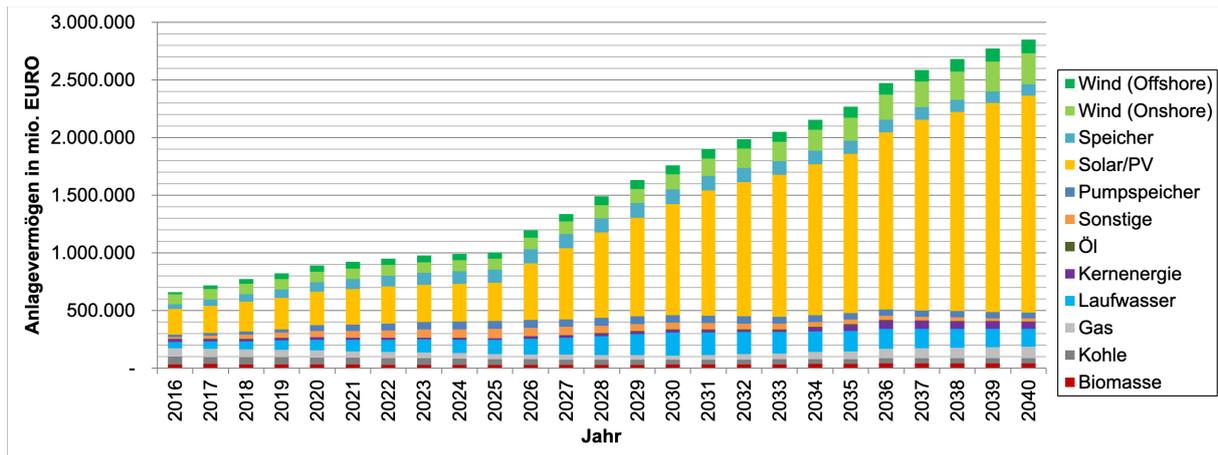


Abbildung 5.12: Anlagevermögen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)

Abbildung 5.13 vergleicht die Anteile installierter Leistung, produzierter Energie und des Anlagevermögens für 2040. Durch den starken PV-Ausbau beträgt dessen Anteil an der installierten Leistung 41%. Dies führt dazu, dass PV 66% des Anlagevermögens ausmacht. Die produzierte Energie liegt aber nur bei 19%. On- und Offshore-WEA haben ein relativ ausgewogenes Verhältnis in allen drei Diagrammen. Die konventionellen Kraftwerke erzeugen rund ein Drittel der Energie, besitzen aber am Anlagevermögen und an der installierten Leistung nur einen geringen Anteil. Ausschlaggebend dafür ist hier auch die höhere Anzahl von Volllaststunden.

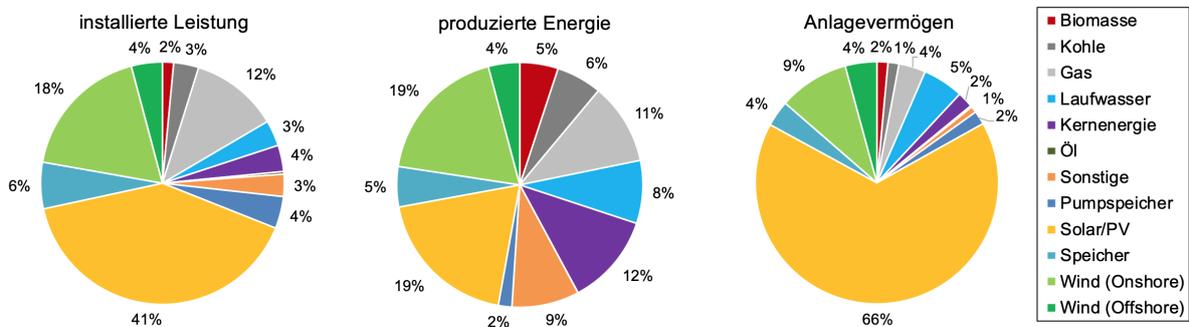


Abbildung 5.13: Vergleich der installierten Leistung, der produzierten Energie und des Anlagevermögens 2040 aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)

5.5 Global Climate Action

Die Energieerzeugung fokussiert sich im GCA-Szenario einen auf CO₂-freien Kraftwerkspark. Hauptsächlich werden erneuerbare Kraftwerke gebaut, aber auch Kernkraftwerke, sofern dies im jeweiligen Land möglich ist. Die Dekarbonisierung wird hier vorangetrieben, weshalb 2040 nur mehr ein sehr kleiner Anteil der produzierten Energie mit Kohlekraftwerken erzeugt wird. Dies wird durch eine hohe Bepreisung von CO₂-Zertifikaten vollzogen. In den letzten 10 Jahren der Simulation mussten Gaskraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 1.392 MW zugebaut werden.

5.5.1 Installierte Leistungen

Die erneuerbaren Kraftwerke werden enorm ausgebaut. Das betrifft vor allem Wasserkraftwerke, Wind- und PV-Anlagen. Abbildung 5.14 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung von 2016 bis 2040. Die installierte Leistung steigt von 2018 bis 2040 rund 663 GW an bzw. nimmt um 74% zu. In wenigen Ländern wie Frankreich werden teilweise Kernkraftwerke zugebaut. Dies hat aber durch den Rückbau jener Länder, welche aus der Kernenergie aussteigen, keine relevanten Auswirkungen auf die installierte Leistung .

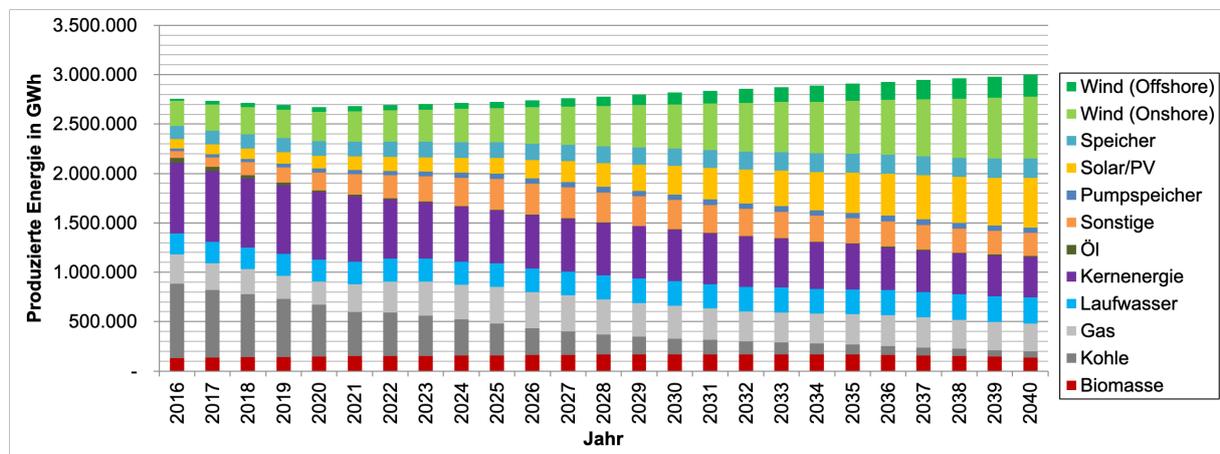


Abbildung 5.14: Höhe der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)

2040 beträgt der Anteil erneuerbarer Energien 83%. Von den restlichen konventionellen 17% stammen 8% der installierten Leistung von Gaskraftwerken. Abbildung 5.15 stellt die Anteile der einzelnen Kraftwerkstechnologien an der installierten Leistung dar. Der Anteil der konventionellen Kraftwerke nimmt sukzessive ab. Gaskraftwerke weisen die letzten zehn Jahre der Betrachtung einen relativ konstanten Anteil auf.

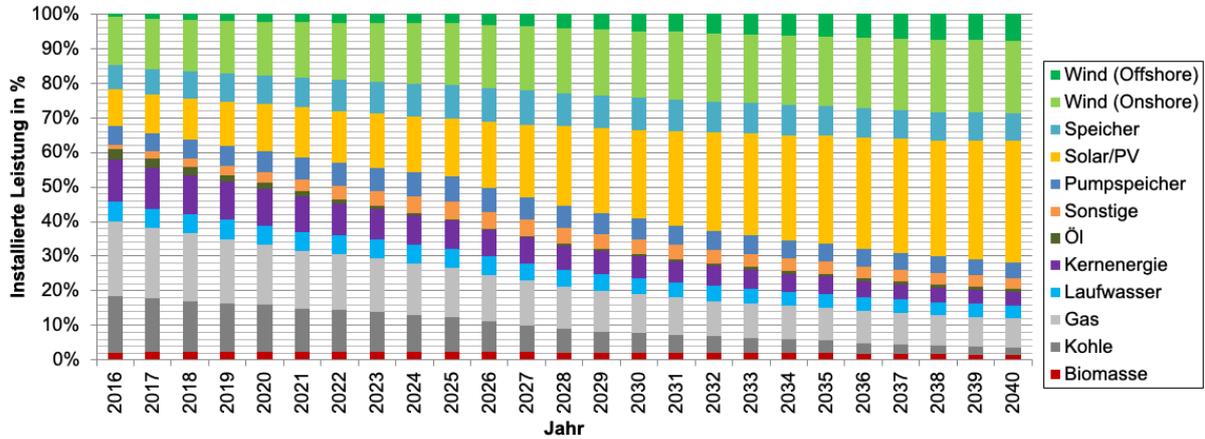


Abbildung 5.15: Anteil an der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)

5.5.2 Produzierte Energie

Abbildung 5.16 bildet die Entwicklung der produzierten Energie ab. Sie steigt ab 2021 jährlich an und erreicht 2040 rund 3.000 TWh. Ein deutlicher Rückgang ist im Bereich der Kohlekraftwerke zu erkennen. Der Anteil der Gaskraftwerke bleibt annähernd konstant, jener der erneuerbaren steigt Jahr für Jahr.

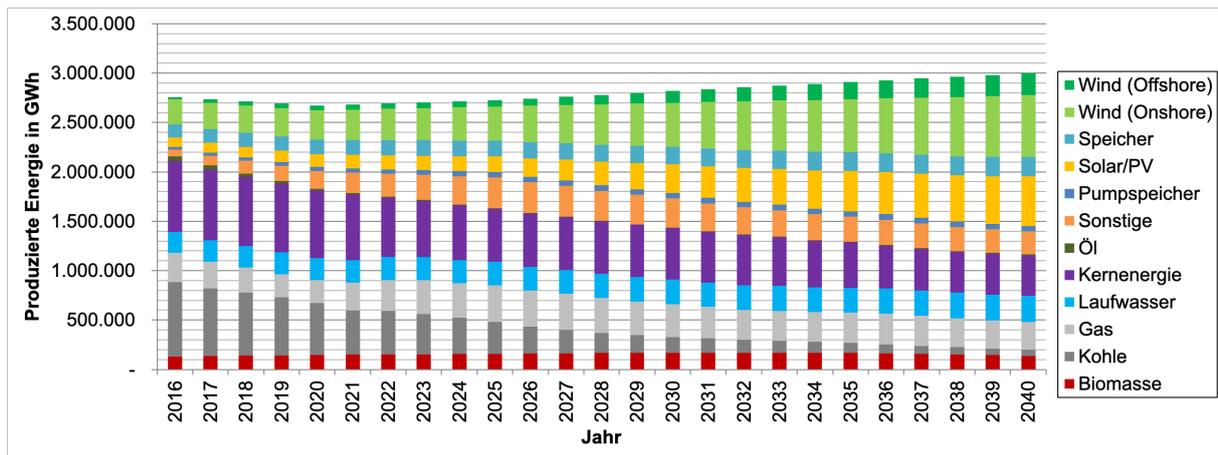


Abbildung 5.16: produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)

5.5.3 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen betragen im Jahr 2040 nur mehr 24%, verglichen mit jenen aus dem Jahr 2018. Abbildung 5.17 zeigt, dass die CO₂-Emissionen sukzessive sinken. Die durch Kohlekraftwerke verursachten CO₂-Emissionen nehmen enorm ab. Dies ist auf die Dekarbonisierung des GCA-Szenarios zurückzuführen.

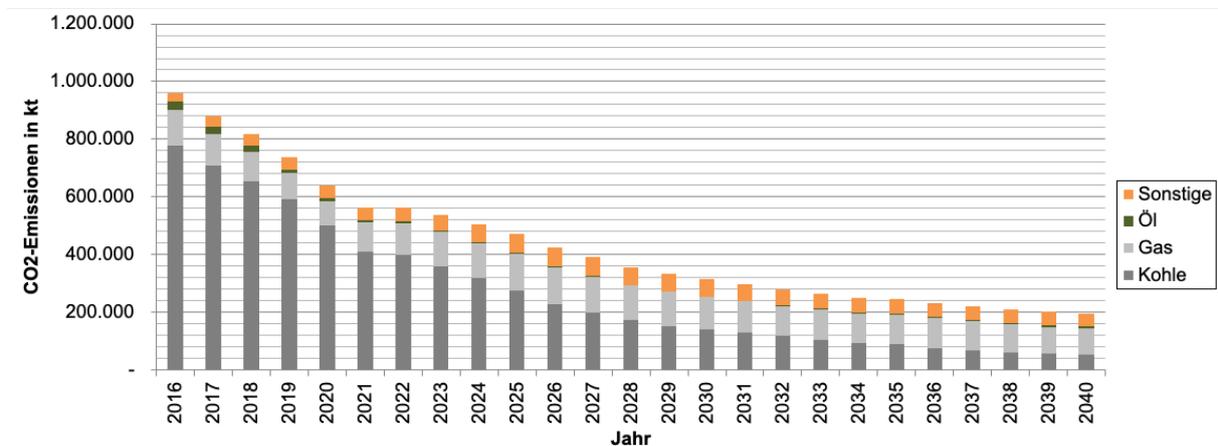


Abbildung 5.17: CO₂-Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)

5.5.4 Lernkurven

Tabelle 5.4 zeigt die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten. In diesem Szenario ist die Kostenabnahme bei den Onshore-WEA annähernd gleich der im DG-Szenario. Die Abnahme der spezifischen Investitionskosten für PV-Anlagen ist schwächer, aufgrund des geringeren Ausbaus. Offshore-WEA weisen im GCA-Szenario die größte Kostensenkung auf.

Technologie	spezifische Investitionskosten		
	2018	2040	Abnahme
	€/kW	€/kW	%
PV	1.035	593	43
Wind Onshore	1.457	1.253	14
Wind Offshore	3.802	2.808	26

Tabelle 5.4: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten im GCA-Szenario

Abbildung 5.18 zeigt die doppelt-logarithmische Darstellung der Lernkurven. Der rote Punkt auf jeder Linie steht für den Startwert 2018 und der blaue für den Endwert 2040 der kumulierten installierten Leistung. PV-Anlagen liegen am Ende dieses Szenarios in Bezug auf deren spezifischen Investitionskosten hinter Gaskraftwerken.

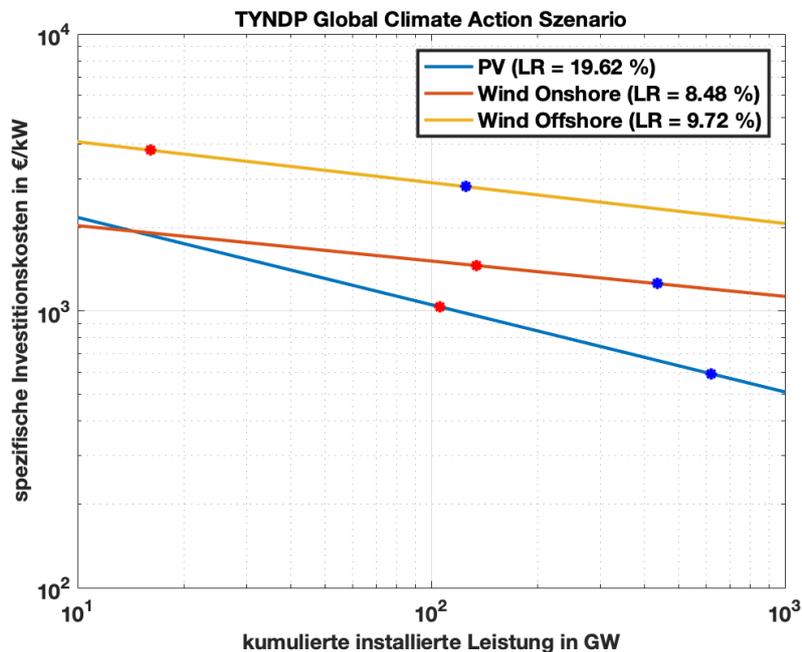


Abbildung 5.18: Lernkurven im GCA-Szenario

5.5.5 Anlagevermögen

Das Anlagevermögen steigt von 2018 bis 2040 um den 3,5-fachen Wert an. Die Entwicklung des Anlagevermögens ist in Abbildung 5.19 dargestellt. 2025 beginnt durch den starken Ausbau erneuerbarer Kraftwerke das Anlagevermögen stark anzusteigen. Das Anlagevermögen von Kernkraftwerken verdreifacht sich, da die wenigen Zubauten sehr teuer in der Anschaffung sind und somit im Verhältnis zu den älteren bereits abgeschriebenen Anlagen mehr ins Gewicht fallen.

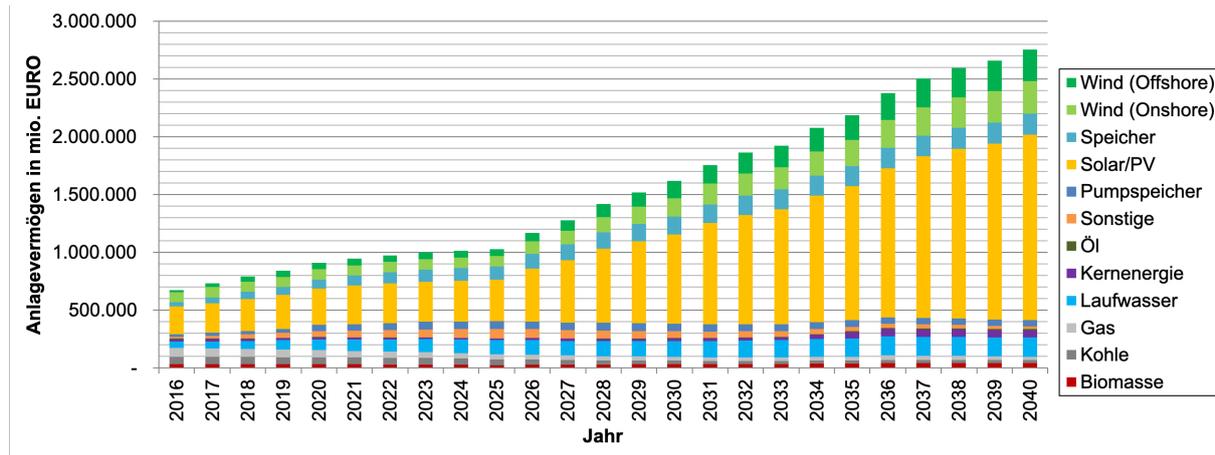


Abbildung 5.19: Anlagevermögen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)

In Abbildung 5.20 wird die installierte Leistung, produzierte Energie und das Anlagevermögen des GCA-Szenarios miteinander verglichen. Dabei sind die PV-Anlagen auffällig, da diese nur 20% der produzierten Energie bereitstellen aber 58% des Anlagevermögens ausmachen. Wie im DG-Szenario wird PV stark ausgebaut, produziert aber aufgrund der geringen Volllaststunden im Verhältnis wenig Energie.

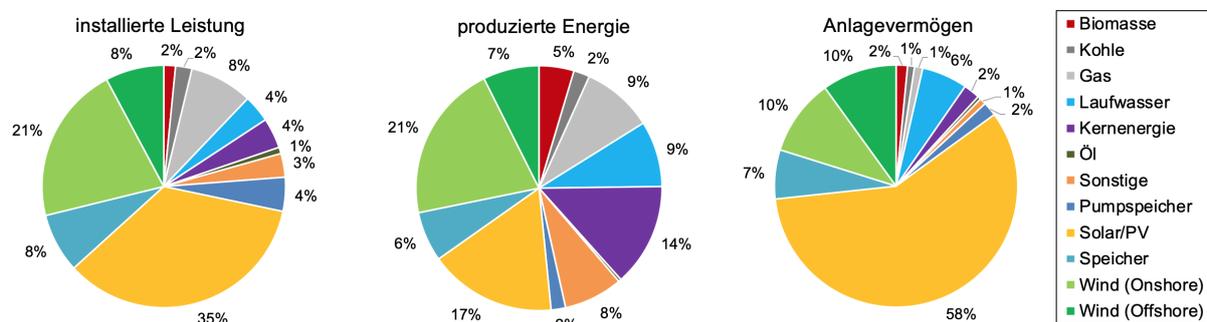


Abbildung 5.20: Vergleich der installierten Leistung, der produzierten Energie und des Anlagevermögens 2040 aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)

5.6 Sustainable Transition

Im Bereich der Spitzenlastkraftwerke werden Preissignale gesetzt bzw. die Brennstoffpreise gesenkt. Von 2030-2040 werden wieder Ölkraftwerke gebaut. Dies liegt daran, dass im ST-Szenario ab 2030 auf Basis des Top-Down Szenarios sehr niedrige Ölpreise verwendet werden. Es ist anzumerken, dass der Bau von Ölkraftwerken im Bezug auf die klimapolitischen Bestrebungen in der Elektrizitätswirtschaft künftig als nicht realistisch angesehen werden kann. Auch die erneuerbaren Kraftwerke werden im ST-Szenario stark ausgebaut, während Kohlekraftwerke an Bedeutung verlieren. Durch den automatischen Zubau von Gaskraftwerken werden bis 2040 insgesamt 722 MW installiert.

5.6.1 Installierte Leistungen

In Abbildung 5.21 ist die Entwicklung der installierten Leistung von 2016 bis 2040 dargestellt. Die installierte Leistung von Kohle nimmt aufgrund der Dekarbonisierung ab. Ab 2030 werden wieder Ölkraftwerke zugebaut, da im ST-Szenario die Brennstoffpreise zu sinken beginnen. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke verändert sich kaum. PV- und WEA werden jedes Jahr weiter ausgebaut, während bei den anderen erneuerbaren Kraftwerke in Bezug auf das Wachstum keine wesentliche Zunahme erkennbar ist.

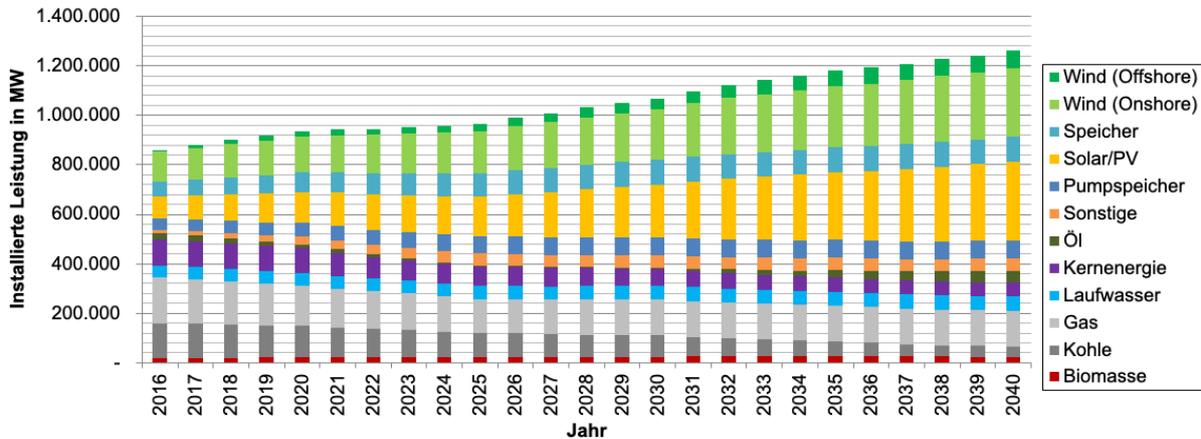


Abbildung 5.21: Höhe der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)

Durch die steigende installierte Leistung und die starke Zunahme der erneuerbaren Kraftwerke ändern sich die Anteile der einzelnen Kraftwerke. In Abbildung 5.22 werden die Anteile an der installierten Leistung gezeigt. 2040 beträgt der Anteil der erneuerbaren Kraftwerke 77%. Neben dem PV-Ausbau ist auch ein starker Zubau von Onshore-WEA erkennbar.

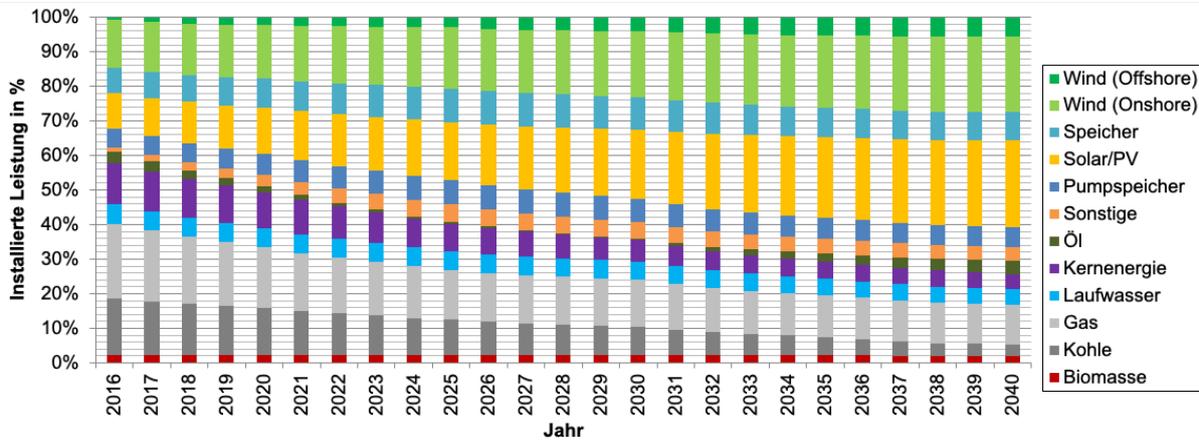


Abbildung 5.22: Anteil an der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)

5.6.2 Produzierte Energie

Die produzierte Energie wächst im ST-Szenario von 2018 bis 2040 um 7% an. Die Entwicklung ist in Abbildung 5.23 dargestellt. Zu Beginn der Betrachtung wird die meiste Energie von Kernkraftwerken produziert, am Ende von Onshore-WEA. Der Anteil an der produzierten Energie von Kohlekraftwerken nimmt ab, während der Anteil von Gaskraftwerken zunimmt. Ölkraftwerke liefern trotz des Zubaus an installierter Leistung einen nicht relevanten Beitrag und dienen nur der Spitzenlastherzeugung.

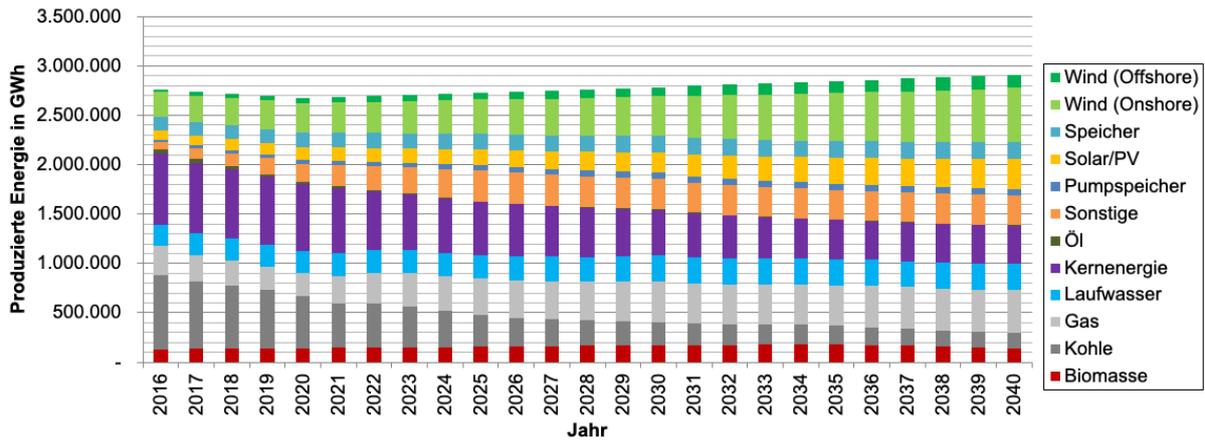


Abbildung 5.23: produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)

5.6.3 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen nehmen verglichen mit dem Jahr 2018 um 58% ab. Obwohl sich die CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken deutlich reduzieren, nehmen jene von Gaskraftwerken zu. Gaskraftwerke liefern 2040 dreimal so viel Energie wie Kohlekraftwerke, produzieren dabei aber nur 14% mehr CO₂-Emissionen. Der zeitliche Verlauf der CO₂-Emissionen von 2018 bis 2040 wird in Abbildung 5.24 gezeigt.

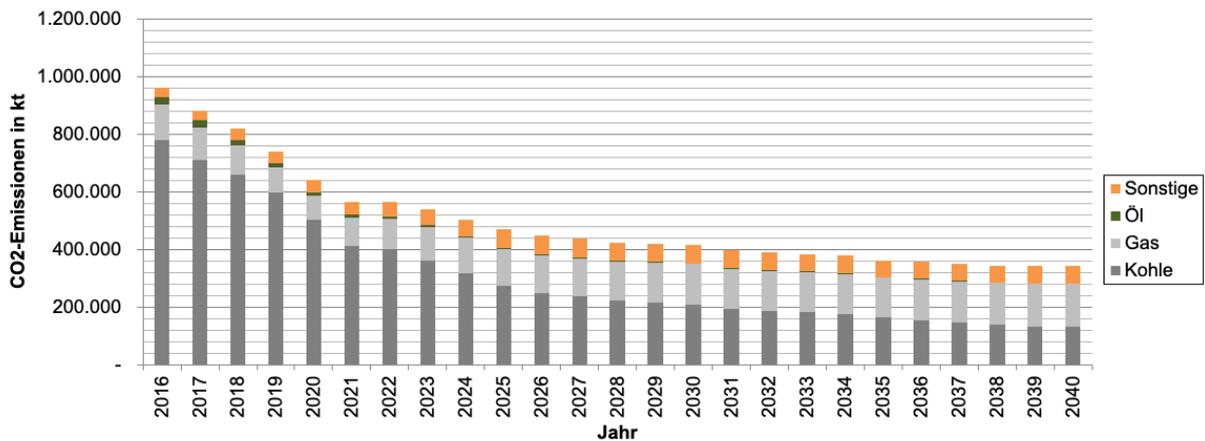


Abbildung 5.24: CO₂-Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)

5.6.4 Lernkurven

Da im ST-Szenario am wenigsten PV zugebaut wird, nehmen die Kosten am geringsten ab. Die Abnahme der spezifischen Investitionskosten von On- und Offshore-WEA ist vergleichbar mit dem DG-Szenario. Trotz der geringeren Kostenabnahme von PV-Anlagen, sind diese auch hier die zweitgünstigste Energieerzeugungstechnologie nach Gaskraftwerken (435 €/kW). In Tabelle 5.5 ist die Veränderung der spezifischen Investitionskosten aufgelistet.

Technologie	spezifische Investitionskosten		
	2018 €/kW	2040 €/kW	Abnahme %
PV	1.035	684	34
Wind Onshore	1.457	1.273	13
Wind Offshore	3.802	3.051	20

Tabelle 5.5: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten im ST-Szenario

Die Lernkurven für das ST-Szenario sind in Abbildung 5.25 illustriert. Der rote Punkt auf jeder Linie stellt den Startwert 2018 und der blaue den Endwert 2040 der kumulierten installierten Leistung dar.

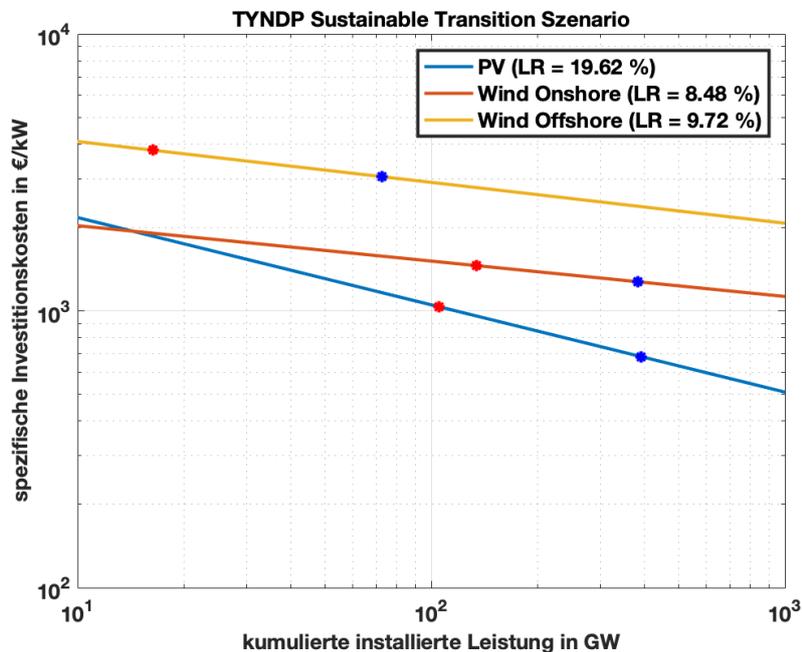


Abbildung 5.25: Lernkurven im ST-Szenario

5.6.5 Anlagevermögen

Durch den enormen Zubau tragen PV-Anlagen den größten Anteil am Anlagevermögen bei. In Abbildung 5.26 ist die Entwicklung des Anlagevermögens dargestellt. Es ist erkennbar, dass On- und Offshore-WEA eine deutliche Zunahme aufweisen, während die anderen Kraftwerke - außer PV - nur in geringem Maße zu- oder abnehmen.

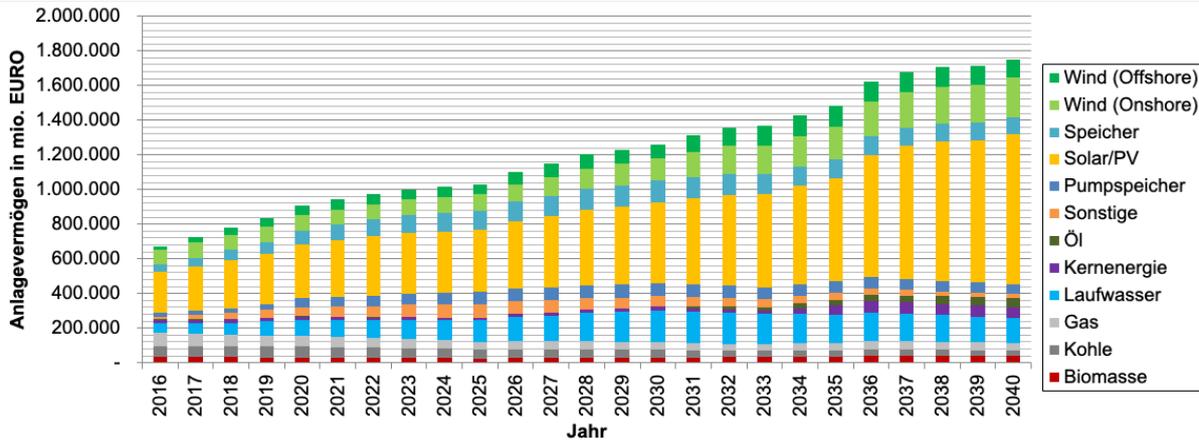


Abbildung 5.26: Anlagevermögen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)

Wie bereits in den beiden anderen Szenarien hat PV einen großen Anteil an der installierten Leistung, nimmt fast 50% des Anlagevermögens ein, liefert aber nur 11% der produzierten Energie. Abbildung 5.27 zeigt diesen Vergleich. Gründe für diese Unverhältnismäßigkeit bei PV sind zum einen die kleine Baugröße und zum anderen die wenigen Volllaststunden. Die konventionellen Kraftwerke teilen sich nur 12% des Anlagevermögens, liefern aber rund 33% der produzierten Energie.

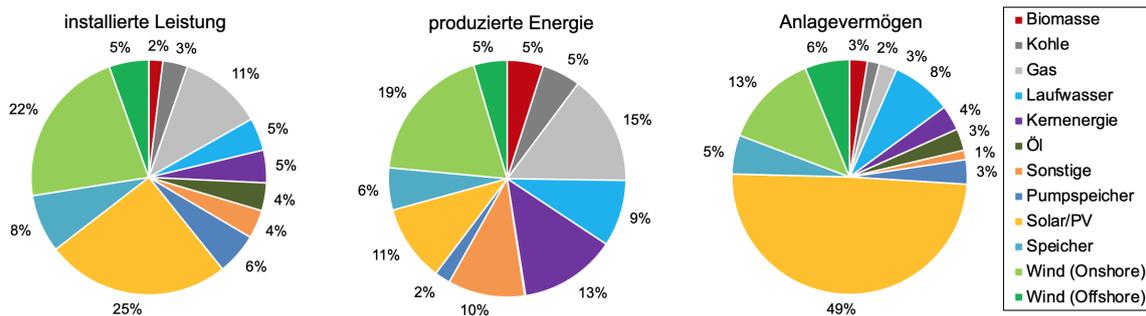


Abbildung 5.27: Vergleich der installierten Leistung, der produzierten Energie und des Anlagevermögens 2040 aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)

6 Zusammenfassung

In dieser Masterarbeit wurde analysiert, wie hoch die spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis konventioneller und erneuerbarer Energien sind bzw. wie sich diese entwickeln könnten. Aus der Literaturrecherche ging hervor, dass die spezifischen Investitionskosten aller Kraftwerke, mit Ausnahme von Windenergie-, PV- und CSP-Anlagen, in der Zukunft als konstant angenommen werden. Durch den starken Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen, welcher durch die klimapolitischen Ziele zur Eindämmung des fortschreitenden Klimawandels vorangetrieben wird, kann in Zukunft von einem Rückgang der spezifischen Investitionskosten ausgegangen werden. Die Kostensenkung wurde über Lernkurven beschrieben. Dabei nehmen die Kosten mit zunehmender kumulierter installierter Leistung der jeweiligen Technologie ab.

Die konventionellen Kraftwerke müssen künftig immer höheren Flexibilitätsanforderungen gerecht werden. Bereits ältere Kohlekraftwerke wurden beispielsweise für den Grundlastbetrieb mit einer hohen Anzahl an Volllaststunden ausgelegt. Da solche Kraftwerke durch einen starken Ausbau erneuerbarer Kraftwerke nur mehr zur Deckung der Residuallast benötigt werden, wäre eine Flexibilisierung bzw. ein Umbau erforderlich. Aufgrund steigender Preise für CO₂-Zertifikate und Brennstoffe ist diese Investition meist nicht wirtschaftlich. Deshalb kann künftig im Bereich der konventionellen Kraftwerke auf Gaskraftwerke zur Spitzenlastzeugung gesetzt werden, da diese auch am Ende der Simulation die niedrigsten spezifischen Investitionskosten und eine kurze Anfahrzeit aufweisen konnten.

Bei bereits ausgereiften Technologien auf Basis erneuerbarer Energien, wie Biomasse und Biogas, wird in Zukunft keine Senkung der spezifischen Investitionskosten erwartet. Diese Kraftwerke sind konventionellen in Bezug auf deren verwendete Technologie (Wasserdampf-Kreislauf) ähnlich und deshalb ist die Entwicklung hier bereits im Endstadium. Alle spezifischen Investitionskosten, aber besonders jene von Wasserkraftwerken, sind nur als Richtwert zu verstehen. Sie sind abhängig von der installierten Leistung und dem Preisniveau des jeweiligen Landes. CSP-Anlagen befinden sich im Frühstadium ihrer Entwicklung, sind aber in Europa kaum relevant. Für Windenergie- und PV-Anlagen wurde von einer Senkung der spezifischen Investitionskosten ausgegangen.

Die Senkung der spezifischen Investitionskosten wurde mit Hilfe von Lernkurven beschrieben. Dabei wurden auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche Lernraten ermittelt. Diese geben an um wieviel die spezifischen Investitionskosten bei einer Verdopplung der kumulierten installierten Leistung sinken werden. Da dieser Lerneffekt als global anzusehen ist, wurde näher darauf eingegangen wie die Simulation nicht globaler Szenarien zu behandeln ist. Dabei wurde das weltweite Wachstum mit dem europäischen verglichen.

Die ermittelten Werte für die spezifischen Investitionskosten und Lernraten wurden zusammen mit Daten aus dem TYNDP 2018 in ATLANTIS integriert. Daraus wurden insgesamt drei TYNDP-Szenarien von 2018 bis 2040 simuliert. Aus den Ergebnissen der Simulation konnte die Beantwortung der Forschungsfrage abgeleitet werden.

Aufgrund des Preisverfalls von Windenergie- und PV-Anlagen, welcher durch den starken Ausbau sowie dem technologischen Entwicklungspotential begründet ist, werden diese in Zukunft günstiger sein als konventionelle Kraftwerke. In allen drei Szenarien konnte sich PV preislich hinter Gaskraftwerken einordnen und war somit das zweitgünstigste Kraftwerke in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten. On- und Offshore-WEA erreichten durch die Kostensenkung eine größere Preisdifferenz zu den konventionellen Kraftwerken. Im Global Climate Action Szenario lag der Anteil an der installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen bei 64%. Diese stellten 48% der Energie bereit und wiesen einen Anteil von 78% am Anlagevermögen auf.

Für zukünftige Investitionen im europäischen Kraftwerkspark werden die erneuerbaren Kraftwerke immer relevanter. Durch die Kostensenkung von Windenergie- und PV-Anlagen werden diese immer wirtschaftlicher. In Anbetracht der Klimapolitik, welche fast ausschließlich auf erneuerbare Kraftwerke setzt, ist es durchaus realistisch, dass das Investitionsrisiko ebenfalls sinken kann.

Abkürzungsverzeichnis

B

BHKW	Blockheizkraftwerk
BOS	Balance-Of-System

C

CdTe	Cadmium-Tellurium
CIS	Kupfer-Indium-Sele
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
CSP	Concentrated Solar Power

D

DG	Distributed Generation
DWR	Druckwasserreaktor

E

EU	Europäische Union
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity

G

GaAs	Gallium-Arsenide
GCA	Global Climate Action
GuD	Gas- und Dampf
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung

H

H ₂ O	Wasser
------------------	--------

I

IEA	International Energy Agency
IEE	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
ISE	Institut für solare Energiesysteme

K

kW	Kilowatt
----	----------

L

LR	Lernrate
----	----------

M

MCP	Market-Clearing-Price
MW	Megawatt
MVA	Müllverbrennungsanlagen

N

N ₂	Stickstoff
NO _x	Stickoxid
NEA	Nuclear Energy Agency
NTC	Net Transfer Capacity

O

ORC	Organic Rankine Cycle
-----	-----------------------

P

PV	Photovoltaik
PCI	Project of Common Interest

S

ST	Sustainable Transition
SWR	Siedewasserreaktor

T

TWh	Terawattstunde
TYNDP	zehnjähriger Netz-Entwicklungsplan

W

WEA	Windenergieanlagen
-----	--------------------

Abbildungsverzeichnis

1.1	Stromerzeugung nach Energiequellen in Europa von 1990-2017 [4]	2
2.1	Schema eines Kohlekraftwerkes [9]	6
2.2	spezifische Investitionskosten für ein Braunkohlekraftwerk	7
2.3	spezifische Investitionskosten für ein Steinkohlekraftwerk	8
2.4	Schema eines Gaskraftwerkes [20]	9
2.5	spezifische Investitionskosten für ein Gaskraftwerk	10
2.6	spezifische Investitionskosten für ein Gaskraftwerk in Abhängigkeit der Leistung [24]	11
2.7	Schema eines GuD-Kraftwerkes [25]	12
2.8	spezifische Investitionskosten für ein GuD-Kraftwerk	13
2.9	spezifische Investitionskosten für ein GuD-Kraftwerk in Abhängigkeit der Leistung [24]	14
2.10	Schema eines Siedewasserreaktors [28]	16
2.11	Schema eines Druckwasserreaktors [29]	17
2.12	spezifische Investitionskosten für ein Kernkraftwerk	18
3.1	zeitlicher Verlauf der erneuerbaren Bruttostromerzeugung in der EU [35]	21
3.2	Wandlungskette von Biomasse [36]	22
3.3	spezifische Investitionskosten für eine Biomasseanlage	24
3.4	Schema einer Biogasanlage [36]	26
3.5	spezifische Investitionskosten für eine Biogasanlage	27
3.6	Querschnitt durch das Krafthaus eines Lauf- und Schwellwasserkraftwerkes [44]	29
3.7	Schema eines Speicherkraftwerkes [45]	30
3.8	spezifische Investitionskosten eines Lauf- und Schwellwasserkraftwerkes	32
3.9	spezifische Investitionskosten eines Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkes	33
3.10	Schema eines geothermischen Kraftwerkes [51]	34
3.11	spezifische Investitionskosten eines geothermischen Kraftwerkes	35
3.12	unterschiedliche CSP-Anlagen [52]	36
3.13	Schema eines Parabolrinnenkraftwerkes [54]	37
3.14	spezifische Investitionskosten einer CSP-Anlage	39
3.15	Schema einer Müllverbrennungsanlage in Düsseldorf [61]	41
3.16	Aufbau einer Solarzelle [63]	42
3.17	zeitlicher Verlauf der spezifischen Investitionskosten von PV [64]	45
3.18	spezifische Investitionskosten einer PV Aufdachanlage	46
3.19	spezifische Investitionskosten einer PV Freiflächenanlage	47
3.20	Auftriebsprinzip [67]	48

3.21	Schema einer WEA [68]	50
3.22	Gründungstechniken für Offshore-WEA [70]	51
3.23	spezifische Investitionskosten einer Onshore-WEA	52
3.24	spezifische Investitionskosten einer Offshore-WEA	53
4.1	Abfahren einer Lernkurve	55
4.2	Lernkurven von PV, Wind und CSP mit ausgewähltem Szenario	56
4.3	Anteile der weltweit installierten Leistung von PV (Eigene Darstellung [88])	62
4.4	jährliche Wachstumsrate der installierten Leistung von PV (Eigene Darstellung [88])	63
4.5	kumulierte installierte Leistung von PV (Eigene Darstellung [88])	64
5.1	europäisches Übertragungsnetz in ATLANTIS [90]	66
5.2	schematischer Ablauf einer Simulation in ATLANTIS [90]	67
5.3	Szenarien im TYNDP 2018 [95]	69
5.4	Szenariopfade von 2020 bis 2040 [95]	70
5.5	Ausbaugeschwindigkeit einzelner Technologien im TYNDP 2018 [95]	71
5.6	Brennstoff- und CO ₂ -Preise im TYNDP 2018 [95]	72
5.7	Höhe der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)	75
5.8	Anteil an der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)	76
5.9	produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)	77
5.10	CO ₂ -Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)	77
5.11	Lernkurven im DG-Szenario	79
5.12	Anlagevermögen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)	80
5.13	Vergleich der installierten Leistung, der produzierten Energie und des Anlagevermögens 2040 aller untersuchten Länder in ATLANTIS (DG)	80
5.14	Höhe der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)	81
5.15	Anteil an der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)	82
5.16	produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)	83
5.17	CO ₂ -Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)	83
5.18	Lernkurven im GCA-Szenario	84
5.19	Anlagevermögen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)	85
5.20	Vergleich der installierten Leistung, der produzierten Energie und des Anlagevermögens 2040 aller untersuchten Länder in ATLANTIS (GCA)	85
5.21	Höhe der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)	86

5.22 Anteil an der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)	87
5.23 produzierte Energie aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)	88
5.24 CO ₂ -Emissionen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)	88
5.25 Lernkurven im ST-Szenario	89
5.26 Anlagevermögen aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)	90
5.27 Vergleich der installierten Leistung, der produzierten Energie und des Anlagevermögens 2040 aller untersuchten Länder in ATLANTIS (ST)	90

Tabellenverzeichnis

2.1	Kernkraftwerke in Europa 2018 [27]	15
3.1	spezifische Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken [46]	31
3.2	spezifische Investitionskosten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken [47]	32
3.3	Wirkungsgrade verschiedener CSP-Technologien [56]	38
3.4	spezifische Investitionskosten verschiedener CSP-Technologien [8]	38
3.5	Wirkungsgrade verschiedener PV-Technologien [2]	44
3.6	spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit der Leistung und der Nabenhöhe [71]	52
4.1	Szenario von Fraunhofer ISE	56
4.2	Lernraten für PV	58
4.3	Lernraten für Onshore-Windenergie	59
4.4	Lernraten für Offshore Windenergie	60
4.5	Lernraten für CSP	61
4.6	Vergleich der Kostenabnahme mit Korrekturfaktor	65
5.1	in ATLANTIS integrierte Länder	73
5.2	spezifische Investitionskosten und Lernraten für die Simulation	74
5.3	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten im DG-Szenario	78
5.4	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten im GCA-Szenario	84
5.5	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten im ST-Szenario	89

Literaturverzeichnis

- [1] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Simulation*. München: Hanser, 2011, ISBN: 978-3-446-42732-7.
- [2] V. Quaschnig, *Erneuerbare Energien und Klimaschutz : Hintergründe - Techniken und Planung - Ökonomie und Ökologie - Energiewende*. München: Hanser, 2013, ISBN: 978-3-446-43809-5.
- [3] *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030*, Eingesehen am 04.06.2020. Adresse: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de.
- [4] *Electricity generation by source, Europe 1990-2017*, Eingesehen am 04.06.2020. Adresse: <https://www.iea.org/regions/europe>.
- [5] “Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien”, de, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Techn. Ber., 2018. Adresse: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_I SE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- [6] *Overview of electricity production and use in Europe*, Eingesehen am 13.04.2020. Adresse: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment-4>.
- [7] “dena-Leitstudie Integrierte Energiewende”, de, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, Techn. Ber., 2018. Adresse: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.
- [8] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz u. a., *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. Jan. 2015, ISBN: 978-3-658-07128-8. DOI: 10.1007/978-3-658-07129-5.
- [9] J. Götze und M. Göbbels, “Mineralogische Aspekte in der EnergietechnikEnergietechnik”, in *Einführung in die Angewandte Mineralogie*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 193–206, ISBN: 978-3-662-50265-5. DOI: 10.1007/978-3-662-50265-5_11. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-3-662-50265-5_11.
- [10] *Rauchgasreinigung in 3 Stufen*, Eingesehen am 07.05.2020. Adresse: <https://www.kraftwerk-mehrum.de/umwelt/>.
- [11] P. Markewitz und M. Robinius, “Technologiebericht 2.1 Zentrale Großkraftwerke innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende”, de, Wuppertal Institut für

- Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, Techn. Ber., 2017, S. 58. Adresse: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70488>.
- [12] R. Zahoransky, “Überblick, Energiequellen und Energiebedarf”, in *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019, S. 23–40, ISBN: 978-3-658-21847-8. DOI: 10.1007/978-3-658-21847-8_3. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-3-658-21847-8_3.
- [13] “Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM und Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen”, de, r2b energy consulting GmbH, Köln, Techn. Ber., 2014. Adresse: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [14] “Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)”, de, Frontier Economics, Consentec, Techn. Ber., 2014. Adresse: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [15] “Projected Costs of Generating Electricity 2015”, en, IEA, NEA, Paris, Techn. Ber., 2015. Adresse: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2015>.
- [16] “50Hertz Energiewende Outlook 2035”, de, 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, Techn. Ber., 2016. Adresse: <https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Netzentwicklung/Downloadbox%20Energiewende%20Outlook%202035/Abschlussbericht.pdf?ver=2018-09-19-172847-453>.
- [17] D. Sauer, K. Görner, R. Elsen u. a., “Konventionelle Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“”, Techn. Ber., Feb. 2016. DOI: 10.13140/RG.2.1.1388.8405.
- [18] F. C. Matthes, C. Heinemann und S. Ludig, “Agora Energiewende 2017: Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen”, de, Agora Energiewende, Berlin, Techn. Ber., 2017. Adresse: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf.
- [19] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*. Berlin, Heidelberg:

- Springer Berlin Heidelberg, 2017, ISBN: 978-3-662-49823-1. DOI: 10.1007/978-3-662-49823-1_3. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-3-662-49823-1_3.
- [20] *Combustion turbine diagram*, Eingesehen am 15.04.2020. Adresse: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=24393924>.
- [21] L. Balling, “GT-Kraftwerke”, in *Stationäre Gasturbinen*. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2019, S. 31–66, ISBN: ISBN 978-3-662-56133-1. Adresse: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-56134-8>.
- [22] H.-M. Henning und A. Palzer, “Was kostet die Energiewende?”, de, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Techn. Ber., 2015. Adresse: [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20\(1\).pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20(1).pdf).
- [23] H.-W. Schiffer, *Energiemarkt Deutschland : Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien*. 2019, S. 564, ISBN: 978-3-658-23023-4. DOI: 0.1007/978-3-658-23024-1.
- [24] “Gas Turbine World - 2018 GTW Handbook”, en, Peqout Publishing Inc., Fairfield, Techn. Ber., 2018. Adresse: <https://gasturbineworld.com/shop/annual-handbook/2018-handbook-volume-33/>.
- [25] *Prinzip Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk*, Eingesehen am 15.04.2020. Adresse: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=12173039>.
- [26] A. J. Schwab, “Stromerzeugung in Wärmekraftwerken”, in *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Sprin-

- ger Vieweg, 2020, S. 61–117, ISBN: 978-3-662-60374-1. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_4.
- [27] *Nuclear Power Status 2018*, Eingesehen am 15.04.2020. Adresse: https://pris.iaea.org/pris/19-01767E_POS_PRIS_NPS_map_2018_FINAL2.pdf.
- [28] *Schematischer Aufbau eines Siedewasserreaktors*, Eingesehen am 15.04.2020. Adresse: <https://www.grs.de/aktuelles/begriff-des-monats-siedewasserreaktor-swr>.
- [29] *Schematischer Aufbau eines Druckwasserreaktors*, Eingesehen am 15.04.2020. Adresse: <https://www.grs.de/aktuelles/begriff-des-monats-druckwasserreaktor-dwr>.
- [30] R. Paschotta, *Kernkraftwerk*, RP-Energie-Lexikon, Eingesehen am 15.04.2020. Adresse: <https://www.energie-lexikon.info/kernkraftwerk.html>.
- [31] R. Grünwald und C. Caviezel, “Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke”, de, Büro für Technikfolgen-Abschätzung, Berlin, Techn. Ber., 2017. Adresse: <https://www.itas.kit.edu/pub/v/2017/grca17a.pdf>.
- [32] IWR, *Atomkraftwerk Hinkley Point C kostet wohl über 3 Milliarden Euro mehr*, IWR online, Eingesehen am 15.04.2020. Adresse: <https://www.iwr.de/ticker/teuer-fuer-edf-atomkraftwerk-hinkley-point-c-kostet-wohl-ueber-3-milliarden-euro-mehr-artikel1878>.
- [33] S. Alt, B. Kallenbach-Herbert, S. Kurth u. a., “Streitpunkt Kernenergie – Eine neue Debatte über alte Probleme”, de, Öko-Institut e. V., Freiburg, Techn. Ber., 2011. Adresse: https://www.oeko.de/fileadmin/aktuelles/pdf/streitpunkt_kernenergie.pdf.
- [34] *Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*, Eingesehen am 04.05.2020. Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0028>.
- [35] “EU energy in figures - Statistical Pocketbook 2019”, en, European Union, Luxembourg, Techn. Ber., 2019. Adresse: <https://www.euneighbours.eu/en/east/stay-informed/publications/eu-energy-figures-statistical-pocketbook-2019>.
- [36] T. Schabbach und V. Wesselak, *Energie: Den Erneuerbaren gehört die Zukunft*. Jan. 2020, ISBN: 978-3-662-58048-6. DOI: 10.1007/978-3-662-58049-3.
- [37] I. Obernberger, A. Hammerschmid, P. Thonhofer u. a., “Strom aus fester Biomasse – Stand der Technik und künftige Entwicklungen”, en, 2005. Adresse: <https://bios>

- bioenergy.at/uploads/media/Paper-Obernberger-BM-CHP-development-2005-01-13.pdf.
- [38] F. Peter, L. Krampe und I. Ziegenhagen, “Entwicklung von Stromproduktionskosten”, de, Prognos AG, Berlin, Techn. Ber., 2013. Adresse: https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solarkraftwerke_Final.pdf.
- [39] P. Elsner, M. Fishedick und D. U. Sauer, “Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft)”, de, München, Techn. Ber., 2015. Adresse: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6342/file/6342_Flexibilitaetskonzepte.pdf.
- [40] E. S. Rubin, I. M. Azevedo, P. Jaramillo u. a., “A review of learning rates for electricity supply technologies”, *Energy Policy*, Bd. 86, S. 198–218, 2015, ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>. Adresse: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421515002293>.
- [41] L. Neij, “Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments”, en, Techn. Ber., 2008. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421508001237#fig1>.
- [42] *Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung*, de. Gülzow-Prüzen, 2013, ISBN: 3-00-014333-5. Adresse: http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf.
- [43] M. Serdjuk, “Analyse der Ertragseffekte und ökonomischen Wirkungen der Biogasproduktion in ökologischen Marktfruchtbetrieben”, Dissertation, Technische Universität München, München, 2019. Adresse: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1470514/file.pdf>.
- [44] “Die Wasserkraftwerke in Kärnten”, de, Verbund Hydro Power AG, Wien, Techn. Ber., 2013. Adresse: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwif06G3443pAhUsmIsKHelmC7AQFjABegQIBRAB&url=https%3A%2F%2Fwww.verbund.com%2F-%2Fmedia%2Fverbund%2Fueber-verbund%2>

- Funsere-kraftwerke%2Fdetailseiten-kraftwerke%2Fdie-wasserkraftwerke-an-der-donau.ashx&usg=AOvVaw0NqIVuJkQ1SltLVt-w14cm.
- [45] *Aufbau und Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks*, Eingesehen am 29.04.2020. Adresse: <https://www.energie-macht-schule.de/content/pumpspeicherkraftwerk-0>.
- [46] M. Hofer, “Kostenanalyse von Laufwasserkraftwerken in Europa”, Masterarbeit, Technische Universität Graz, Graz, 2018. Adresse: <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=5b6d29da64a4c&location=browse>.
- [47] E. Neumayer, “Spezifische Investitionskosten von Wasserkraftwerken”, Masterarbeit, Technische Universität Wien, Wien, 2008. Adresse: <http://repositum.tuwien.ac.at/download/pdf/1610639>.
- [48] “Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß Paragraf 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz”, de, gec-co Global Engineering und Consulting-Company GmbH, Augsburg, Techn. Ber., 2018. Adresse: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-3-geothermie.pdf?__blob=publicationFile&v=7.
- [49] C. Valentin, *Elektrische Energieversorgung* 2. Jan. 2017. DOI: 10.1007/978-3-662-48965-9.
- [50] E. Waffenschmidt, *Geothermie*, Eingesehen am 26.05.2020. Adresse: http://www.100pro-erneuerbare.com/blog/2009-03-11_geothermie/geothermie.htm.
- [51] B. Stober, *Geothermie*. Springer Heidelberg Dordrecht London New York, 2012. DOI: 10.1007/978-3-642-24331-8.
- [52] “Technology Roadmap - Concentrating Solar Power”, en, IEA, Paris, Techn. Ber., 2010. Adresse: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-concentrating-solar-power>.
- [53] P. Elsner und R. Pitz-Paal, “Solarthermische Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“”, de, München, Techn. Ber., 2015. Adresse: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/EYS_Technologiesteckbrief_Solarthermische_Kraftwerke.pdf.
- [54] “Die Parabolrinnen-Kraftwerke Andasol 1 bis 3”, de, Solar Millennium, Erlangen, Techn. Ber., 2008. Adresse: <http://large.stanford.edu/publications/power/references/docs/Andasol1-3deutsch.pdf>.
- [55] E. Bollin, “Solartechnik”, in *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energiewandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*, R. Zaho-

- ransky, Hrsg. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019, S. 367–408, ISBN: 978-3-658-21847-8. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-3-658-21847-8_12.
- [56] “Ökonomische Chancen für die deutsche Industrie resultierend aus einer weltweiten Verbreitung von CSP (Concentrated Solar Power) – Technologien”, de, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, Techn. Ber., 2009. Adresse: https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/Greenpeace_CSP_DeutscheWertschoepfung_Projektbericht_final_v2_0.pdf.
- [57] “Concentrating Solar Power - Global Outlook 2009”, de, Greenpeace International, SolarPACES, ESTELA, Netherlands, Techn. Ber., 2009. Adresse: <http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/concentrating-solar-power-2009.pdf>.
- [58] M. Pahle, B. Knopf, O. Tietjen u. a., “Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien: Eine Metaanalyse von Szenarien”, de, Umweltbundesamt, Potsdam, Techn. Ber., 2012. Adresse: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4351.pdf>.
- [59] *What is Waste-to-Energy*, Eingesehen am 04.05.2020. Adresse: <https://www.cewep.eu/what-is-waste-to-energy/>.
- [60] “Müllverbrennung in Düsseldorf für eine saubere Stadt.”, de, Stadtwerke Düsseldorf AG, Düsseldorf, Techn. Ber. Adresse: https://web.archive.org/web/20160912105229/https://www.swd-ag.de/medien/dokumente/mediathek/mva_broschuer_e.pdf.
- [61] *Schema der Müllverbrennungsanlage Flingern*, Eingesehen am 04.05.2020. Adresse: https://www.swd-ag.de/medien/dokumente/mediathek/mva_broschuere.pdf.
- [62] H. Wilfinger, “Einfluss relevanter variabler Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit von Hausmüllverbrennungsanlagen”, Diplomarbeit, Hochschule Mittweida, Graz, 2016.

- Adresse: https://monami.hs-mittweida.de/frontdoor/deliver/index/docId/8680/file/Wilfinger+33896_Diplomarbeit_10.2016_final.pdf.
- [63] V. Quaschnig, *Aufbau einer Solarzelle*, <https://www.volker-quaschnig.de/>, Eingesehen am 05.05.2020. Adresse: <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/pv-grundlagen/Abbildung2.gif>.
- [64] “Photovoltaics Report”, de, Fraunhofer ISE, Freiburg, Techn. Ber., 2019. Adresse: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [65] “Faktenpapier - Stromgestehungskosten (LCOE) von Photovoltaik-Anlagen”, de, Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH, Niedersachsen, Techn. Ber., 2017.
- [66] A. Jaeger-Waldau, “PV Status Report 2019”, en, Publications Office of the European Union, Italy, Techn. Ber., 2019. Adresse: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118058>.
- [67] *Auftiebsprinzip*, Eingesehen am 07.05.2020. Adresse: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/widerstandlaeufer-auftriebslaeufer/>.
- [68] A. Nordmann, *Zeichnung einer Windkraftanlage*, Eingesehen am 07.05.2020. Adresse: <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/c/c3/Windkraftanlage.svg>.
- [69] *Energiewandlung*, Eingesehen am 08.05.2020. Adresse: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/energiewandlung/>.
- [70] M. Kaltschmitt, M. Schlüter, D. Schulz u. a., “Stromerzeugung aus Windenergie”, in *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2013, S. 453–553, ISBN: 978-3-642-03249-3. DOI: 10.1007/978-3-642-03249-3_7. Adresse: https://doi.org/10.1007/978-3-642-03249-3_7.
- [71] A.-K. Wallasch, S. Lüers und K. Rehfeld, “Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland”, de, Deutsche Windguard, Varel, Techn. Ber., 2015. Adresse:

- <https://publikationen.windindustrie-in-deutschland.de/kostensituation-der-windenergie-an-land-in-deutschland-update/54882668>.
- [72] T. Wright, “Technological learning in the energy sector”, S. 122–128, 1936.
- [73] H. Junginger, P. Lako, S. Lensink u. a., “Factors affecting the cost of airplanes.”, Jan. 2008.
- [74] F. Ferioli, K. Schoots und B. van der Zwaan, “Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis”, *Energy Policy*, Bd. 37, Nr. 7, S. 2525–2535, 2009, ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.10.043>. Adresse: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508006101>.
- [75] “Global Wind Statistics 2012”, en, Global Wind Energy Council, Brüssel, Techn. Ber., 2013. Adresse: https://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWEC-PRstats-2012_english.pdf.
- [76] F. Trieb, T. Pregger, M. O’Sullivan u. a., “Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe”, en, DLR, Stuttgart, Techn. Ber., 2009. Adresse: https://elib.dlr.de/59448/1/Solar_import_DLR_2009_07.pdf.
- [77] A. Louwen, M. Junginger und A. Krishnan, “Technological Learning in Energy Modelling: Experience Curves”, en, Utrecht, Techn. Ber., 2018. Adresse: http://reflex-project.eu/wp-content/uploads/2018/12/REFLEX_policy_brief_Experience_curves_12_2018.pdf.
- [78] J. Mayer, D. Fuerstenwerth, S. Philipps u. a., “Current and Future Cost of Photovoltaics”, Techn. Ber., Feb. 2015. DOI: 10.13140/RG.2.1.1371.7206.
- [79] F. Wagner, *Renewables in Future Power Systems - Implications of Technological Learning and Uncertainty*. Berlin Heidelberg: Springer Science und Business Media, 2014, ISBN: 978-3-319-05780-4.
- [80] W. G. J. H. M. van Sark, E. A. Alsema, H. M. Junginger u. a., “Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of crystalline silicon photovoltaic module technology development”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Bd. 16, Nr. 5, S. 441–453, 2008. DOI: 10.1002/pip.806. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/pip.806>. Adresse: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.806>.
- [81] F. Kersten, R. Doll, A. Kux u. a., “PV-Learning Curves: Past and Future Drivers of Cost Reduction”, Sep. 2011.
- [82] J. Hernández-Moro und J. Martínez-Duart, “Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution”, *Renewable*

- and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 20, S. 119–132, 2013, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>. Adresse: <http://www.science-direct.com/science/article/pii/S136403211200696X>.
- [83] D. Tarvydas, A. Zucker und I. Tsiropoulos, “Cost development of low carbon energy technologies”, en, Joint Research Centre, Petten, Techn. Ber., 2018. Adresse: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e3e5b9d3-f9a6-11e7-b8f5-01aa75ed71a1/language-en>.
- [84] H. Wirth, “Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland”, de, Fraunhofer ISE, Freiburg, Techn. Ber., 2020. Adresse: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photo-voltaik-in-deutschland.pdf>.
- [85] S. Krohn, P. Morthorst und S. Awerbuch, “The Economics of Wind Energy - A report by the European Wind Energy Association”, en, Techn. Ber., 2009. Adresse: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf.
- [86] M. Junginger, A. Faaij und W. Turkenburg, “Global experience curves for wind farms”, *Energy Policy*, Bd. 33, Nr. 2, S. 133–150, 2005, ISSN: 0301-4215. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00205-2](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00205-2). Adresse: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503002052>.
- [87] IEA, *World Energy Outlook 2018*. 2018, S. 661. Adresse: <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en>.
- [88] *Query Tool*, Eingesehen am 10.06.2020. Adresse: <https://www.irena.org/Statistics/Download-Data>.
- [89] H. Stigler, C. Gutschi und U. Bachhiesl, “ATLANTIS - Modell der europäischen Elektrizitätswirtschaft”, de, IEE, Graz, Techn. Ber., 2009. Adresse: <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=5031da62bcd5f&location=browse>.
- [90] *ATLANTIS - Modell der Europäischen Elektrizitätswirtschaft*, Homepage IEE, Eingesehen am 31.05.2020. Adresse: <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantistis/>.
- [91] *ATLANTIS v3.0 - Dokumentation*, Graz, 2017.
- [92] ENTSO-E, “TYNDP 2018 - Executive Report”, Techn. Ber., 2018. Adresse: https://tyndp.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP2018_Executive%20Report.pdf.
- [93] “TYNDP 2018 - Annex II Methodology”, ENTSO-E und ENTSO-G, Techn. Ber., 2018. Adresse: [---

108](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-</p></div><div data-bbox=)

cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/consultation/Methodology/Scenario%20Report%20ANNEX%20II%20Methodology.pdf.

- [94] C. Pansi, “Modellierung und Analyse eines europäischen Kraftwerksentwicklungsszenarios”, de, Masterarbeit, 2018. Adresse: <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=5c80e8d3c428f&location=browse>.
- [95] ENTSO-E, “TYNDP 2018 - Scenario Main Report”, Techn. Ber., 2018. Adresse: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf.