



universität
wien

MASTERARBEIT / MASTER'S THESIS

Titel der Masterarbeit / Title of the Master's Thesis

„Photovoltaikanlagenpreise und staatliche Förderungen“

verfasst von / submitted by

Jasmin Aliefendic, Bakk.rer.soc.oec.

angestrebter akademischer Grad / in partial fulfilment of the requirements for the degree of
Master of Science (MSc)

Wien, 2016 / Vienna 2016

Studienkennzahl lt. Studienblatt /
degree programme code as it appears on
the student record sheet:

A 066 915

Studienrichtung lt. Studienblatt /
degree programme as it appears on
the student record sheet:

Masterstudium Betriebswirtschaft UG2002

Betreut von / Supervisor:

Univ.-Prof.Dr. Franz Wirl

Eidesstattliche Erklärung:

„Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht

Abstract

This master's thesis provides Panel Data analysis of Photovoltaic (PV) system prices in dependence of GDP, module prices and subsidies in seven European countries (Austria, Denmark, France, Germany, Italy, Netherlands and Sweden) between 2009 and 2013. The main hypothesis of this master's thesis assumes a positive relationship between photovoltaic system prices for system capacities less or equal to 10 kilo Watt (kW). After analyzing module and system prices of residential PV systems and the political and economic reasons behind renewable and photovoltaic electricity support, this thesis highlights the support measures most applied in Europe. Between the period 2009 to 2013, Feed in Tariff (FIT), Feed in Premium (FIP) and Tradable Green Certificates (TGC) represented the main support measures in Europe. After quantifying the main support measures in the above mentioned seven European countries through calculation of Full Load Hours (FLH) and average support data provided by Central European Energy Regulators (CEER)- the most appropriate way to conduct statistical analysis is to differentiate between two linear models. While the first model uses actual FLH data that varies over the time period, the second one uses an average estimation of FLH that doesn't vary across the time, which means that subsidies for one country in the first case vary across time, whilst, in the second, they do not. Hausman Test results showed that both models should take time as a random effect variable, which means that individual specific differences between states do not exist. In other words, system prices do not vary a lot across countries but do across time. Statistical evaluation showed that module prices always have positive significant impact on system prices, while subsidies have positive significant impact in the second model.

Abstrakt

Ziel dieser Arbeit ist, den Zusammenhang zwischen Photovoltaikanlagepreisen (PV-Preise) und staatlicher Förderung abzufragen und diese empirisch, mittels der Paneldatenanalyse, zusammenzufassen und zu bewerten. Aufgrund der Verfügbarkeit der Daten, konzentriert sie sich ganz konkret auf den Zusammenhang zwischen Photovoltaikanlagepreisen die kleiner gleich 10 Kilowatt (kW) sind und am Strommarkt, die in sieben europäischen Staaten eingesetzt werden: Österreich, Deutschland, Italien, Frankreich, Niederlande, Dänemark und Schweden. Die Hypothese: „Anlagepreise und staatliche Förderungen stehen im positiven Zusammenhang“ wird, unter bestimmten Voraussetzungen, bestätigt

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	ii
Abbildungsverzeichnis	vi
Tabellenverzeichnis	vii
1. Einleitung und Problemstellung	1
<i>Forschungsfragen und Struktur der Masterarbeit</i>	<i>1</i>
2. “Energie Problem“	4
2.1 Erneuerbare Energie	9
2.2 Durchbruch der PV-Technologie	15
3. PV Technologie	19
3.1 Solarzellen und Solarmodulen	19
3.1.1. Kristallin Silizium Solarzellen und Module (1. Generation)	21
3.1.2. Dünnschichtzellen (2. Generation)	22
3.1.3 Solarzellen aus neuer Technologie (3. Generation-quelle)	23
3.2 PV-System oder PV-Anlage	26
3.2.1. Arten von PV-Anlagen	27
4. PV- Markt (aktueller Stand und wichtigste Merkmale)	31
4.1 Produktionskosten, Installationskosten und Lerneffekte in PV-Industrie	35
4.1.1. BOS (Balance of System)-Kosten	36
4.1.2. Die Modulkosten	39
4.2 Lerneffekte	41
4.3 Die Modul- und Anlagepreise	42
5. Staatliche Förderungen	49
5.1 Unterscheidungskriterien	51
5.2 Meist angewendete Förderungsarten für PV in Europa	53
5.3 Staatliche Förderungsausgaben für PV in Europa	63
6. Photovoltaikanlagepreise und staatliche Förderungen- Statistische Auswertung	66
6.1 Literaturübersicht	67
6.2 Hypothesenbildung	68
6.3 Methodologie und Variablen	70
6.4 Hausman Test	80
6.5 Auswertung	83
6.6 Schlussfolgerung der statistischen Analyse	87
7. Fazit	88
8. Ausblick	90
9. Bibliographie	91
10. Anhang 1	99
11. Anhang 2	102
12. Anhang 3	103
13. Anhang 4	104

Abkürzungsverzeichnis

€/W – Euro pro Watt

€/W_p – Euro pro Wattpeak

AP– Anlagepreis

BOS – Balance of System

bzw. – beziehungsweise

CEER – Central European Energy Regulators

EPIA – European Photovoltaic Industry Agency

FE – Fixed Effect Modell

FIP – Feed in Premium

FIT – Feed in Tariff

FLH – Full Load Hours

GW – Gigawatt

GWh – Gigawattstunde

H – Stunden

IEA-PVPS- International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme

IRENA- International Renewable Energy Agency

kW – Kilowatt

kWh – Kilowattstunde

MP – Modulpreis

Mtoe – Million tons of oil equivalent

MW – Megawatt

MWh – Megawattstunde

PV – Photovoltaik

RE – Random Effect Modell

s.g. – so genannte

TGC – Tradable Green Certificates (Grüne Zertifikate)

TW – Terrawatt

TWh – Terrawattstunde

usw.- und so weiter

z.B. – zum Beispiel

Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1: Weltweites Primärenergieangebot 1973-2013 (Quelle: Key World Statistics 2015, OECD/IEA, 2015 S.6f)	7
Abbildung 2: Energieabhängigkeit in Europa in % (Quelle: EUROSTAT 2013).....	8
Abbildung 3: Gliederung der erneuerbaren Energie (Quelle: K. Mertens (2011: S.30))	9
Abbildung 4: Anteil erneuerbarer Energie bei der Stromproduktion (Quelle: Eurostat).....	13
Abbildung 5: Struktur der erneuerbaren Energie bei der Stromproduktion (Quelle: Eurostat).....	13
Abbildung 6: Verteilung von Anlagenarten nach Kapazität (Quelle: EPIA(2016:S.))	29
Abbildung 7: Kumulativ installierte Kapazitäten von 2000 bis 2015 nach Regionen (Quelle: EPIA (2016:S.15)).....	31
Abbildung 8: Installierte Kapazitäten nach Jahren und Regionen (Quelle: EPIA (2016:S.14))	33
Abbildung 9: Anteil an installierten Kapazitäten nach den Staaten (Quelle: EPIA (2016:S.16))	33
Abbildung 10: Relative Anteile von BOS-Kosten für unterschiedliche PV-Anlagekategorien in 2014 (Quelle: IRENA 2015, S.86 in Anlehnung an Photon Consulting 2014).....	37
Abbildung 11: Die BOS-Kosten nach Anlagegröße in Italien (Quelle: IRENA 2015, S.85 in Anlehnung an GSE 2014, Photon Consulting 2014)	37
Abbildung 12: Anlagepreis in den USA (Quelle: SunShot, U.S. Department of Energy 2012, S.vi).....	43
Abbildung 13: Modulpreise zwischen 2009 und 2014 (Quelle: Daten aus der Tabelle 2).....	45
Abbildung 14: Anlagepreise 2009-2014 (Quelle: Daten aus der Tabelle 2)	46
Abbildung 15: BOS vs Modulkosten (Quelle: Daten aus der Tabelle 2)	47
Abbildung 16: Förderungsstrategien in Europa 2014/2015 (Quelle: Solar Power Europe, URL: http://solarpowereurope.org/media/downloads/ (Stand: 15.08.2016))	54
Abbildung 17: Täglicher Selbstkonsum (Quelle: EC(2015:S.3) in Anlehnung an Kraftwerk 2015, Q-cell 2015)	60
Abbildung 18: Förderungsaussgaben für Solarstrom (€/MWh)	64
Abbildung 19: Der Förderungseffekt auf den PV-Anlagemarkt (Selbsterstellter Graph) ...	69
Abbildung 20: Kumulativ installierte Kapazitäten in Europa (Quelle: EPIA (2016:S.))	70
Abbildung 21: Modulpreise (MP) in Abhängigkeit zu GDP zwischen 2009 und 2013 (R-Output anhand der Daten aus Tabelle 2).....	71
Abbildung 22: Anlagepreise (AP) in Abhängigkeit von GDP zwischen 2009 und 2013 (R-Output anhand der Daten aus Tabelle 2).....	72
Abbildung 23: Förderungen zwischen 2009 und 2013 (R-Output anhand der Daten aus Tabelle 2)	73
Abbildung 24: Heterogenität zwischen Staaten (Selbsterstellter Graph mittels R-Studio anhand der Daten aus Tabelle 2, Tabelle 7 und Tabelle 8).....	78
Abbildung 25: Heterogenität über die Zeit (Selbsterstellter Graph mittels R-Studio anhand den Daten aus Tabelle 2, Tabelle 7 und Tabelle 8).....	79
Abbildung 26: Modell 1 Auswertung (Zeit als “random” Effekt) (Selbsterstelter R-Output)	84
Abbildung 27: Modell 2 Auswertung (Zeit als “random” Effekt) (Selbsterstelter R-Output)	85
Abbildung 28: Heterogenität zwischen Staaten (Selbsterstellter R-Studio Output).....	103
Abbildung 29: Heterogenität über die Zeit (Selbsterstellter R-Studio Output)	103

Abbildung 30: Modell 1 Auswertung (zeitliche und individuelle Effekte als “random“ Variable) (Selbsterstellter R-Studio Output).....	104
Abbildung 31: Modell 2 Auswertung (zeitliche und individuelle Effekte als “random“ Variable) (Selbsterstellter R-Studio Output).....	105

Tabellenverzeichnis:

Tabelle 1: Wirkungsgradvergleich: IRENA (2012:S.10), http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie (Stand: 21.05.2016).....	25
Tabelle 2: Modul- und Anlagepreise zwischen 2009 und 2014 in acht europäischen Staaten (Quelle: Siehe Anhang 1).....	44
Tabelle 3: Förderungsausgaben in Millionen Euro für Strom aus erneuerbaren Quellen (Hydro, PV, Wind, Biomasse..) Quelle: CEER (2011,2013, 2015)	63
Tabelle 4: Hauptförderungsarten zwischen 2009 und 2013 (Quelle: CEER 2009, 2013, 2015)	72
Tabelle 5: Durchschnittliche Unterstützung für PV zwischen 2009 und 2013 (€/MWh) Quelle: CEER (2011:S.12), CEER (2013:S.21f), CEER (2015:S.26f)	74
Tabelle 6: Installierte PV-Kapazitäten in Gigawatt (GW) (Quelle: Persönliche Quelle).....	75
Tabelle 7: Netto PV-Stromproduktion in Terrawattstunden (TWh) (Quelle: Persönliche Quelle).....	75
Tabelle 8: Full Load Hours (FLH) in Stunden (h) (Selbstkalkulation anhand der Daten aus Tabelle 6 und Tabelle 7)	76
Tabelle 9: Breusch Pagan Lagrange Multiplikator Test Ergebnisse für Modell 1 und Modell 2 (Selbsterstellter R-Output)	80
Tabelle 10: Annahmen für den Hausman-Test	81
Tabelle 11: Hausman Test- Ergebnisse (Selbsterstellter R-Output)	83
Tabelle 12: Zusammengefasste Auswertung (nur p-Wert) (Selbsterstellter R-Output)	86
Tabelle 13: Modulpreise (MP) in Euro pro Watt (€/W) zwischen 2009 und 2014	99
Tabelle 14: Anlagepreise (AP) in Euro pro Watt peak (€/Wp) zwischen 2009 und 2014...	101
Tabelle 15: Vollständige Daten anhand Tabelle 2, Tabelle 6, Tabelle 7, Tabelle 8 und für die Regressionsmodelle 1 und 2	102

1. Einleitung und Problemstellung

Die Förderungen in klassisch ökonomischer Theorie können, durch die Verschiebung der Angebotskurve, die Senkung von Preisen verursachen. Möchte man die Förderungstheorie am Energiemarkt anwenden, so lassen sich die Ergebnisse nicht so einfach ableiten. In manchen europäischen Staaten sind die Förderungen so hoch, dass PV-Anlageinhabern irrelevant sind, über der Höhe von Anlagepreisen liegen können. Dadurch könnte sich eine ökonomische Ineffizienz über den gesamten PV-Markt ausbreiten. Obwohl Förderungen grundsätzlich gute Absichten haben, können sie ökonomische Wohlfahrtsverluste und Ineffizienz verursachen. Diese Arbeit konzentriert sich auf mögliche positive Zusammenhänge zwischen PV-Anlagepreisen und staatlichen Förderungen und durch die Paneldatenanalyse wird versucht, diese statistisch zu beweisen.

Forschungsfragen und Struktur der Masterarbeit

Ziel dieser Arbeit ist, den Zusammenhang zwischen Photovoltaikanlagepreisen (PV-Preise) und staatlicher Förderung abzufragen und diese empirisch, mittels der Paneldatenanalyse, zusammenzufassen und zu bewerten. Aufgrund der Verfügbarkeit der Daten, konzentriert sie sich ganz konkret auf den Zusammenhang zwischen Photovoltaikanlagepreisen die kleiner gleich 10 Kilowatt (kW) sind und am Strommarkt, die in sieben europäischen Staaten eingesetzt werden: Österreich, Deutschland, Italien, Frankreich, Niederlande, Dänemark und Schweden. Die Hypothese: „Anlagepreise und staatliche Förderungen stehen im positiven Zusammenhang“ wird, unter bestimmten Voraussetzungen, bestätigt. Um auf die oben genannte Hypothese antworten zu können, wurden vier Forschungsfragen formuliert:

1. Welche ökonomischen und politischen Gründe unterstützen den verbreiteten Einsatz von erneuerbarer Energie?
2. Wie hat sich der Photovoltaikmarkt (PV-Markt) - bezüglich eingesetzter Technologie in Modulen und Anlagen – verändert?
3. Welche Arten von Förderungen werden in Europa unterschieden und am meisten für Solarenergie verwendet?

4. Welcher Zusammenhang besteht zwischen staatlichen Förderungen und Anlagepreisen in den oben genannten sieben europäischen Staaten?

Kapitel 2 definiert das „Energie Problem“ und beschreibt die ökonomischen Hintergründe, die den verbreiteten Ansatz von erneuerbarer Energie berechtigen. Vorteile, Nachteile und Hemmungen vom Einsatz erneuerbarer Energie werden dabei ebenfalls beschrieben. Das „Energie Problem“ wird durch zwei mögliche Lösungsansätze gelöst, wobei der Einsatz erneuerbarer Energie einen Teil der Lösung darstellt. Kapitel 2 dient also zur Beantwortung der ersten Forschungsfrage.

Kapitel 3 beschreibt die wesentlichen Teile von PV-Anlagen aus technologischer Sicht. Die dabei wichtigsten Arten von Solarzellen, Modulen und Anlagen werden nach Materialien, Wirkungsgrad, Kapazitätsgröße und Art der Koppelung präsentiert. Trotz Diversifikation eingesetzter Materialien in der Modulproduktion, schafften nur Module erster Generation den Marktdurchbruch.

Kapitel 4 beschreibt die gegenwärtigen Entwicklungen am PV-Markt und die Kostenstruktur eines Anlageinvestors. Darunter werden vor allem Modulkosten und BOS-Kosten verstanden. Lerneffekte und deren Messung spielen immer noch eine signifikante Rolle am PV-Markt. Weiters werden Anlage- und Modulpreise sowie Kosten am europäischen Markt, die für die in Kapitel 6 durchgeführte statistische Analyse benötigt werden, präsentiert. Zu erwähnen ist, dass sich diese Arbeit nur auf Anlagepreise für Anlagen mit einer Kapazität kleiner oder gleich 10kW beschränkt.

Kapitel 5 beantwortet die dritte Forschungsfrage und anhand CEER- Reports werden Förderungen quantifiziert. In diesem Kapitel werden Unterscheidungskriterien und Arten von Förderungen näher erklärt. In Europa werden Hauptförderungsmaßnahmen, wie z.B. Feed in Tariff, Feed in Premium, Grüne Zertifikate angewandt. Die für die statistische Analyse relevante Zeitperiode liegt zwischen 2009-2013.

In Kapitel 6 wird, mittels Paneldatenanalyse, der Zusammenhang zwischen Anlagepreisen und staatlichen Förderungen analysiert, die vierte Forschungsfrage beantwortet und die weiter oben formulierte Hypothese, unter bestimmten Voraussetzungen, bestätigt. Eine wichtige Voraussetzung stellt dabei die Betrachtung von nur zeitspezifischen Unterschieden,

die weiter als „random“-Variable in Random Effekt Modell genutzt werden, dar. Gleichzeitig werden zwei lineare Modelle, mit drei unabhängigen Variablen, ausgewertet. Die abhängige Variable stellt der Anlagepreis dar. Die unabhängigen Variablen sind Modulpreis, GDP, Subvention (Modell 1) und SubventionK (Modell 2). SubventionK stellt eine Variable, die die konstanten Full Load Hours (FLH) der Förderungskalkulation in Rechnung nimmt, dar. Mehr dazu im Kapitel 6.

Ein weiteres Ziel dieser Arbeit ist, den Leserinnen und Lesern einen tieferen Einblick in die Dynamik am PV-Markt zu ermöglichen. Diese wurde von mehreren Faktoren, wie Lerneffekten, Moduleffizienz, Preisen und besonderen Förderungen, ausgelöst. Besondere Aufmerksamkeit wird den Förderungen erneuerbarer Energie gegeben. Da Förderungen für erneuerbare Energie ein sehr breites Umfeld umfassen können, wird sich diese Arbeit auf jene Förderungen konzentrieren, die ausschließlich für den PV-Strom aufkommen.

Da es kaum wissenschaftliche Arbeiten zu diesem Thema gibt, dient diese Arbeit als gewisse Grundlage für spätere Forschungen. In einer Zeit, in der viel über effiziente Förderungspolitik und Energiewende diskutiert wird, ist es wichtig, ökonomische Vorteile, Nachteile und Herausforderungen der Förderungspolitik zu analysieren und zu verstehen.

2. “Energie Problem“

Durch konstant wachsende Bevölkerungszahl in den letzten 50 Jahren, stehen wir vor mehreren Herausforderungen. Die erste Herausforderung stellt die Knappheit von Trinkwasser in fast allen Regionen der Welt dar. Die zweite Herausforderung besteht darin, die wachsende Hungernot in den ärmsten Länder der Welt zu bekämpfen. Die dritte und für diese Masterarbeit relevanteste Herausforderung stellt so genannte „Energie Problem“ dar.

“Energie Problem“ wird durch vier unterschiedliche und voneinander manchmal abhängige Aspekte gekennzeichnet:¹

- a) Finite Ressourcen und daraus resultierende Allokation
- b) Externalitäten
- c) Konsumungleichheit
- d) Energieangebotssicherung (supply Security)

Obwohl durch den technologischen Vorsprung erreicht wurde, zusätzliche Öl- und Gasquellen zu gewinnen - wie z.B. Shale oil und shale Gas - bleibt für finite Ressourcen immer die gleiche Problematik bestehen. Abgesehen davon, dass der ewige Konsum nicht möglich ist, verlangen finite Ressourcen intertemporale Allokationsentscheidungen und eine dynamische Optimierung zwischen Nutzen und Opportunitätskosten. Wie das Hotelling Modell aus 1931 zeigt, sollte die optimale Extraktionsrate so groß sein, dass man indifferent über den Extraktionszeitpunkt ist. Dies passiert nur dann, wenn die Rohstoffpreisänderung dem Diskontierungszinssatz entspricht. Die Ölpreisänderung - oder finite Ressource - sollte, laut dem Modell, proportional mit dem Zinssatz wachsen, was jedoch in der Realität selten oder fast nie vorkommt. Durch die Anwesenheit erneuerbarer Energie lässt sich das Problem aufheben oder zumindest umformulieren. Wird es tatsächlich zur Preisstagnation bzw. zum Preisverfall von Öl kommen, falls es zur verbreiteten Anwendung von erneuerbarer Energie kommt? Dies wird erst dann passieren, sobald die Kosten von konventioneller Energie höher werden als die von erneuerbarer. Obwohl heute ein negativer Trend des Ölpreises zu beobachten ist, sind die Kosten konventioneller Ressourcen immer noch niedriger als die Kosten der erneuerbaren. Dadurch bedingt wird der optimale Energiepreis zu hoch und erst durch die volle Absetzung konventioneller Ressourcen, mit einer technologischen Rate der erneuerbaren Energie, fallen. Wie kann erneuerbare Energie einen Kostenvorteil im

¹ Vgl. Haas und Ajanovic (2015:S.5)

Vergleich zu konventioneller Energie schaffen? Eine Lösung stellt auf jeden Fall die Subventionierung (Förderung) dar, deren ökonomische Hintergründe und Auswirkungen, allgemein und in Hinsicht auf Solarenergie, in Kapitel 5 näher beschrieben werden.²

Der Verbrauch finiter Ressourcen verursacht negative Folgen auf die Umwelt - negative Externalität - und ökonomische Ineffizienz, vor allem jedoch auf die ineffiziente Allokation, weil die Kosten für die Gesellschaft höher sind als die Produktionskosten finiter Ressourcen. Die mögliche Lösung liegt in der sogenannten Internalisierung der Externalitäten in der Produktionsfunktion. Damit werden, neben den Produktionskosten, auch die Sozialkosten dazugerechnet, was in der mikroökonomischen Theorie zur Angebotsbeschränkung der finiten Ressourcen führen soll. Die Internalisierung wird in der Theorie durch drei Ansätze erfolgreich umgesetzt: Pigou Steuer, Coase Theorem und Tradeable Green Certificates. Jede Methode bezieht die Kosten (Umweltschaden) in die Produktionsfunktion, auf unterschiedliche Art und Weise, mit ein.³

Das Coase Theorem besagt, dass Marktteilnehmer ohne staatlichen Eingriff zur effizienten Lösung kommen können. Dies gilt aber nur im Fall, dass Verhandlungen zwischen Marktteilnehmern keine oder nur sehr kleine Transaktionskosten hervorrufen. Ansonsten wird meistens ein staatlicher Eingriff benötigt, um eine effiziente Lösung zu erhalten. Dabei spielen die Pigou Steuer und das Grüne Zertifikat (Tradable Green Certificates oder TGC) die wichtigste Rolle. Die Pigou Steuer, auch Besteuerung der Emissionen genannt, setzt den Emissionspreis fest, was im Nachhinein die Quantität der Emissionen bestimmt, während man bei TGCs zuerst die Obergrenze der Emissionen festsetzt, was wiederum den Preis der Emissionen bestimmt. Beide Arten von staatlichen Eingriffen sollen Emissionen reduzieren, implizit auch die Quantität von Produkten, die einen hohen Anteil an finiten Ressourcen bei ihrer Produktion brauchen. Langfristig lässt das Raum für alternative und nicht emissionslastige Technologien.⁴

IEA Berichte weisen auf die Konsumungleichheit der Energie hin, wobei 30% der Gesamtbevölkerung bereits 70% der Energie verbrauchen. Der Rest des Konsums stammt

² Vgl. v.d.Ploeg, (2011: S.131), v.d.Ploeg, (2011:S. 131) in Anlehnung Hamilton (2009)

³ Vgl. Taylor (2006: S.189-202)

⁴ Vgl. Mankiw und Taylor (2006: S.189-202)

aus Entwicklungsländern, deren Energiekonsum, durch das Wachstum in den kommenden Jahren, unvermeidbar signifikant steigen wird. Grund dafür ist eine ständig wachsende Population, ein wachsender Lebensstandard und damit auch der einhergehende Primärenergiebedarf. Dies gilt insbesondere für Asien, wo die Zuwachsraten besonders stark sind. Wie in Abbildung 1 ersichtlich ist, machen finite Ressourcen den größten Anteil des Energieangebots aus. In dieser 40-jährigen Periode hat sich der Primärenergiekonsum mehr als verdoppelt, von 6.100 million tons of oil equivalent (Mtoe) auf 13.541 Mtoe. Heutzutage sind aber nicht nur die OECD Länder die größten Verbraucher von konventioneller Primärenergie. Da es zu einer weiteren Zunahme des Energiekonsums, besonders des Stromkonsums, kommen wird, stellt sich nun die Frage, ob man nur mit konventionellen und finiten Energieressourcen die steigende Nachfrage überhaupt decken kann? Die Verwendung von erneuerbarer Energie würde den Entwicklungsländern eine „saubere“ Diversifikation anbieten, eine Sicherstellung des Energieangebots und der Energieunabhängigkeit ermöglichen, als auch Energieimportsenkungen fördern.⁵

Die Lösung des “Energie Problems“ könnte durch eine effizientere Energienutzung von Endverbraucherinnen und -verbrauchern sowie Energieproduzenten erreicht werden. Gleichzeitig sollte aber eine Angebotserweiterung der Energie, die keine oder marginale Emissionen verursachen, geschafft werden. Dabei werden staatliche Eingriffe auf den Energiemarkt eine große Rolle spielen. Diese Arbeit wird sich auf staatliche Eingriffe in die Angebotserweiterung durch erneuerbare Energie konzentrieren und das Verhältnis zwischen Staat, PV-Markt und Strommarkt analysieren.

⁵ Vgl. Waldau et.al (2011: S.3704-3705), Key World Statistics (2015: S.6f) , Pacesila et al. (2015: S. 157) in Anlehnung Girona MM (2013)

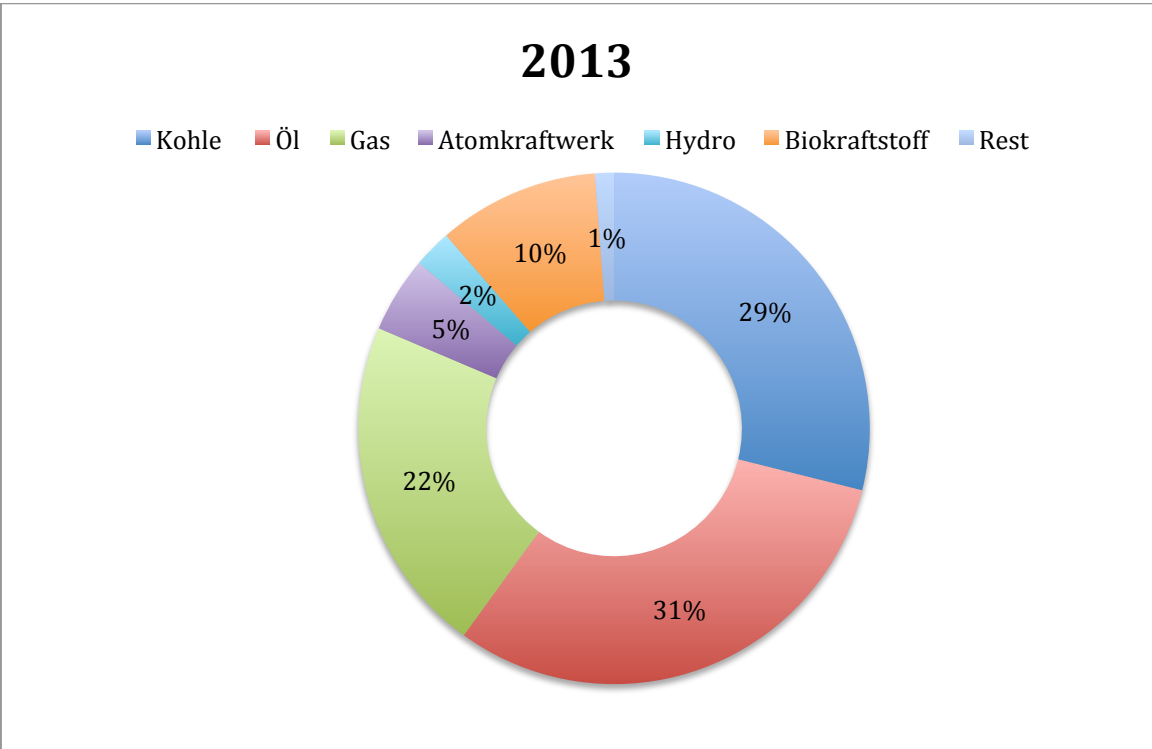
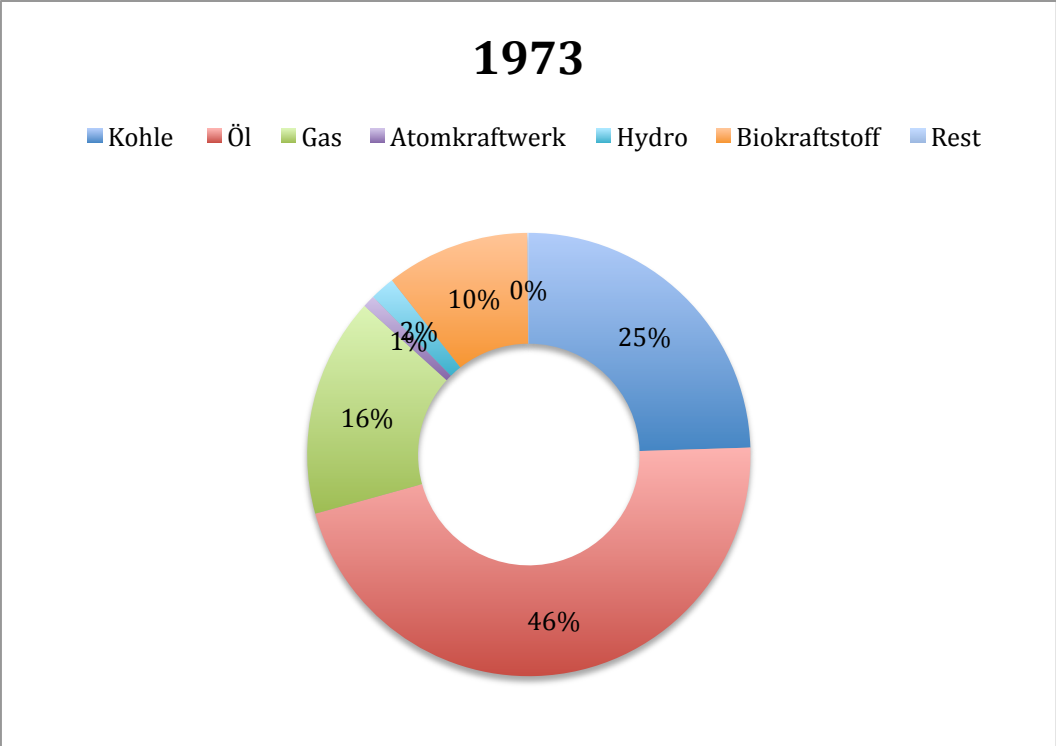


Abbildung 1: Weltweites Primärenergieangebot 1973-2013 (Quelle: Key World Statistics 2015, OECD/IEA, 2015 S.6f)

Das EU-Statistics in Abbildung 2 zeigt, dass fast alle EU-Länder konventionelle Rohstoffe wie z.B. Öl und Gas importieren müssen. Mindestens die Hälfte des EU Energieverbrauchs im 2013 „wurde importiert“. Das könnte langfristig nicht zur Lösung Energie Problems führen, weil es „durch solche Abhängigkeit und unvermeidbare Preisvolatilität, zum Wohlfahrtsverlust und Staatsdefizit kommen könnte. Deswegen haben EU-Länder das Interesse, nach diversifiziertem und innovativem Energieverbrauch zu streben. Diese Argumentation gilt nicht nur für EU-Länder, sondern auch für alle anderen Länder die als Energie-Importeur gesehen werden, weil auch sie mit dem Abhängigkeitsproblem konfrontiert sind.

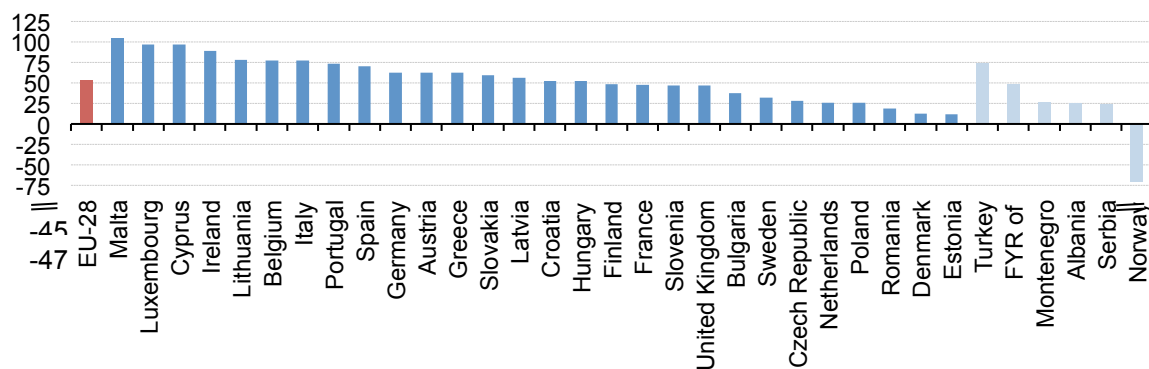


Abbildung 2: Energieabhängigkeit in Europa in % (Quelle: EUROSTAT 2013)

Im Allgemeinen gibt es zwei mögliche Lösungsansätze für das „Energie Problem“. Der erste Lösungsansatz wäre die Verringerung der Energieintensität die man entweder durch die Effizienzerhöhung der Endkonsumentinnen und -konsumenten oder der Energieproduzenten schaffen kann. Der zweite Ansatz stellt die Energieangebotserhöhung, entweder durch erneuerbare Energie oder Atomkraftwerke, dar. Letzterwähnte sind für manche Staaten der Europäischen Union, wie z.B. Frankreich, Slowakei und Großbritannien, immer noch bedeutend für die Stromerzeugung. Der „Fukushimaeffekt“ brachte jedoch manche EU-

Länder, vor allem Deutschland, dazu, Investitionen in den weiteren Aufbau erneuerbarer Energie zu fördern.⁶

2.1 Erneuerbare Energie

Im Vergleich zu finiten Ressourcen ist die Primärenergie von erneuerbaren Ressourcen nicht begrenzt. Die konkrete Nutzung aus erneuerbaren Ressourcen lässt sich durch unterschiedliche Primärenergiearten und daraus resultierende Prozesse grob aufteilen. Photovoltaik (PV) stellt nur einen kleinen Teil erneuerbarer Energie dar. Wie schon aus **Abbildung 3** ersichtlich ist, bietet direkte Solarstrahlung drei Möglichkeiten der Umwandlung von Primärenergie und darunter verstehen wir thermische Kollektoren, thermische Kraftwerke und Photovoltaik (PV), die in der Lage sind, direkte Solarstrahlung in Strom umzuwandeln. Wasserkraftwerke, Biogase, Biomasse und Windkraftwerke spielen eine weitere wichtige Rolle in der Produktion von erneuerbarer Energie. Diese Arbeit wird sich nicht mit anderen Technologien, die direkte Sonnenstrahlung in nutzbare Energie umwandeln, beschäftigen. Hauptaugenmerk liegt auf der Photovoltaik- Technologie und ihrem Einfluss auf den Strommarkt.⁷

Primärenergie	Prozess	Konkrete Nutzung
Planetenbewegung	Gezeiten	Gezeitenkraftwerk
Erdwärme		Geothermale Kraftwerk Wärmepumpe
Solarstrahlung	Verdunstung, Regen	Wasserkraftwerk
	Atmosphärenbewegung	Windkraftanlagen
	Wellenbewegung	Wellenkraftwerk
	Biomasseproduktion	Pelletsofen Biogasanlage Holzschnitzelkraftwerk Rapsölmotor
	Direkte Strahlung	Thermischer Kollektor Thermisches Kraftwerk Photovoltaik

Abbildung 3: Gliederung der erneuerbaren Energie (Quelle: K. Mertens (2011: S.30))

⁶ Vgl. Pacesila et al. (2015: S.157), Newbery (2016: S. 1) , Jäger-Waldau (2011: S. 3704)

⁷ Vgl. Mertens (2011: S.31)

Laut IEA Definition und Klassifizierung lässt sich erneuerbare Energie in drei Generationen von Technologien aufteilen. Diese Aufteilung wurde anhand des Entwicklungsstadiums in einem technologischen Lebenszyklus festgelegt, wobei sich die erste Generation in einem fortgeschrittenen technologischen Lebenszyklus befindet. So stellen die erste Generation Wasserkraftwerke, Biomasse und geothermische Kraftwerke dar, die zweite Windkraftwerke sowie PVs und die dritte Generation geothermale und integrierte bioenergetische Systeme. Eine Art von erneuerbarer Energie kann sich in mehreren Phasen des technologischen Lebenszyklus befinden, weil man zwischen verschiedenen technologischen Lösungen innerhalb einer Art unterscheiden kann.⁸

Allein die Effizienzerhöhung würde nicht ausreichen, um das "Energie Problem" zu lösen, weil man dadurch Externalitäten, Allokationsentscheidungen und Energieangebotssicherung langfristig nicht bewältigen kann. Die Effizienzerhöhung sollte deswegen parallel mit einer Energieangebotserweiterung durchgeführt werden und darunter versteht man die Erweiterung erneuerbarer Energie, die neuen Schwung in die Energieerzeugung - besonderes Strom - bringen sollte. Dazu üben auch das Kyoto-Protokoll und die Verordnungen der Europäischen Kommission (EK) Druck auf die Länder aus, damit CO₂-Emissionen und Treibhauseffekte gesenkt werden, was einen verbreiteten Einsatz der erneuerbaren Energie als Konsequenz hat. Aus Sicht der Europäischen Union (EU), stellt die Richtlinie 2001/77/EC aus 2001 einen wichtigen Durchbruch für erneuerbare Energie auf dem Markt dar. Diese Richtlinie verordnete, in ihrer Ursprungsversion, jedem EU-Mitgliedsstaat, dass mindestens 21% der gesamten Stromproduktion bis 2010 aus erneuerbaren Quellen stammen soll. Dieses Ziel wurde jedoch nicht erreicht und deswegen musste die EU neue Anreize zur Verbreiterung erneuerbarer Energie finden. Dies wurde 2009 mit einer neuen Richtlinie (2009/28/EC) der EK versucht. Diese sieht vor allem vor, dass bis 2020 jeder EU-Staat seine Energieeffizienz um 20% erhöhen, den Beitrag des erneuerbaren finalen Energieverbrauchs auf 20% (in Transport bis zu 10%) steigern muss und Emissions- und Treibhauseffekte um 20%, relativ zu 1990, reduziert werden sollen. Die EU hat sich zusätzlich dazu verpflichtet, 40% der Emissions- und Treibhauseffekte bis 2030, relativ zu 2005, zu reduzieren. Dabei treffen jeden Staat Koordinationsprobleme zwischen

⁸ Vgl. van Drill und van Tilburg (2011: S. 211) in Anlehnung IEA (2010b, 2010c, 2010d)

den von der Europäischen Union gesetzten Zielen und der eigenen Zielerreichung. Deswegen unterscheidet man heute zwei Ansätze, die die Harmonisierungs- und Koordinationsprobleme lösen: „top-down“ und „bottom-up“ Ansätze. Der „top-down“ Ansatz versucht, als oberster politischer Körper in der EU, Ziele und Politik zur Erreichung dieser Ziele zu definieren. Perfektes Beispiel dafür stellt der Einsatz von Tradable green certificates (TGC) dar, die ein Quotensystem für Emissionen und die Beschaffung von „grünem“ Strom beinhalten. Der „Bottom-up“ Ansatz gibt den einzelnen EU-Staaten die Freiheit, ihre Förderungspolitik selbst zu gestalten. Dieser Ansatz findet bis heute noch statt. 2012 wurden die Emissionen, relativ zu 1990, um 19,2 % reduziert und im selben Jahr stieg der finale Energieverbrauch aus erneuerbaren Energiequellen von 8,7% in 2005 auf 14,1%. Den größten Beitrag zur Erhöhung des „grünen“ Energieverbrauchs trugen Photovoltaik und onshore- Windenergie bei.⁹

Im Allgemeinen könnte man zum Schluss kommen, dass EU-ambitionierte und zielstrebige Ziele zur Lösung des Energie Problems und zur weiteren Liberalisierung des Energiemarktes (besonderes Strommarktes) führten, in der Realität aber sehr schwer anwendbar sind und manchmal die Problematik der Umstellung auf neue Energiequellen, dem Aufkommen neuer Stromproduzenten, als auch ökonomische und technologische Nachteile erneuerbarer Technologie unterschätzten.

Welche Auswirkungen, im Energie- und Strommarkt, könnte eine verbreitete Anwendung erneuerbarer Energie mit sich bringen? Auf dem Strommarkt würde es zu einer Verschiebung der Reihenfolge des Verdienstes (merit-order) kommen. Der Strommarkt ist durch zwei wesentliche Merkmale gekennzeichnet: Grenzkosten und Nachfrage. Die Nachfrage wird insofern abgedeckt, dass Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten Priorität haben. Da die Grenzkosten bei erneuerbaren Energiequellen am niedrigsten sind, setzt man diese als erste für die Nachfragedeckung ein. Danach folgen Atomkraftwerke und Kohlkraftwerke. Die höchsten Grenzkosten fallen bei Gaskraftwerken an. Wenn es tatsächlich zu einer verbreiteten Anwendung von erneuerbarer Energie käme, wären Kraftwerke mit konventionellen Rohstoffen für die Stromproduktion unrentabel. Damit ist die alte Struktur und Organisation des Strommarktes nicht mehr zukunftsfähig und zu

⁹ Vgl. Pacesila et al. (2015: S.157), Newbery (2016: S. 1), Jäger-Waldau (2011: S. 3704), IEA (2014:S.5), Kitzing et.al (2012:S.193) , URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2020-energy-strategy> (Stand:12.05.2016)

Änderungen gezwungen. Die Herausforderungen beziehen sich vor allem auf große Stromanbieter, die dann nicht nur zwischen Angebot und Nachfrage in peak- und off-peak-Zeiten eine Balance schaffen müssen, sondern auch zwischen unregelmäßigen Leistungsannahmen aus erneuerbarer Energie und konventionellen Energieressourcen koordinieren müssen. Weitere mögliche Herausforderungen beziehen sich auf die Infrastruktur des Stromnetzes, das eine hemmungslose Stromfluktuation, die nach Bedarf gesteuert wird, ermöglichen soll. Heutzutage sind konventionelle Kraftwerke immer noch notwendig, um die Nachfrage zu decken, weil der Anteil erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung relativ gering ist. Durchschnittlich war der Anteil erneuerbarer Energie bei der Stromproduktion im Jahr 2013 bei 25.5%. Zu den meist verbreitetsten erneuerbaren Energien zählt die Wasserkraft. Danach folgen Wind und Biomasse, während Strom aus PV-Anlagen einen niedrigen Anteil ausmacht (siehe Abbildung 4 und 5). Trotzdem schafft es erneuerbare Energie an manchen Tagen, mit Wind- und PV-Anlagen, an manchen Tagen bis zu 70-90% der Nachfrage zu decken. Die stufenweise Einführung (phasing in) der erneuerbaren Energie muss daher proportional mit dem Ausstieg (phasing out) der fossilen Energieressourcen durchgeführt werden, damit es nicht zur Stromknappheit kommt. Also ultimatives Ziel der Anwesenheit erneuerbarer Technologie ist Netzparität zu schaffen, was heißen würde, dass Produktionskosten erneuerbarer Energie gleich oder kleiner als die von konventioneller Energie sind. Es bleibt aber fragwürdig ob Netzparität ¹⁰

Mittels Förderungsstrategie soll versucht werden, die Technologiekosten erneuerbarer Energie zu senken. Die meisten dieser Strategien sehen aber vor, dass Endkonsumentinnen und -konsumenten die größte Last der Finanzierung erneuerbarer Energie tragen. Dies stellt nicht den effizientesten Weg zur Verbreitung erneuerbarer Energie dar, weil Wohlfahrtsverluste auftauchen können.

¹⁰ Vgl. Verbruggen und Lauber (2009: S. 5733) , Schiffer(2015: S.115-118),

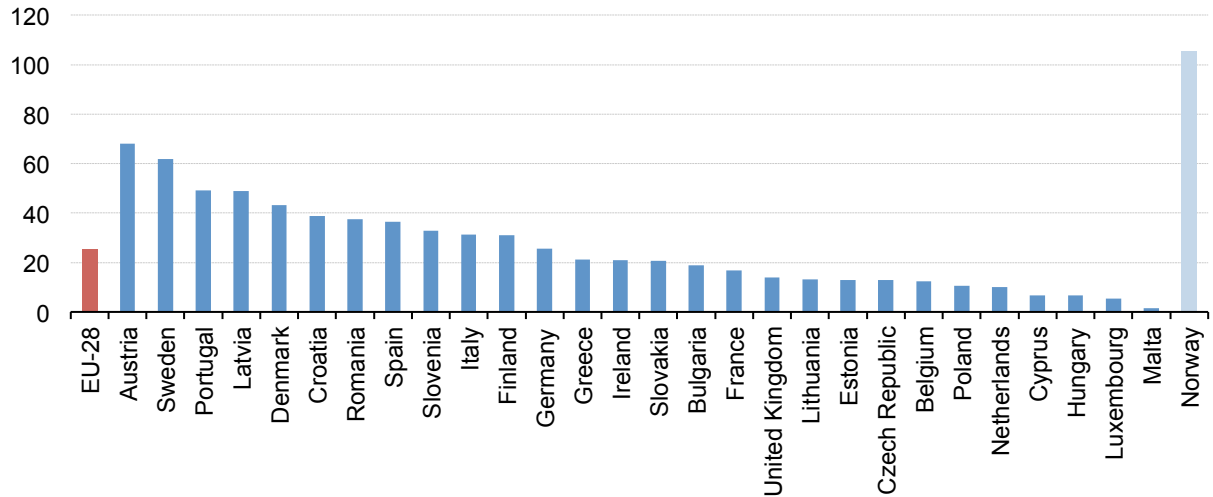


Abbildung 4: Anteil erneuerbarer Energie bei der Stromproduktion (Quelle: Eurostat)

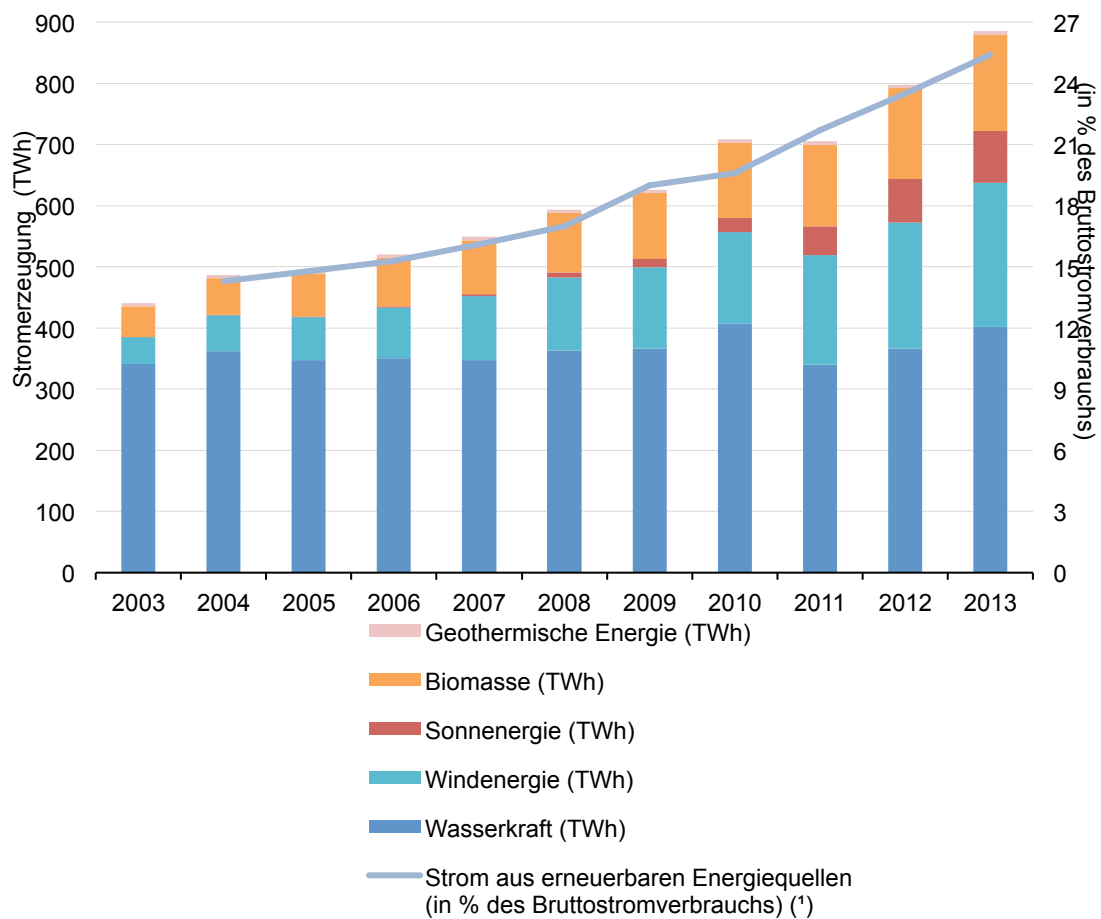


Abbildung 5: Struktur der erneuerbaren Energie bei der Stromproduktion (Quelle: Eurostat)

Neben minimalen Umweltauswirkungen und Unerschöpflichkeit primärer Energie, hat die Anwendung von erneuerbarer Energie noch wesentliche Vorteile, wie z.B. kein Verbrauch von Brennstoff und, im Vergleich zu konventionellen Energieressourcen, fast keine variablen Kosten (Grenzkosten). Erneuerbare Energie kann auf jeden Fall bei der Implementierung staatlicher Ziele, hinsichtlich der Energiewende, helfen.

Warum kommt dann die verbreitete Anwendung von erneuerbarer Energie so schwer bzw. nicht mit vorgesehener Geschwindigkeit an? Die Antwort könnte in ökonomischen als auch in technischen Nachteilen solcher Technologie liegen. Großer Flächenbedarf und hohe Investitions- sowie Materialkosten bieten ein hohes Risiko für potentielle Investoren, weil ein möglicher Einsatz zu Oszillationen der Leistung führt, d.h. die Volatilität bei der Stromerzeugung ist zu hoch und dadurch wird die Rentabilität des Kraftwerks gefährdet, weil die meisten Anlagen pro generierte Leistung ausbezahlt werden. Dies gilt besonders für PV und Windkraftwerke deren Leistung direkt von Sonne bzw. Wind betroffen ist. Um die Energiewende zu beschleunigen und Kostennachteile erneuerbarer Energie zu reduzieren, hatten sich Regierungen für eine „attraktive“ Förderungspolitik entschlossen. EU-Staaten hatten Solar- und Windkraftanlagenbau unterstützt, was zu einem hohen Anstieg installierter Kapazitäten dieser beiden Arten führte. Eine einheitliche Förderungspolitik innerhalb der Europäischen Union gibt es aber nicht. Während die meisten Länder Feed-in-Tarife (FIT) als Hauptmaßnahme verwenden, haben sich einige Staaten für andere Wege entschieden, z.B. Selbstkonsum, FIT Premium, Grüne Zertifikate, etc. Das Verhalten der Regierungen und deren ambivalentes Engagement führen auch zu Unsicherheiten. Darunter versteht man jedoch nicht das konsistente Verhalten der Regierung durch rechtliche Bestimmungen und Subventionspolitik zur Implementierung der Ziele, die zu verbreiteter Nutzung führen sollten.¹¹

Damit es möglich ist eine steigende Nachfrage zu decken und gleichzeitig Externalitäten zu reduzieren, bietet die Verwendung erneuerbarer Energie einen Lösungsweg an. Die Energiewende könnte bei der Lösung des „Energie Problems“ nutzbar sein. Da es zu keiner oder minimalen Emissionen durch erneuerbare Energie kommt, könnten wir die gesellschaftliche Entwicklung ohne große zusätzliche Emission fortsetzen und die Energienachfrage decken. Durch den Einsatz von erneuerbarer Energie würde es zu einem

¹¹ Ebenda , Wirl (2015:S. 67-70)

ausgeglichene Energiekonsum zwischen entwickelten und unterentwickelten Staaten kommen, weil man es durch relativ einfache technologische Lösungen und ohne weitere schädliche Emissionen schaffen würde, Energie für eine relativ hohe Anzahl der Bevölkerung zugänglich zu machen. Man kann wohl zum Schluss kommen, dass allein ökonomische Aspekte und Lösungsansätze nicht ausreichen, um das “Energie Problem“ auf universelle Art und Weise zu lösen, weil jeder Staat unterschiedlich vom “Energie Problem“ betroffen ist, was einen Vergleich zwischen Staaten erschwert und einen Weg zur optimalen Lösung, die für alle Staaten verwendbar ist, versperrt.

Erneuerbare Energie wird im europäischen Raum hauptsächlich zur Stromproduktion genutzt und deswegen wird, in den folgenden Kapiteln dieser Arbeit, unter den Begriffen Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen und PV die allgemeine Stromerzeugung verstanden, falls nichts Anderes ausgedrückt.

2.2 Durchbruch der PV-Technologie

Alexandre Edmond Becquerel entdeckte im Jahr 1839 den Photoeffekt durch ein elektrochemisches Experiment, als er den, unter Solarbestrahlung, fließenden Strom zwischen zwei gegenseitig geladenen Polen untersuchte.¹²

Nachdem die technologische Basis für den ökonomischen Durchbruch in den 1950-er Jahren geschaffen wurde – „Bell Laboratories“ entwickelt die erste Solarzelle aus Silizium, die einen 6% Wirkungsgrad hat - folgte kurz danach die Kommerzialisierung des PV-Effekts. Die Entwicklung von Solarzellen ermöglichte die Entstehung von PV-Modulen und PV-Systemen, die Strom in größeren Mengen liefern können. Trotz dieser technologischen Innovation folgte der ökonomische Durchbruch lange Zeit nicht, weil die Produktionskosten von Solarzellen immer noch zu hoch und nicht mit anderen Energieformen konkurrenzfähig waren. Folgende Ereignisse haben eine Erhöhung der Produktion und damit eine Marginalkostensenkung von Solarzellen ermöglicht:¹³

¹² Vgl. Mertens (2011: S.32)

¹³ Vgl. Oliver und Jackson (1999: S.372-376) , Mertens (2011: S.31-33)

- a) PV Technologie wird in Raumschiffahrt und Satellitenbau erfolgreich eingesetzt und dies ermöglicht eine erste kleinere Industrieproduktion.
- b) „Exxon Laboratory“ verwendet billigeres Silizium und senkt die Produktionskosten um 90% - von 200\$ auf 20\$ pro Watt. Obwohl dies schon ein großer Erfolg gewesen war, kam es nicht zu einer verbreiteten Anwendung, weil die Produktionskosten immer noch zu hoch waren. Sie müssten allerdings hundert Mal niedriger sein, damit PV gegenüber bestehender Technologie wettbewerbsfähig wäre.
- c) Der Ölpreisschock in 1972/73 beschleunigte die Diskussion, besonders in Regierungskreisen, über ein perfektes Substitut für konventionelle Energiequellen. Daraufhin entstanden erste Förderungsprogramme für Solarenergie und damit auch für PV.

Obwohl es zu einer Großproduktion kam, traten zahlreiche Marktbarrieren im Strommarkt auf. Manche von diesen Marktbarrieren, die schon am Anfang dieses Jahrhunderts vorhanden waren, wurden beseitigt, während andere immer noch bestehen blieben:¹⁴

- a) Technologische Barrieren: Um eine verbreitete Nutzung und schnellere Marktdurchdringung von PV-Technologie ermöglichen zu können, ist ein gewisses Know-how über Technologie und Standardisierung der Produkte, wie z.B. Modulen und Anlagen, erforderlich. Für eine erfolgreiche Innovation, die nach Erhöhung von Marktanteilen strebt, ist es nötig, technologische Barrieren früh zu überwinden. Es gibt genügend Hinweise darauf, dass der PV-Markt die Standardisierung der Produkte geschafft hat, während es immer noch Freiraum für die Technologieentwicklung und deren Know-how- Verbreitung, in Sachen Wirkungsgrad- und Effizienzerhöhung von PV-Modulen, gibt. Die Standardisierung wurde vor allem für die erste Generation geschaffen, während die zweite und dritte immer noch versuchen diese zu überwinden.
- b) Institutionelle Barrieren: Etablierte Energieversorgungs-Unternehmen erkannten nicht das Potenzial von PV-Technologie und damit wurde der Vorsprung der Technologie und deren Produktionskostensenkung deutlich verlangsamt. Auf der anderen Seite war das Stromnetz nicht flexibel genug, um erneuerbare Energie zu unterstützen. Solch eine Barriere existiert heutzutage immer noch, weil es eine hohe

¹⁴ Vgl. Oliver und Jackson (1999: S.381-382)

Anzahl von Energieversorgungsunternehmen gibt, die entweder exklusiv „grünen“ Strom oder, in Kombination mit anderen Energiequellen, Strom anbieten, der die Flexibilität der Stromnetze teilweise erschwert. Diese Barriere lässt sich in den letzten Jahren, über Selbstkonsum und Net Metering, gut erkennen.

- c) Strukturelle Barrieren: Darunter versteht man die Unterentwicklung des gesamten Supply Chain- und Marketing Bereichs des PV-Marktes. So eine Barriere existiert heute nicht mehr, weil potenzielle PV-Kundinnen und PV- Kunden, durch verbreitete Promotion, über Verkaufsstellen, Distribution und Instandhaltung informiert werden. Damit bildet sich ein Vertrauenskreis zwischen PV-Industrie, Öffentlichkeit und potenziellen Kundinnen und Kunden.
- d) Finanzielle und gesetzliche Barrieren: Hohe Produktionskosten der PV-Technologie brachten ein hohes und unattraktives Risiko, um in ein PV-Investitionsprojekt zu investieren, weswegen die PV-Technologie nicht mit den konventionellen Energieressourcen konkurrieren konnte. Eine sinnvolle Förderungs- und Kreditpolitik sowie eine Netzkoppelungsstrategie würden zur Verbreitung und besseren technologischen Lösungen führen können, was aber in früheren Entwicklungsstadien nicht der Fall war. Heutzutage sind diverse Förderungsstrategien implementiert, die die Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Ressourcen verbessern sollten. Es existiert aber auch die Gefahr von einer zu starken Förderung und großen Umverteilung.

Aufgrund der oben genannten Marktbarrieren, drang die PV-Technologie nur in bestimmten Märkten durch. Zu Beginn wurde die PV-Technologie in der Telekomindustrie verbreitet. Man könnte zum Schluss kommen, dass die Nachfrage für PV-Technologie am Anfang des Entwicklungsstadiums unelastisch war. In Verbindung mit der Outputerhöhung und den damit sinkenden Kosten, würde der Preis, den Konsumentinnen und Konsumenten für PV-Technologie zahlen würden, langfristig sinken und die Durchdringung auf anderen Märkten, wie zum Beispiel dem Strommarkt, ermöglichen. Mitte der 1990-er Jahre waren die Vereinigten Staaten, Japan und Europa für eine Gleichverteilung von kumulativ installierten PV-Kapazitäten verantwortlich.¹⁵

¹⁵ Vgl. Oliver und Jackson (1999, S.372-378) in Anlehnung Figge und Butz (1998), EPIA (1995), Bates und Munro (1997)

Um diese Barrieren, die in Kapitel 2.2. aufgelistet sind, zu überwinden, braucht man nicht nur gute Förderungspolitik, die dynamisch mit Marktveränderungen optimiert werden kann, sondern auch administrative und technische Unterstützung.

3. PV Technologie

Im folgenden Abschnitt werden die wichtigsten Merkmale der PV Technologie beschrieben. Begonnen wird mit der Beschreibung von Solarzellen und ihrer Funktion sowie der Erörterung der Module, welche die Basis jedes PV-Systems darstellen. Anschließend wird auf die Komponenten und Arten von PV-Systemen näher eingegangen.

3.1 Solarzellen und Solarmodulen

Eine Solarzelle ist jenes elementare Bauteil einer PV-Anlage, welches die Energie der einfallenden Sonnenstrahlen in elektrische Energie umwandelt. Grundlegende Voraussetzung hierfür ist, dass ein Elektron (negativ geladenes Elementarteilchen) aus einer Bindung gelöst wird, indem das Material ein Photon (elementares Teilchen des elektromagnetischen Feldes, Quant, Lichtquant) absorbiert. Zur Lösung des Elektrons aus der Bindung muss das Photon die Bindungsenergie des Elektrons (hier in Siliziumverbindungen) übertreffen. Bei einer herkömmlichen Solarzelle liegen zwei Plättchen aus Silizium aufeinander. Zwischen den beiden Plättchen besteht eine Grenzschicht, die, unter einwirkender Sonnenstrahlung, nur von freigesetzten Ladungen durchdrungen werden kann: also von Elektronen und Löchern. Unter einem Loch, im Zusammenhang mit Solarzellen, ist eine Stelle im Kristallgitter zu verstehen, bei der ein Elektron aus dem Kristallgitter gelöst wurde. Es handelt sich hier, aufgrund des Fehlens eines negativen Teilchens (Elektron), um positive geladene Bereiche..¹⁶

Die Vorder- und Rückseiten der Solarzelle sind mit Metallkontakten versehen, um die durch den oben beschriebenen Prozess entstandene Ladung, unter Zwischenschaltung eines Verbrauchers - z.B. Glühlampe oder Elektromotor, in einen Fluss von Elektronen, sprich elektrischen Strom, umwandeln zu können. Dies ist möglich, da der Widerstand der „Umleitung“ über den Verbraucher geringer ist als der Widerstand der Trennschicht zwischen der oberen und unteren Schicht..¹⁷

¹⁶ Vgl. Goetzberger et.al (2005:S.1-8), Antony et. al (2005:S.117-130)

¹⁷ Vgl. URL: <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarzelle/photoeffekt.html> (Stand: 20.05.2016)

Je leichter mittels der Sonneneinstrahlung ein Elektron gelöst werden kann mit anderen Worten je größer die Leitfähigkeit der beiden Schichten ist, desto größer ist die Energieausbeute aus dem oben schematisch dargestellten Prozess. Durch das Einbringen von Fremdatomen in Halbleiterkristalle kann die Leitungsfähigkeit um einen Faktor von einer Million erhöht werden. Dieser Vorgang wird Dotieren genannt.¹⁸

Das Grundkriterium, um Arten von Solarzellen voneinander unterscheiden zu können, ist jenes Material, aus dem die Solarzelle gebaut ist. Der Wirkungsgrad einer Zelle oder Modul sagt uns, wie viel elektrische Leistung aus Solarstrahlung umgewandelt wurde. Bei fast allen Arten von Solarzellen gibt es eine Diskrepanz zwischen laboratorischem und durch Großproduktion erreichtem Wirkungsgrad. Die erste stellt lediglich den Wirkungsgrad einer Solarzelle und das zweite den Wirkungsgrad eines Moduls dar. Der laboratorische Wirkungsgrad ist immer höher als der Modulwirkungsgrad, weil man bei der Großproduktion und Bindung der Solarzellen bestimmte mechanische und technologische Kompromisse machen muss. Das führt uns zum Schluss, dass es noch immer Freiraum für technologischen Vorsprung gibt und falls dieser genutzt wird, wären die Voraussetzungen für weitere Produktionskosten- bzw. Preissenkung vorhanden.¹⁹

In der Literatur spricht man oft von drei Technologiegenerationen die nach dem Grundmaterialeinsatz und der Marktreife der Technologie gegliedert sind, wobei das Kristallin Silizium die erste, Dünnschichtzellen die zweite und Solarzellen aus neuer Technologie die dritte Generation darstellen. Die erste Generation ist sehr verbreitet und kommerzialisiert am Solarzellenmarkt. Die zweite Generation ist erst seit kurzem am Markt und die dritte befindet sich noch in der Forschungs- & Entwicklungsphase.²⁰

Da die elektrische Spannung innerhalb einer Zelle klein und bedeutungslos für die Stromproduktion, wäre, sollten die Solarzellen in einem Modul miteinander verbunden werden, um eine höhere Leistung liefern zu können. Normalerweise wirken ungefähr zwischen 30 und 36 Solarzellen in einem Modul.

¹⁸ Vgl. URL: <https://www.halbleiter.org/grundlagen/dotieren> (Stand:27.05.2016)

¹⁹ Vgl. IRENA (2012: S.4-14)

²⁰ Vgl. IRENA (2012; S.4)

3.1.1. Kristallin Silizium Solarzellen und Module (1. Generation)

Die erste und damit meist kommerzialisierte Technologiegeneration der Solarzellenproduktion verwendet Silizium für ihre Produktion. Silizium ist, neben Sauerstoff, das meist verbreitetste Element auf der Erde, welches fast immer in Kombination mit anderen Elementen in der Natur vorkommt. Um die bereinigte Form von Silizium extrahieren zu können, führt man gewisse Verfahren durch die einen hohen Energieeinsatz benötigen. Dadurch wird zuerst metallurgisches Silizium aus Quarzsand erreicht, welches später, durch das Silan-Verfahren, Destillation und Siemensverfahren, weiter bereinigt werden kann. Als Endergebnis erhält man Polysilizium. Da Polysilizium nicht die optimale Kristallstruktur besitzt, kann man es weiterverarbeiten und folgende zwei Solarzellen erhalten:²¹

- a) monokristalline Solarzellen. (Mono c-Si)- Silizium wird zuerst aus Polysilizium geschmolzen und danach gekühlt, damit man eine möglichst bereinigte Form von Silizium erhält. Diese Art von Siliziumherstellung bezeichnet man als Czochralski-Verfahren. Das Verfahren verlangt jedoch einen hohen Energieinput mit rund 1.450 Grad Celsius. Zwar steigen damit die Produktionskosten, aber andererseits auch der Wirkungsgrad der monokristallinen Zellen. In Laboratorien erreichte man einen 24,7% hohen Wirkungsgrad, während der Modulwirkungsgrad zwischen 13 und 17% lag.²²
- b) multikristalline Solarzellen. (mc-Si)- Im Vergleich zu Mono c-Si, ist das Verfahren einfacher durchzuführen. Da das Endprodukt jedoch wesentlich schlechtere Eigenschaften als Mono c-si aufweist, wird der Wirkungsgrad niedriger. Das laboratorische Maximum betrug 18% und der Großproduktionswirkungsgrad zwischen 11 und 15%.²³

²¹ Vgl. Mertens (2011; S.121-131)

²² Vgl. Falk et. al (2005; S.121), Cleveland (2004; S.549) , Mertens (2011, S.123)

²³ Vgl. Mertens (2011; S.124)

Wie schon oben erwähnt, haben die Zellen und Module der ersten Generation, im Vergleich zu den anderen Generationen, eine gewisse Marktreife erreicht. Sie sind heutzutage eine fortgeschrittene und die meist verbreitetste Technologieart in Bezug auf Zellen- bzw. Modulherstellung. 2013 lag der Marktanteil der ersten Generation bei ungefähr 90%. Grund für die verbreitete Anwendung dieser Technologie liegt unter anderem an der Verknüpfung zur Mikroprozessortechnologie.²⁴

3.1.2. Dünnschichtzellen (2. Generation)

Ziel bei der Entwicklung der 2. Generation war eine Verringerung der aufzubringenden Schichtdicken, um bei der Beibehaltung der Effektivität die Kosten zu senken. Ausgehend von der Erkenntnis, dass die Absorption nahezu ausschließlich in den obersten Mikrometern der Schichten erfolgt, können, durch die Weglassung nicht benötigter Materialien, erhebliche Kosten eingespart werden, da die Kosten für die Aufbringung und das Material der PV-Zellen der ersten Generation rund 50% der Gesamtkosten ausmachen. Derzeit erreichen Dünnschichtzellen, trotz guter Werte im Bereich der Laboreffizienz, nicht den Effizienzgrad der Zellen der Ersten Generation im Bereich der Moduleffizienz. Begründet wird dies mit noch nicht vollständig ausgereiften Produktionsverfahren zur Aufbringung gleichmäßig dünner Schichten und derzeit nicht vollständig ausgenützten Synergien mit der Halbleiterindustrie.²⁵

Man unterscheidet oft zwischen drei Arten von Dünnschichtzellen:²⁶

- a) Amorphes Silizium (a-Si)- Trotz wesentlich kleinerem Wirkungsgrad als bei dem Kristallin der Siliziumzellen, ist die Zelle a-Si fähig, ein breiteres Lichtspektrum zu absorbieren, was wiederum höhere Verschattungstoleranz ermöglicht. Andererseits reduziert zu viel direkte Solarstrahlung den niedrigen Wirkungsgrad im Laufe der Zeit um sogar 15-30%. Deswegen benutzt man diese Zellen meistens bei der Taschenrechner- und Uhrenproduktion.

²⁴ Vgl. EPIA (2016:S.8f) , Bagnall und Boreland (2008: S.4390-4392)

²⁵ Vgl. IRENA (2012; S. 5-6)

²⁶ Vgl. IRENA (2012 S.5ff) , Luther Preiser Wileke (2003; S.58)

b) Cadmium- Tellurid (CdTe)- besitzt beste ökonomische Voraussetzungen, im Vergleich zu anderen Dünnschichtzellenarten, für die Großproduktion, weil Produktionskosten niedriger und die Effizienz höher sind. Eine mögliche Hemmung der Produktion liegt in der Verfügbarkeit der beiden Materialien. Einerseits ist Cadmium sehr schädlich und damit nicht als Material für die Großproduktion geeignet und andererseits wird Tellurid in kleineren Mengen - aufgrund limitierter Vorräte - produziert und auf den Markt gebracht, was langfristig nicht eine CdTe Großproduktion ermöglichen kann.

c) Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) und Kupfer-Indium-Gallium- Diselenid (CIGS) – haben die beste Marktdurchdringung von allen Zellen der zweiten Generation geschafft, weil sie unter anderem die höchste Effizienz erreichen können. Der Modulwirkungsgrad liegt zwischen 7 und 16% und der laboratorische Wirkungsgrad beträgt rund 20,3%. Das Problem für eine Großproduktion dieser Zellen könnte in der Indiumextraktion liegen, weil PV-Industrie und LCD-Produktion Indium als Rohstoff benötigen.

3.1.3 Solarzellen aus neuer Technologie (3. Generation)

Derzeit werden verschiedene Ansätze entweder zur Effizienzsteigerung oder zur Kostenreduktion teils im Bereich der Grundlagen erforscht. Zu nennen sind hier:²⁷

- Mehrfach-Tandemstrukturen
- Quantum-Well-Systeme aus geschichteten Halbleiternanostrukturen
- Solarzellen auf der Basis von Halbleitermaterialien, die speziell für die Photovoltaik synthetisiert werden.
- Solarzellen auf der Basis von Polymeren und
- Solarzellen in Form von organischen Farbstoffen.

²⁷ Vgl. URL: <http://www.weltderphysik.de/gebiete/technik/energie/gewinnungumwandlung/solarenergie/photovoltaik/3-generation/> (Stand:17.08.2016)

Da aber diese Arten von Solarzellen auf dem Modulmarkt nicht stark verbreitet sind und sich immer noch in der Forschungs- & Entwicklungsphase befinden, werden sie für diese Arbeit nicht berücksichtigt.

Entscheidend für die Anwendung wird in der Zukunft erstens die Effizienz im Sinne der von Geldeinheiten pro Watt (€/W) und zweitens die Anwendbarkeit in Nischen sein, bei denen nicht vom herkömmlichen flächendeckenden Panelaufbau ausgegangen wird. So können organische Farbstoffe nahezu auf allen Flächen, die Sonnenstrahlung ausgesetzt sind, wie z.B. Gebäudefassaden, eingesetzt werden. Hierbei wird zum einen die Energie der Sonne umgewandelt und zum anderen ist es denkbar, dass in heißen Ländern der Stromverbrauch für Klimaanlage fällt, da ein Teil der Sonnenenergie bereits an der Oberfläche, mittels Strom, abgegriffen wird und dadurch das Innere des Gebäudes nicht erreicht.²⁸

In Tabelle 1 wird die Moduleffizienz von erster und zweiter Generation zusammengefasst. Unter dem Wirkungsgrad ist der Quotient aus abgegebener und zugeführter Energie gemeint. Er gibt im Falle der PV-Anlagen an, welcher Anteil der im Sonnenlicht enthaltenen Energie in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Bei einigen Bauarten von Solarzellen vermindert sich der Wirkungsgrad zu Beginn ihrer Lebensdauer stark, um danach auf einem niedrigeren Niveau langfristig erhalten zu bleiben. In folgender Tabelle ist sowohl beim Laborwirkungsgrad als auch beim Wirkungsgrad in Modulen vom langfristigen Wirkungsgrad die Rede:²⁹

²⁸ Vgl. Jopp, K. (2006, S. 208)

²⁹ Vgl. IRENA (2012:S.10), URL: <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarzelle/photoeffekt.html> (Stand: 20.05.2016)

Solarzellen	Wirkungsgrad bei Laborversuchen	Wirkungsgrad in der Produktion
polykristallines Silizium (Dickschicht)	19-20%	14-18%
monokristallines Silizium (Dickschicht)	ca. 25%	19-21%
amorphes Silizium (Dünnschicht)	15%	7-9%
Tandemzelle (Dünnschicht)	41-30%	25-30%
Indiumphosphid (in Mehrfachzelle)	41,1%	–
Galliumarsenid (Einschicht)	34%	16-20%
Galliumarsenid (Mehrschicht)	37%	21-25%
Cadmiumtellurid (Dünnschicht)	ab 30%	8-10%
CIS/CIGS (Dünnschicht)	19-21%	9-12%

Tabelle 1: Wirkungsgradvergleich: IRENA (2012:S.10), <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie> (Stand: 21.05.2016)

Je nach Modultyp schwanken die Produktionskosten sehr stark, weil sich Quantität und Qualität der Rohstoffe, die in der Produktion verwendet werden, stark voneinander unterscheiden und damit ein direkter Einfluss auf die Moduleffizienz und Stromproduktion der Anlage ausgeübt wird. Den richtigen „Durchbruch“ haben bis jetzt nur mono- und polykristalline Module auf dem Modulmarkt geschafft. Fast 90% aller PV Module benutzen Modultypen erster Generation, meistens polykristalline Module. Zellen zweiter Generation befinden sich immer noch in der F&E- Phase und führen, in den letzten Jahren, zu einer signifikanten Verbesserung des Wirkungsgrades in Laborversuchen und der Großproduktion.³⁰

³⁰ Vgl. EPIA (2016:S.8f), EPIA (2009:S.15f)

3.2 PV-System oder PV-Anlage

Da Module selber oft nicht ausreichen, um eine höhere Quantität des Stroms zu produzieren, müssen diese miteinander verbunden und in ein System eingefügt werden. PV-Systeme beinhalten, neben den Modulen, folgende Komponenten:³¹

- a) Generatoranschlusskasten: Dies ist jenes Bauteil, welches die PV-Anlage mit dem Haushaltsnetz oder dem öffentlichen Stromnetz verbindet
- b) Verkabelung: Die Verkabelung verbindet die einzelnen Module und Zellen in sinnvoller Weise, sodass vorerst elektrischer Gleichstrom mit weiter verwendbarer Spannung und Stromstärke entsteht.
- c) Energiespeicher (Batterie) für nicht netzgekoppelte PV-Anlagen: Wird eine PV-Anlage nicht an das öffentliche Netz angeschlossen, so kann es dazu kommen, dass die von der PV-Anlage gelieferte elektrische Energie nicht zur Gänze verbraucht wird. Damit sie später weiterverwendet werden kann, wird sie in einem Akkumulator gespeichert.
- d) Laderegler: Je nach Sonneneinstrahlung liefert die PV-Anlage unterschiedliche Mengen an Energie. Damit der Akku nicht überladen und damit zerstört wird, ist er mit einem Laderegler geschützt.
- e) Wechselrichter (Inverter): Im ersten Schritt liefert eine PV-Anlage Gleichstrom. Damit die gelieferte Energie im Haushalts- und öffentlichen Stromnetz verbraucht werden kann, muss sie in 220 bis 230 Volt Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 bis 60 Hz umgewandelt werden. Dies geschieht im Wechselrichter.

³¹ Vgl. IRENA (2012:S. 19f), URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/anlage> (Stand: 17.08.2016)

Jene Kosten die für Komponenten a-f anfallen, gemeinsam mit den Kosten für Design, Genehmigungen und Lohnkosten werden Balance of System (BOS) Kosten genannt. Die ökonomischen Merkmale der Module und BOS Komponenten werden im Laufe der Arbeit näher beschrieben.³²

3.2.1. Arten von PV-Anlagen

Je nachdem ob PV-Anlagen an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist oder nicht unterscheidet man zwischen:³³

- a) Netzgekoppelte PV-Anlage (on-grid Anlage): Da sie mit öffentlichem Stromnetz verknüpft sind, benötigen sie keinen Energiespeicher. Jede nicht verbrauchte Stromeinheit wird an ein öffentliches Netz zugeschickt.
- b) Nicht netzgekoppelte PV-Anlagen (off-grid Anlage): Praktisch für Branchen die einen hohen marginalen Nutzen aus kleinem Stromzuschuss haben können - z.B. Telekommunikation oder Uhren- und Taschenrechnerproduktion - und für Haushalte die keine Netzkopplung haben oder nicht haben können. Die breite Anwendung von nicht netzgekoppelten PV-Systemen lassen diese, je nachdem ob sie eine Batterie als Energiespeicher benutzen oder nicht, in drei weitere Unterkategorien unterscheiden:
 - b1) Nicht netzgekoppelte ohne Batterien (NNOB) PV-Anlagen: Da dieses System keinen Energiespeicher besitzt, wird der erzeugte Strom gleichzeitig verbraucht. Ein perfektes Beispiel dafür ist ein Taschenrechner der nicht so viel Energie braucht um zu funktionieren und dessen Stromerzeugung ausreichend ist, um das ganze System zu bekräftigen.

³² Vgl. IRENA (2012; S.15-19) , IRENA (2015; S.78) , v.d.Zwaan et. al (2003;S.1546)

³³ Vgl. Ross und Royer (1999:S.39-46), IEA-PVPS (2006)

b2) Nicht netzgekoppelte mit Batterien (NNMB) PV-Anlagen: Im Vergleich zu NNOBs unterstützen diese Anlagen jene Systeme, die einen höheren Bedarf an Energie haben. Vorteil und gleichzeitiger Nachteil von NNMB liegen in der Verwendung von Batterie. Einerseits ermöglicht eine Energiespeicherung die Unterstützung des Systems in Zeiten, wenn die Anlage nicht fähig ist, Strom zu erzeugen. Andererseits macht die Batterie solche PV-Anlagen sehr teuer, weil sie im Laufe der Zeit nicht denselben Wirkungsgrad aufweisen können und deswegen sehr oft ausgetauscht werden müssen.

b3) Nicht netzgekoppelte hybride Anlagen (NNHA) PV-Anlage: Stellt eigentlich ein perfektes Substitut für NNMBs dar, weil die NNHAs mit anderen erneuerbaren oder konventionellen Energiequellen zusammengekoppelt werden, was praktisch zum Batterieersatz führt und eine läufige Energieerzeugung ermöglicht.

PV-Anlagen lassen sich auch nach Kapazitätsgröße (Watt (W) oder Wattpeak (Wp)) in fünf Kategorien einordnen:³⁴

- a) Wohn PV-Anlagen – mit einer Kapazität zwischen 1-10 kWp. Werden meistens als Dachanlagen verwendet
- b) Kommerzialiserte (gewerbliche)- 10-250kWp
- c) Industrielle- 250kWp-1MW
- d) Utility Scale PV-Anlage (> 1MW) große PV-Anlagen die am Boden installiert sind und ausschließlich für kommerziellen Bedarf genutzt werden
- e) Nicht netzgekoppelte (keine spezifische Kapazitätsgröße)

Die Anlagekosten variieren je nachdem in welchem Staat sie eingesetzt werden. Im Durchschnitt sinken die Kosten aber pro Geldeinheit mit der Kapazitätsgröße. Mehr dazu in Kapitel 4.

³⁴ Vgl. EPIA (2016:S.28), IRENA (2015:S.22-27)

Abbildung 6 zeigt uns die Verteilung von Anlagen in Europa nach deren Kapazitäten, wobei Dänemark, Österreich, Niederlande und Belgien vorwiegend Wohn-PV-Anlagen benutzen. Staaten, die verfehlte Marktintegration und Förderungspolitik, die nur kurzfristige Erfolge zeigten, haben einen sehr großen Anteil an Utility Scale PV-Anlagen, weil die damals attraktive Förderungspolitik als gute Gelegenheit für Investoren angesehen und deswegen Investitionen in große Kapazitäten gemacht wurden. Solch ein Trend ist in Spanien, Bulgarien, Rumänien und Großbritannien zu erkennen.³⁵

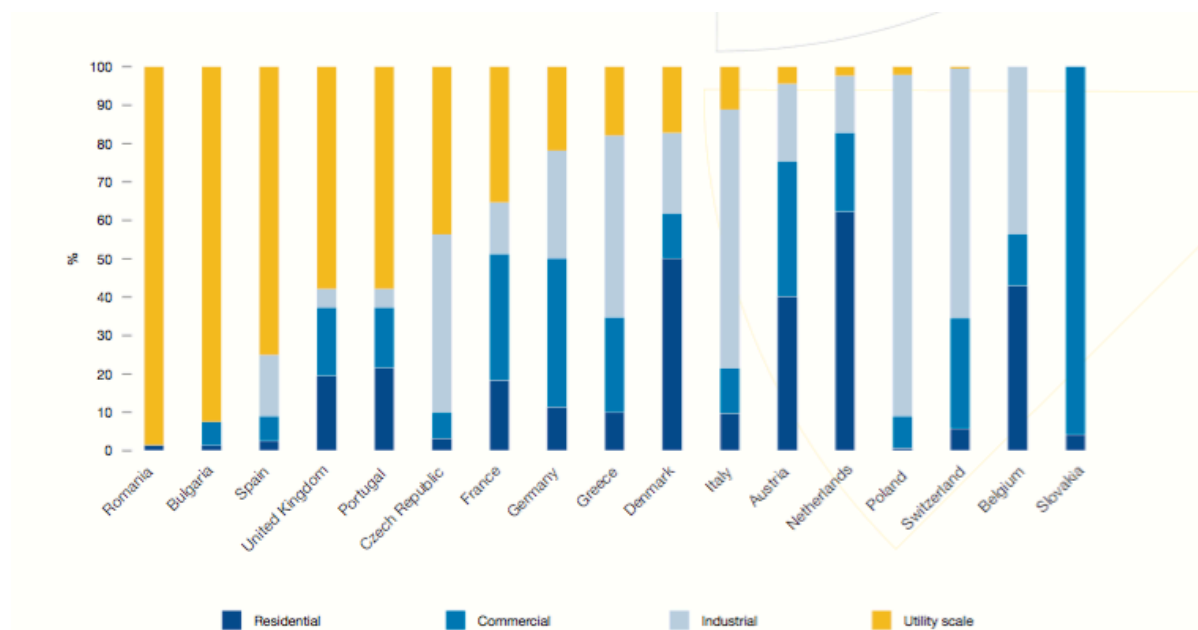


Abbildung 6: Verteilung von Anlagenarten nach Kapazität (Quelle: EPIA(2016:S.))

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass man, trotz unterschiedlicher technologischer PV-Generationen, zum Schluss kommen kann, dass nur die erste Generation, die poly- und monokristalline Siliziummodule verwendet, tatsächlich eine Marktdurchdringung geschafft hat. Der Grund dafür lag an der gesparten Zeit für Lerneffekte, weil diese Module alte und schon vorhandene Lerneffekte, die in anderen Industrien, z.B. Mikroprozessorenindustrie, bereits existierten, erfolgreich ausnutzten, da diese Module Silizium als Basismaterial haben.

³⁵ Vgl. EPIA (2016:S.28)

90% aller hergestellten Module im PV-Markt stammen aus erster Generation, obwohl manche Zellen und Module aus der zweiten Generation bessere Effizienz und Wirkungsgrade aufweisen. Daraus lässt sich schließen, dass technologisch unterschiedliche Zellen und Module, in Kombination mit Förderungen, unterschiedliche Auswirkungen auf Anlagepreise hätten.

Durch die Anwesenheit von kleineren Wohn PV-Anlagen kann ein Maßstab für eine effizientere Förderungspolitik als auch für die Attraktivität des PV-Marktes abgeleitet werden. Attraktivität in diesem Sinne bedeutet, dass die Förderungspolitik so diversifiziert ist, dass man, aus Sicht eines Anlageinvestors, für relativ kleine Kapitalkosten profitable PV-Investitionen durchführen kann.

Die Attraktivität des PV-Marktes oder der Förderungspolitik deutet aber nicht darauf hin, dass sie langfristig, ökonomisch und effizient für die Marktteilnehmer ist.

4. PV- Markt (aktueller Stand und wichtigste Merkmale)

In diesem Kapitel werden zuerst die neusten Trends und Evolutionen des PV-Marktes dargestellt. Anschließend wird näher auf die Förderungsarten, deren Einfluss auf die PV-Verbreitung, sowie Preise eingegangen. Wie schon in Kapitel 2.2 erwähnt, drang die PV-Technologie, wie zahlreiche andere vermarktete technische Innovationen, aufgrund hoher Marktbarrieren, zuerst in den Nischenmärkten durch.

2015 erreichte die global kumulativ installierte PV-Kapazität 229,3 Gigawatt (GW). Dies stellt nur einen Höhepunkt des in 2003 festgesetzten Trends dar, welcher charakteristisch für die EU-Länder war. Trotz amerikanischer und japanischer Marktführung, insbesondere in den früheren Phasen der PV-Entwicklung, übernahm der europäische Markt nach kürzester Zeit die Führung, welche bis heute noch andauert.³⁶

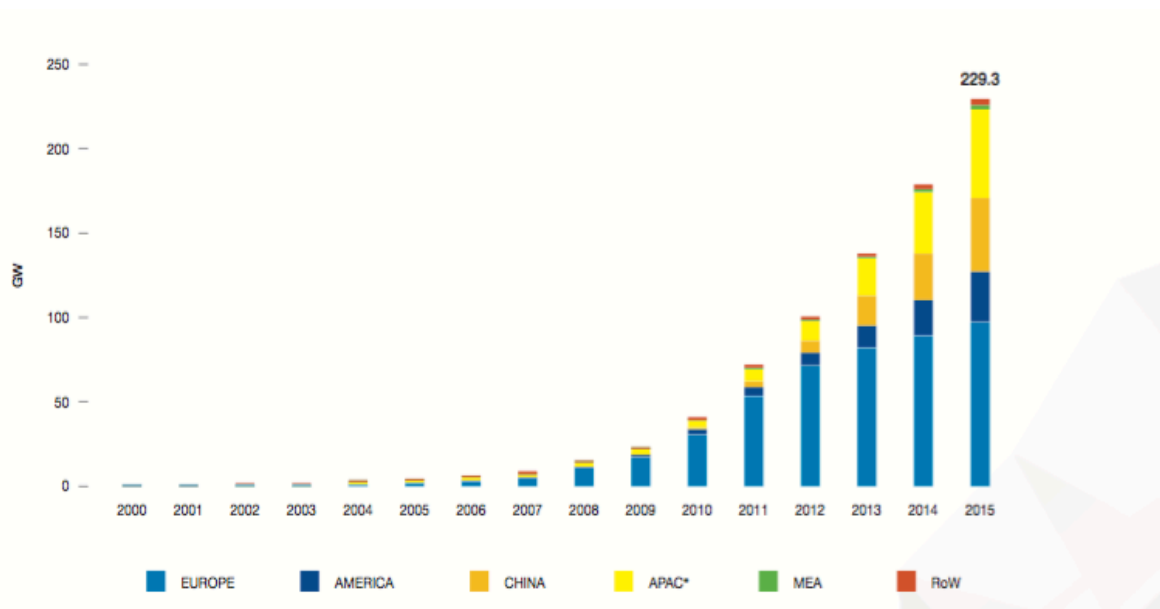


Abbildung 7: Kumulativ installierte Kapazitäten von 2000 bis 2015 nach Regionen (Quelle: EPIA (2016:S.15))

Nach einer 145% Steigerung der installierten Kapazitäten von 2007 auf 2008, stiegen jene 2008 global auf 15 GW in absoluten Zahlen an. Fast zwei Drittel davon waren in Europa

³⁶ Vgl. EPIA (2016:S.7-15)

installiert (65%), während den japanischen und amerikanischen PV-Märkten eher eine marginale Rolle, rund 15% bzw. 8% Anteil, zukam. Der spanische PV-Markt trug mit einer Verfünfachung der installierten Kapazitäten, am meisten zu dieser Steigerung bei und wurde damit zum ersten und einzigen Mal globaler Leader im PV-Markt.³⁷

Das zweite wichtige Jahr in der Entwicklung des PV-Marktes war 2010. In diesem Jahr wurden 16,6 GW neue PV-Installationen and Netz gekoppelt, und damit stieg die globale installierte Kapazität auf fast 40 GW. Von diesen installierten PV-Anlagen wurden 13 GW in Europa - 7,4 GW davon in Italien und Deutschland - eingesetzt, was zu einem weiteren Ausbau des europäischen Vorsprungs führte. Zu diesem Zeitpunkt hält Europa 75% der global kumulativen installierten Kapazitäten.³⁸

Der Höhepunkt für PV- Märkte, insbesondere für den europäischen PV- Markt, wurde 2011 erreicht. Von insgesamt 29,7 GW der weltweit installierten Anlagen gehen alleine 21,9 GW auf Europa zurück. Dieses Jahr war der PV-Markt nicht nur wegen der Summe des eingesetzten PV-Volumens von Bedeutung, sondern auch wegen dem Anfangsprozess der „Marktsättigung“ europäischer Märkte. Deutsche und italienische PV-Märkte, die als europäische Marktführer galten, waren nicht mehr in der Lage die Entwicklung des PV-Marktes nachhaltig zu unterstützen. Dies bestätigte sich auch ein Jahr später, als sich ein Trend zum Rückgang des europäischen Marktes durchsetzte welcher bis heute noch besteht. 2013 wurde der PV-Markt um weitere 38,4 GW aufgestockt, jedoch wurden diesmal, zum allerersten Mal seit 2003, die meisten installierten Kapazitäten in Asien eingesetzt. Dieser Trend wurde bis heute fortgesetzt. 2013 stiegen die asiatischen Märkte um 170%, während europäische Märkte einen Rückgang von rund 40% verzeichneten. 2015 erreicht die installierte Kapazität eine Höhe von 229,3 GW. Die in einem Jahr installierte Kapazitäten erfassten 48,4 GW welche großteils im asiatischen - China und Japan - sowie amerikanischen Markt eingesetzt wurden. Europa setzt den negativen Trend weiter fort.³⁹

³⁷ Vgl. EPIA (2009, S.1-15)

³⁸ Vgl. EPIA (2010, S.1-14)

³⁹ Vgl. EPIA (2014; S.1-33) ,EPIA (2015; S.1-27), IEA-PVPS (2014; S.1-12) IEA-PVPS (2015; S.1-10)

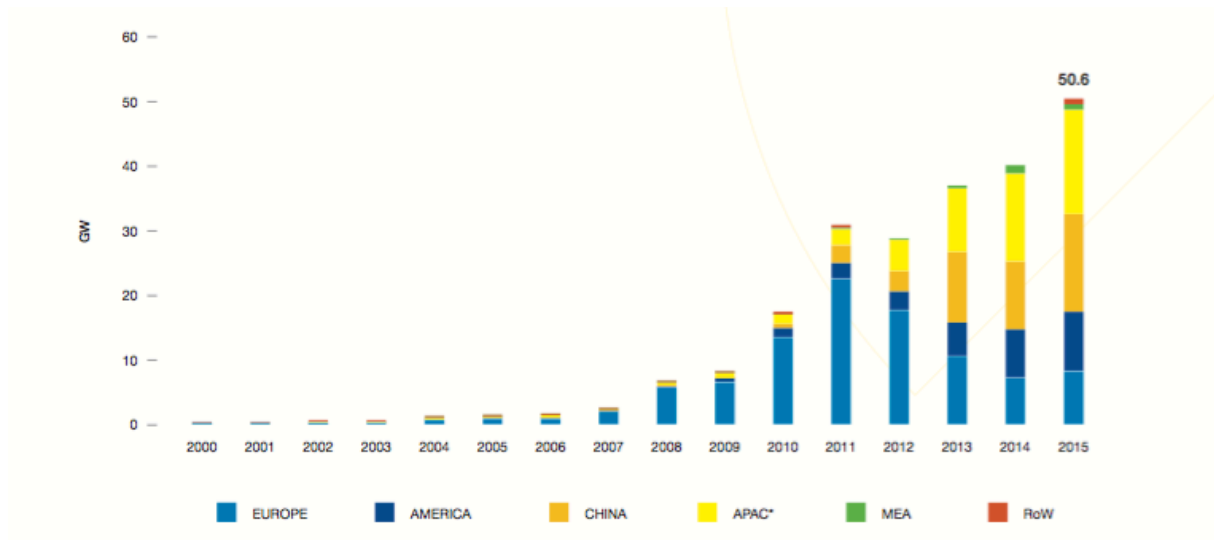


Abbildung 8: Installierte Kapazitäten nach Jahren und Regionen (Quelle: EPIA (2016:S.14))

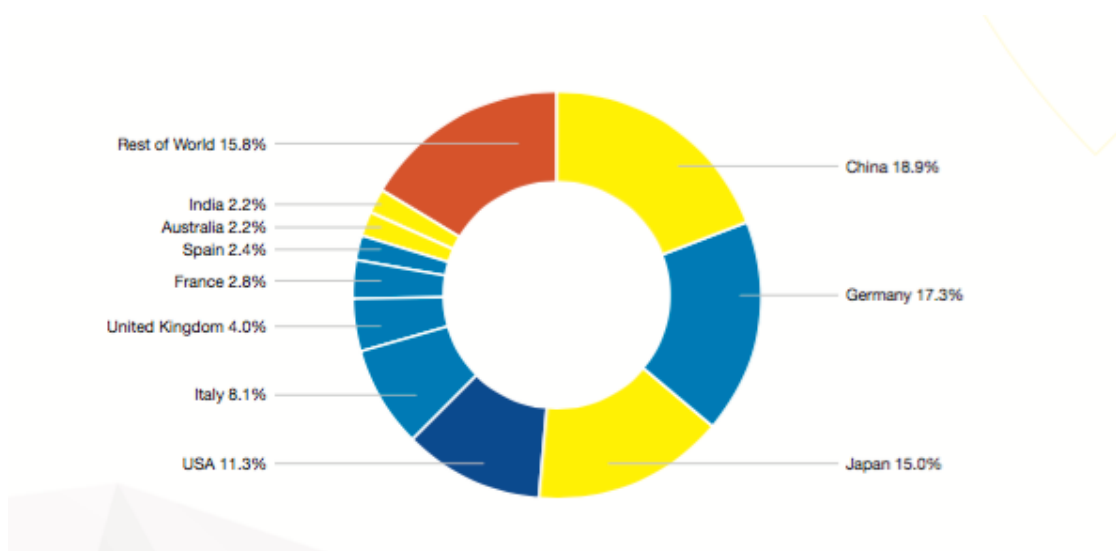


Abbildung 9: Anteil an installierten Kapazitäten nach den Staaten (Quelle: EPIA (2016:S.16))

Die Abbildungen 7, 8 und 9 fassen den gesamten Trend im PV-Markt zusammen. Die bis 2011/12 gehaltene europäische Führung in installierten Kapazitäten pro Jahr wurde von amerikanischen und asiatischen Märkten übernommen. Werden die absoluten Zahlen von kumulativ installierten Kapazitäten in unterschiedlichen Staaten betrachtet, so ist zu erkennen, dass China, Deutschland, Japan, die USA und Italien einen klaren Vorsprung haben. Im Vergleich zu installierten Kapazitäten pro Kopf liegen Deutschland und Italien, gegenüber anderen Staaten, klar in Führung.

Die Entwicklung des PV-Marktes, hinsichtlich installierter Kapazitäten, lässt sich in drei unterschiedliche Epochen aufteilen: Die erste Epoche ist durch den geringfügigen Einsatz der PV-Technologie gekennzeichnet. Hauptgründe dafür sind: technologische Ineffizienz, hohe Produktionskosten, ineffiziente oder fehlende Förderungspolitik und Willensmangel der jeweiligen Staaten, um einen relativ höheren Anteil der PV-Technologie in der Stromerzeugung durchzusetzen. Die meisten PV-Anlagen befanden sich im amerikanischen und japanischen Markt. Die zweite Epoche fing 2003 an, als europäische Märkte, primär durch ihre Förderungspolitik, die Führungsrolle übernahmen. Jene Staaten, die die größte Last der Entwicklung auf sich nahmen, waren Deutschland, Italien, Griechenland und in den letzten Jahren das Vereinigte Königreich. Die wichtigste Lehre dieser Epoche stellt die Bedeutung von optimaler Förderungspolitik dar, welche eine Kostensenkung von Modulen und Anlagen verfolgt.

Als beste Beispiele einer gut funktionierenden Förderungspolitik werden Deutschland und Italien sehr oft genannt. Beide Länder regulierten ihre Förderungspolitik mit sinkender Förderungsrate und durchdachten somit die Verfolgung der Kostensenkung besser als andere Länder. Spanien und die Tschechische Republik sind hier als schlechtes Beispiel zu erwähnen. Spanien hielt seine Förderungsrate über die Zeit konstant und dies führte zu einem strategischen Fehler. Warum dieser den spanischen Markt zerstörte, obwohl die durchschnittliche Förderungsrate kleiner war als in Deutschland und Italien, ist in Kapitel 5 nachzulesen.⁴⁰

Nach einer Analyse der PV-Marktgröße werden andere wichtige Merkmalen dieses Marktes in den Mittelpunkt gestellt, um damit Daten, welche für die spätere empirische Analyse notwendig sind, quantifizieren zu können. Daher wird eine Analyse der Produktionskosten, des technologischen Lebenszyklus, der Anlagen- und Modulpreise sowie der damit verbundenen Lerneffekte und Investitionsverhalten auf PV-Märkte durchgeführt.

⁴⁰ Vgl. ECOFYS (2014:S.12-21)

4.1 Produktionskosten, Installationskosten und Lerneffekte in PV-Industrie

Dieses Kapitel soll die Kostenstruktur einer PV-Anlage und deren Beziehung zum PV-Anlageinvestor näher beschreiben. Die zwei größten Kostenträger bei einer Anlage sind dabei die Modul- und BOS (Balance of System)- Kosten. Nachdem die technologischen Eigenschaften von Zellen und Modulen in Kapitel 3 beschrieben wurden, ist das Ziel dieses Kapitels, die ökonomischen Merkmale einzelner Anlagenkomponenten näherzubringen.

Die Summe von Modul- und BOS-Kosten stellt die gesamten Installationskosten für PV-Anlageinvestoren dar. Diese Installationskosten sollten möglichst niedrig sein, um die Attraktivität der Solarenergie zu erhöhen. Historisch gesehen waren die Installationskosten für PV-Anlagen sehr hoch.

Aus der Perspektive von PV-Anlageinvestoren stellen die Installationskosten gleichzeitig die Investitionskapitalkosten (CAPEX) dar, die bei einer PV-Investition im Voraus beglichen werden müssen. Diese machen ungefähr 90% der gesamten Anlagekosten aus. Das bedeutet, dass die PV-Investition, wie fast jede andere Investition in erneuerbare Energien, durch sehr hohe Fixkosten und relativ unbedeutende variable Kosten gekennzeichnet ist. Die restlichen 10% beziehen sich auf operative, laufende Kosten (OPEX) wie z.B. Rücklagen für eventuelle Reparaturen oder Versicherungskosten.⁴¹

Wird die Summe von Kapitalkosten und operativen Kosten mit der Effizienz, die andererseits von technischen Eigenschaften und Solarstrahlung abhängig ist, mit den Modulen multipliziert, so erhalten wir die tatsächlichen Stromproduktionskosten, die von den Investoren zu zahlen sind.

Der Lerneffekt, der zu signifikanten Kostensenkungen führen könnte, passiert nicht bei dem PV-Anlageinvestor am Ende des Value Chains, sondern am Anfang bei den Modul- und Anlagenproduzenten. Das Problem der PV-Technologie und ihrer nicht verbreiteten Anwendung lag, und liegt teilweise immer noch, an extrem hohen Produktions- bzw. Installationskosten. Damit Investoren überhaupt einen Anreiz bekommen in solch eine

⁴¹ Vgl. URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten> (Stand:12.06.2016)

Technologie zu investieren, sollten diese Kosten gesenkt werden. Mit der Reduktion dieser beschäftigt sich der Autor erst nach einer Einführung in die Kostenstruktur der PV-Anlagen.

Kapitalkosten sind die wichtigsten Kosten. Sie haben den größten Einfluss auf die Kostenstruktur von PV-Anlagen und fallen unter die sogenannten “Balance of System“ (BOS)-Kosten und Modulkosten.⁴²

4.1.1. BOS (Balance of System)-Kosten

Unter die BOS-Kosten fällt die Summe jener Kosten, die für die Instandhaltung einer PV-Anlage benötigt werden. Sie beinhalten normalerweise zwei Arten von Kosten:⁴³

- a) “Hardware“ Kosten - Jene Kosten, die für die in Kapitel 3.2. genannten Komponenten, ausgenommen Modulkosten, anfallen. Den größten Kostenträger von allen BOS-Hardwarekomponenten stellt dabei der Wechselrichter dar.
- b) “Soft Costs“ - Jene Kosten, die ohne mechanischen Arbeitseinsatz anfallen wie z.B.: Vorbereitungs-, Montage- und Anlagendesignkosten (Dachvorbereitungs-, Genehmigungs-, Projektmanagementkosten, etc.) oder Lohnkosten für die Montage und Netzkoppelung einer Anlage.

⁴² Vgl. IRENA (2012; S.15-19), IRENA (2015; S.78) , v.d.Zwaan et. al (2003;S.1546)

⁴³ Vgl. IRENA (2012, S.15-19)

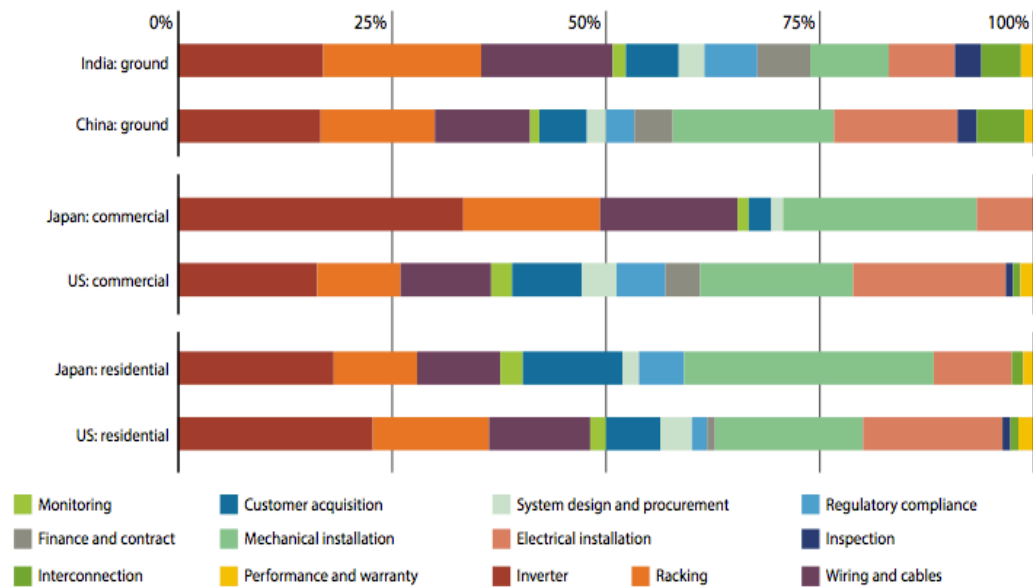


Abbildung 10: Relative Anteile von BOS-Kosten für unterschiedliche PV-Anlagekategorien in 2014 (Quelle: IRENA 2015, S.86 in Anlehnung an Photon Consulting 2014)

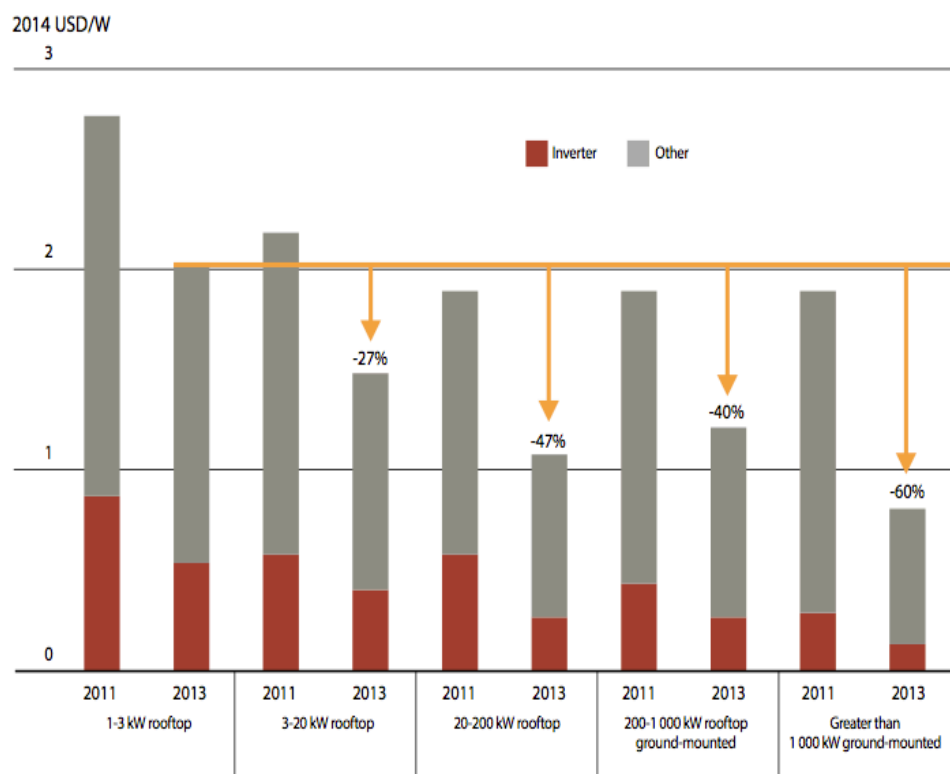


Abbildung 11: Die BOS-Kosten nach Anlagegröße in Italien (Quelle: IRENA 2015, S.85 in Anlehnung an GSE 2014, Photon Consulting 2014)

Die Höhe von BOS-Kosten wird durch regionale Merkmale (den Staat) und die Marktsegmentierung (die Größe der Anlage) beeinflusst. Nicht nur die Höhe, sondern auch relative Kostenanteile einzelner BOS-Komponenten weichen mit dem Staat und der Marktsegmentierung ab. Wie auf Abbildung 10 zu sehen ist, weichen relative Anteile von BOS-Kostenkomponenten in verschiedenen Ländern sehr stark voneinander ab. Grund dafür ist, dass sich die PV-Märkte unterschiedlich entwickelten. In Märkten wie Japan und den USA machen die Kosten für Wechselrichter und Installationskosten den größten relativen Kostenanteil aus. Eine Begründung dafür könnte in der Unterentwicklung dieser Märkte liegen, sodass sich Lerneffekte noch nicht in ihrem vollen Ausmaß zeigen können. Manche Forschungen zeigen aber, dass „Hardware“-BOS-Komponenten an Wichtigkeit verlieren und damit in ihrem Kostenanteil, gesamte Installationskosten, marginal geworden sind. Laut der „Photon“-Forschung aus dem Jahre 2011 und dem „GTM Resarch“ für amerikanische Märkte, betragen die Wechselrichterkosten nur 5% von den gesamten Installationskosten, während die Anlagendesignkosten im Durchschnitt 37% der gesamten Installationskosten ausmachen.⁴⁴

Im Allgemeinen sinken die BOS-Kosten mit der Größe und der Kapazität der Anlage. Das bedeutet, dass für kleine Wohnanlagen die BOS-Kosten, absolut und relativ, höher als im Vergleich zu kommerziellen PV-Anlagen anfallen. Für kleinere Wohn-PV-Anlagen machen BOS- Kosten ungefähr die Hälfte, in manchen Fällen sogar mehr, von den Gesamtkosten aus und sind normalerweise höher, wenn sie auf einem Dach anstatt auf dem Boden installiert werden. Grund dafür sind zusätzliche Installationskosten, die durch die Vorbereitung des Daches anfallen. Im Falle einer nichtnetzgekoppelten Anlage sorgt der Energiespeicher für den größten Kostenanteil. Abbildung 11 zeigt einen zurückgehenden Trend von BOS-Kosten im italienischen PV-Markt und abfallende Kostenanteile für Wechselrichter.⁴⁵

⁴⁴ Vgl. IRENA (2015; S.86), IRENA (2012, S.20-23)

⁴⁵ Vgl. IRENA (2012, S. 15-19) in Anlehnung IEA PVPS (2009), Bony (2010) und Photon (2011) und IRENA (2015; S.79)

Da “Soft Costs“ Komponenten meistens länderspezifisch sind, weichen BOS-Kosten in verschiedenen Ländern, und sogar Regionen eines Landes sehr stark voneinander ab. Die Kosten der sogenannten Hardware Komponenten unterscheiden sich auch; jedoch nicht in solch einer Ausprägung wie bei den “Soft Costs“. Dieses Phänomen könnte verschiedene Ursachen haben: nicht-optimale Supply Chain oder unreife Märkte. Andererseits könnte eine ineffiziente Förderungspolitik zu einem langsameren Abfall der BOS-Kosten führen. Eine attraktive Förderungspolitik, die viel Geld an PV-Anlageinvestoren ausgibt, könnte Großhändlern und Produzenten von PV-Anlagen einen Anreiz dazu geben, höhere Preise für Leistungen, die sich z.B. auf Design-, Installation- oder Lohnkosten beziehen, zu fordern. Dies könnte zu einer positiven Korrelation zwischen Anlagepreis und Förderung führen oder anders ausgedrückt: Je höher die Förderung, desto höher der Anlagepreis. Das würde bedeuten, dass der Anlagepreis auf dem Markt, der durch hohe Subventionen gekennzeichnet ist, nicht tief genug sein kann aufgrund der Existenz einer attraktiven Förderungspolitik.⁴⁶

4.1.2. Die Modulkosten

Die zweite Kostenkomponente der PV-Anlagen sind Modulkosten. Durch das PV-Industriewachstum und der Standardisierung der Produktion kam es zu einer Reduktion von Produktionskosten bei den Modulherstellern. Damit wurde auch der Preis, den ein PV-Anlageinvestor für das Modul zahlt, verringert. Dieser Trend ist seit 1970 beobachtbar, als die PV-Technologie aus dem Rahmen ihres Nischenmarktes austrat und sich, mit einer Ausnahme zu Beginn der 2000er Jahre, durchsetzt. Damals kam es zur Siliziumknappheit, aufgrund eines starken Nachfrageanstieges für PV-Module, was zum Anstieg der Siliziumpreise und damit der PV-Modulpreise führte. Die Daten über die Modulproduktionskosten, die heutzutage bei den Modulherstellern anfallen, sind schwer zu finden und empirisch kaum zusammenzufassen. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass Rohstoffe, wie Silizium bei erster und teilweise bei zweiter Generation, den wichtigsten Teil der Modulkostenstruktur darstellen.⁴⁷

⁴⁶ Vgl. IRENA (2015; S.79, 85f), IRENA (2012:S.22)

⁴⁷ Vgl. Candelise et.al (2013; S.98) in Anlehnung Harmon (2000), Mycock (2011), Flynn (2009)

Der Durchbruch von chinesischen Zellen- und Modulherstellern führte dazu, dass sowohl die Modulpreise als auch die Kosten für Anlageinvestoren sanken. Heutzutage gibt es ungefähr 210 große Hersteller in Asien, 170 davon nur in China. In Europa sind 20 Hersteller ansässig, jeweils sieben davon in Deutschland und Italien. In den USA gibt es 14 Hersteller. Das bedeutet, dass China, durch den komparativen Vorteil, die Führung in der Herstellung von Modulen übernommen hat und heimische Produzenten, besonders in Europa, nicht mehr in der Lage sind ihre Wettbewerbsfähigkeit aufrechtzuerhalten.⁴⁸

Der Modulmarkt hat also eine gewisse Marktintegration geschaffen, weil die meisten neuen Module aus China kommen, die wiederum preislich günstiger als alle anderen sind.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass Installationskosten immer noch eine wichtige Rolle für Investoren spielen. Obwohl diese schon sehr stark gesunken sind, gibt es immer noch Spielraum nach unten. Dies kann aber nicht bei den Investoren selbst, sondern bei den Herstellern, die durch bessere technologische Lösungen und Lerneffekte ihre Produktionskosten senken könnten, geschehen. Der zweite Faktor, der die Installationskosten wesentlich beeinflussen kann, stellt die Kapazitätsgröße von Anlagen selbst dar. So sind Installationskosten, relativ zu Gesamtkosten, bei Wohnanlagen am höchsten und bei kommerzialisierten Anlagen am niedrigsten. Es gibt auch Hinweise darauf, dass BOS-Kosten und zwar “Soft Costs“, im Vergleich zu Modulkosten immer mehr an Bedeutung gewinnen. Dies könnte sogar ein Indiz für eine ineffiziente Förderungspolitik sein, da die Anlagenpreisbildung lokalspezifisch ist und sehr stark mit Förderungspolitik korreliert.

Die Kapital- und damit auch die Installationskosten wurden in den letzten 20-30 Jahren weltweit signifikant verringert. In manchen Ländern haben diese Kosten- und Preisreduktionen zur Wettbewerbsfähigkeit des Stroms, der aus PV-Anlagen stammt, geführt. Es gibt genügend Hinweise darauf, dass der Modulmarkt die Marktintegration geschafft hat und dadurch heute wettbewerbsfähig ist. Damit wurde das Kosten- und Preisreduktionspotenzial fast völlig ausgeschöpft und nur große technische Verbesserungen, die in der Praxis anwendbar sind, könnten weitere Reduktionen verursachen. Das bedeutet, dass BOS-Kosten weiter an Wichtigkeit gewinnen werden und dass sich Kapitalkosten, anhand von BOS-Kosten, mehr voneinander unterscheiden werden als von Modulkosten.

⁴⁸ Siehe URL: <http://www.enfsolar.com/directory/material/cell> (Stand: 26.05.2016)

4.2 Lerneffekte

Wie schon erwähnt, stellen Kapitalkosten gleichzeitig die Installationskosten dar, deren Höhe signifikant von der PV-Anlagengröße (Kapazität) und der angewandten Technologie abhängt. Um Investitionen in PV-Technologie attraktiv zu machen, sollte die PV-Industrie ihre Produktionskosten senken. Das würde zu einem Spillover-Effekt durch die Industrie Value-Chain führen und damit wäre der Investitionsaufwand für Anlageinvestoren minimalisiert. Wie kann dies erreicht werden? Im Prinzip bieten sich zwei Optionen an: Die erste wäre durch Lerneffekte und die zweite durch die technologische Verbesserung - Effizienzerhöhung von Modulen oder Anlagen - einzelner Komponenten von Anlagen machbar. Diese zwei schließen sich natürlich gegenseitig nicht aus und können auch parallel ablaufen. Weiters stellt sich die Frage, wie die Lerneffekte in der PV-Industrie ausgelöst werden können und ob diese überhaupt empirisch zusammenfassbar sind? Die Lerneffekte werden durch Skaleneffekte geschaffen. Das bedeutet, dass dieselbe Produktionsleistung, die früher geliefert wurde, in kürzerer Zeit erreicht werden kann - Produktionsfunktion wurde optimiert, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter kennen den Produktionsprozess besser und benötigen weniger Zeit um ein Produkt anzufertigen. Als Lerneffekt könnte auch die Expansion des Marktes auf andere Länder und Gebiete genannt werden. Auch die Entwicklung des bestehenden Marktes ist in diesem Zusammenhang zu nennen, da dadurch Wissen über die Technologie verbreitet, die Wettbewerbsfähigkeit von Modul- und Systemanbietern erhöht und die Netzwerke zwischen Produzenten, Anbietern und Investoren aufgebaut werden. Die Lerneffekte werden in der Regel empirisch, durch die Gegenüberstellung von Stückkosten und kumulativer Produktion, gezeigt. Falls die Stückkosten durch eine Verdoppelung der kumulativen Produktion deutlich verringert werden können, wird hier von der Existenz einer Lernrate gesprochen. Da aber Stückkostenzahlen schwer zu finden sind, werden meistens Preise, in unserem Fall Modulpreise, als Proxy für Kosten eingesetzt. Ob überhaupt ein Preis als Proxy für Kosten verwendet werden kann ist eine andere Frage und muss auch nicht immer richtig sein, da die Preise viel mehr als nur die Produktionskosten widerspiegeln - in den Preisen könnten die Wettbewerbsfähigkeit und Unternehmensstrategie „verkörpert“ werden.⁴⁹

⁴⁹ Vgl. IRENA (2012; S.22) , Candelise et.al (2013; S.97-102)

4.3 Die Modul- und Anlagepreise

Trotz problematischer Verbindung zwischen Preisen und Kosten in der Lerneffekttheorie, können uns PV-Anlage- und Modulpreise weiterhelfen - und zwar nicht nur bei der groben Abschätzung der Kosten und Lernraten. Zusammen mit den Förderungsausgaben eines Staates können wir Zusammenhänge zwischen den Preisen und Förderungen im PV-Markt näher erforschen und sogar die Effizienz einer Förderungspolitik bewerten. An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass sich Anlagepreise nach mehreren Faktoren unterscheiden können - nach Kapazität, Staat in dem sie sich befinden und Modulen die sie verwenden. Wie schon gezeigt, sinken Anlagepreise per monetärer Einheit mit der Größe der Anlage. So sind Wohnanlagen pro Watt teurer als kommerzialisierte Einheiten. Die Anlagepreise sind lokalspezifisch und können sich damit sehr stark voneinander unterscheiden werden. Was könnte der Grund dafür sein? Eine durchaus mögliche Erklärung wäre, dass Preise im Durchschnitt höher sind, wenn der Staat hohe Förderungen gibt. Die Logik ist folgende: Die Existenz von hohen Förderungen gibt den Großhändlern die Möglichkeit, höhere Preise für BOS-Kosten (soft costs) von Investoren zu verlangen. Die zweite mögliche Erklärung würde in der Unterentwicklung des Marktes liegen.

Im Gegensatz zum volatilen Anlagenmarkt, sollte der Modulmarkt besser integriert sein. Die Modulpreise per se unterscheiden sich nach der Angehörigkeit zur Technologiegeneration, wobei die erste Generation billiger und effizienter ist als die anderen zwei. Länderspezifische Unterschiede existieren zwar immer noch, sind aber wesentlich kleiner als im Anlagenmarkt, weil es keine großen technologischen Unterschiede und Effizienzverbesserungen bei den Modulen auf dem europäischen Markt gibt und weil die meisten Module aus China stammen.⁵⁰

Abbildung 12 zeigt kapazitätsspezifische Preisunterschiede im USA Anlagemarkt zwischen 1998 und 2011 im Vergleich zum globalen Modulpreisindex. Es ist jedoch auch ein leicht positiver Zusammenhang zwischen Anlage- und Modulpreis zu erkennen.

⁵⁰ Vgl. v.d.Zwaan und Rabl (2003;S.1550) in Anlehnung R.H.Williams, G.Terzian (1992)

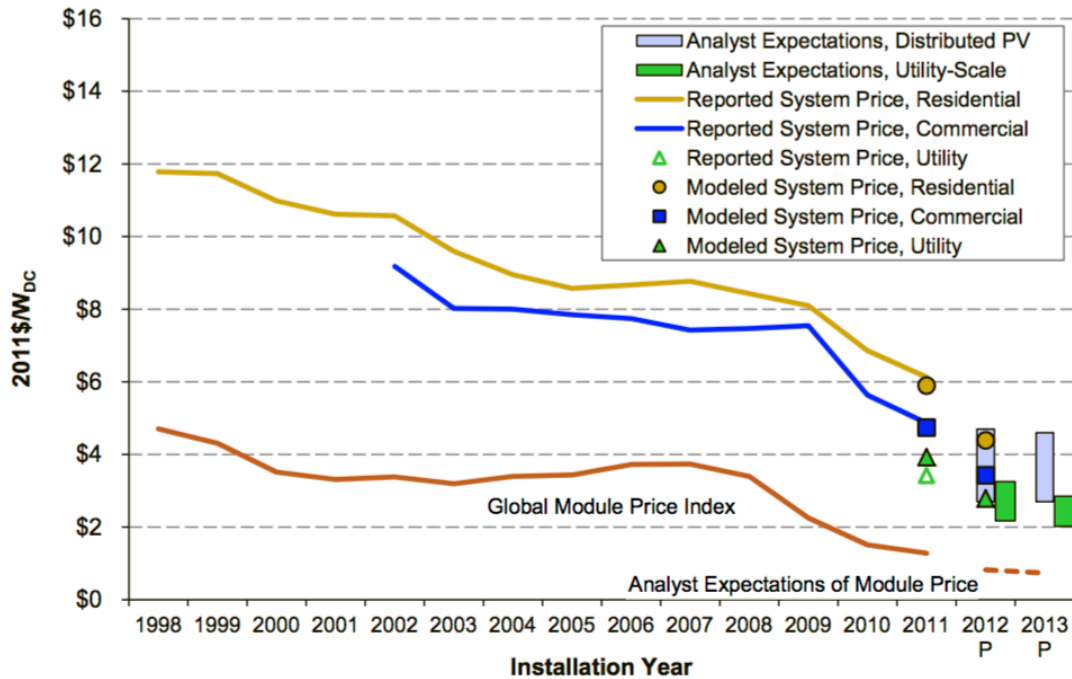


Abbildung 12: Anlagepreis in den USA (Quelle: SunShot, U.S. Department of Energy 2012, S.vi)

Da aber Anlagenpreise für unterschiedliche Kapazitätsgrößen schwer zusammenzufassen sind, werden in dieser Arbeit nur die Preise für Anlagen mit einer Kapazität kleiner oder gleich 10 Kilowatt (kW) und durchschnittliche Modulpreise in acht europäischen Staaten präsentiert. Die Daten stammen vom International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS). Im Anhang 1 werden die Daten mit ihren Quellen detailliert zusammengefasst. IEA-PVPS führte, im Rahmen von „Task 1“, in unterschiedlichen Staaten jährliche Befragungen von heimischen Modulherstellern, Lieferanten, PV-Installationsunternehmen und Großhändlern von PV-Anlagen durch. Somit erhält man einen Moduldurchschnittspreis, der aus heimischen und importierten Modulen im jeweiligen Staat ausgerechnet wurde und einen Anlagendurchschnittspreis, der sich in dieser Arbeit, aufgrund der Vollständigkeit der Daten, auf die Kapazitäten die kleiner oder gleich 10kW beschränkt. Die Preise sind ohne Umsatzsteuer angegeben.

		Anlagepreis (€/Wp)	Modulpreis (€/W)	BOS
Österreich	2009	4,370	2,250	2,120
	2010	3,680	2,000	1,680
	2011	2,970	1,450	1,520
	2012	2,216	0,940	1,276
	2013	1,934	0,750	1,184
	2014	1,752	0,670	1,082
Deutschland	2009	3,255	2,000	1,255
	2010	2,842	1,893	0,949
	2011	2,147	1,456	0,691
	2012	1,751	0,923	0,828
	2013	1,698	0,752	0,946
	2014	1,640	0,642	0,998
Italien	2009	4,500	2,200	2,300
	2010	4,000	1,500	2,500
	2011	3,200	1,000	2,200
	2012	2,400	0,700	1,700
	2013	2,200	0,650	1,550
	2014	1,670	0,550	1,120
Frankreich	2009	6,900	2,000	4,900
	2010	5,900	1,660	4,240
	2011	3,900	0,910	2,990
	2012	3,700	0,720	2,980
	2013	3,600	0,650	2,950
	2014	3,500	0,600	2,900
Niederlande	2009	3,400	2,300	1,100
	2010	2,800	2,100	0,700
	2011	2,400	1,920	0,480
	2012	1,525	1,350	0,175
	2013	1,420	0,948	0,473
	2014	N/A	N/A	N/A
Dänemark	2009	4,366	2,620	1,746
	2010	3,357	1,678	1,679
	2011	2,886	1,342	1,544
	2012	2,687	1,075	1,612
	2013	2,145	1,006	1,139
	2014	N/A	N/A	N/A
Schweden	2009	6,594	4,710	1,884
	2010	6,292	2,831	3,461
	2011	3,567	2,105	1,462
	2012	2,494	1,632	0,862
	2013	1,931	1,121	0,810
	2014	N/A	N/A	N/A
Spanien	2009	N/A	N/A	N/A
	2010	N/A	N/A	N/A
	2011	2,7	N/A	N/A
	2012	2,6	0,7	1,900
	2013	2,4	0,65	1,750
	2014	2,2	0,6	1,600

Tabelle 2: Modul- und Anlagepreise zwischen 2009 und 2014 in acht europäischen Staaten (Quelle: Siehe Anhang 1)

Wenn wir uns die Modulpreise (Abbildung 13) aus den acht europäischen Staaten anschauen, so können wir zu dem Entschluss kommen, dass es in der Periode zwischen 2009 und 2013/2014 zu einer gewissen Marktintegration kam. Das bedeutet, dass sich der Unterschied zwischen den Modulpreisen in den späteren Jahren signifikant verringert hat. Eine mögliche Erklärung dafür liegt im Durchbruch der billigeren Module, die meistens von chinesischen Herstellern stammen und der Lerneffekte selbst. Der Modulpreis in Europa ist im Durchschnitt zwischen 67% und 74% gesunken. Frankreich weist, gefolgt von Italien und Spanien, im Durchschnitt die niedrigsten Modulpreise zwischen 2009 und 2014 auf, während Schweden und Niederlande die höchsten Durchschnittspreise aufweisen. Es ist also zu erkennen, dass sich die Staaten in 2014 und teilweise in 2013 - mit Ausnahme von Schweden und Dänemark - kaum noch in ihren Modulpreisen unterscheiden. Auf jeden Fall

kann man zum Schluss kommen, dass der Modulpreis einen positiven Einfluss haben wird. Das heißt, dass der Anlagepreis steigen wird falls der Modulpreis steigt.

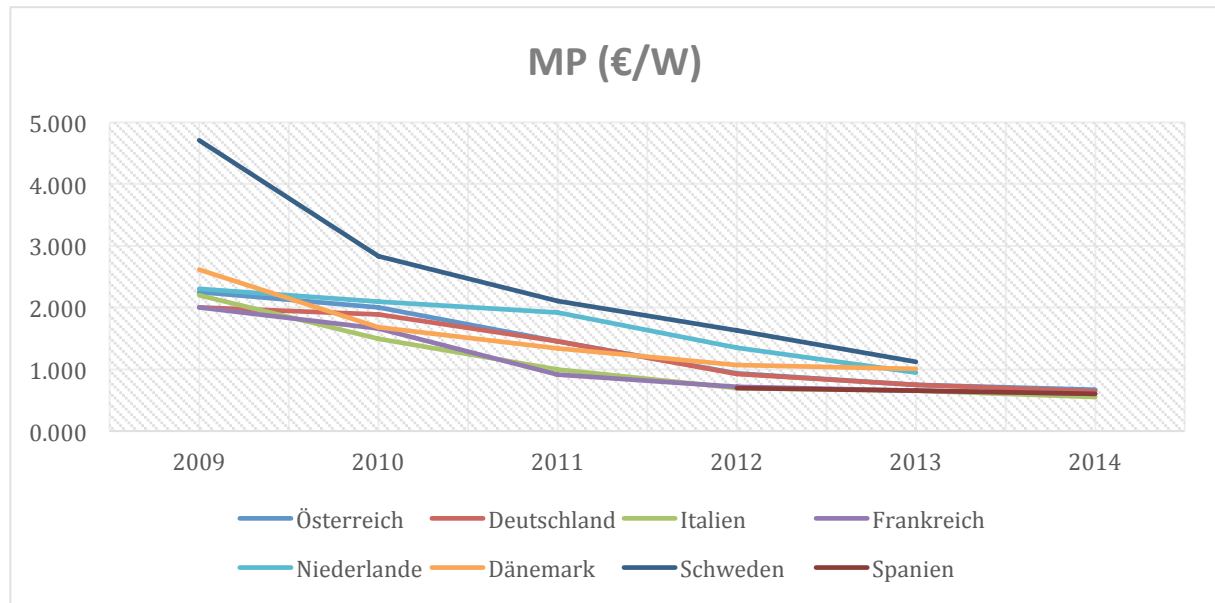


Abbildung 13: Modulpreise zwischen 2009 und 2014 (Quelle: Daten aus der Tabelle 2)

Die Tatsache, dass Frankreich und Italien niedrigere Modulpreise als Deutschland haben, ist äußerst interessant und teilweise paradox, da in Deutschland mehr Modulhersteller ansässig sind als in jedem anderen europäischen Land. Implizit deutet das auf die Abwesenheit des technologischen „spill-over“- Effekts hin. Es stellt sich somit die Frage, ob dies, neben den BOS-Kosten - die gewissermaßen die Effizienz der Förderungspolitik widerspiegeln, auch für Module gelten kann? Es kann auf jeden Fall, aufgrund der oben gezeigten Daten, zusammengefasst werden, dass der Modulmarkt in den letzten sechs Jahren wesentlich integriert wurde

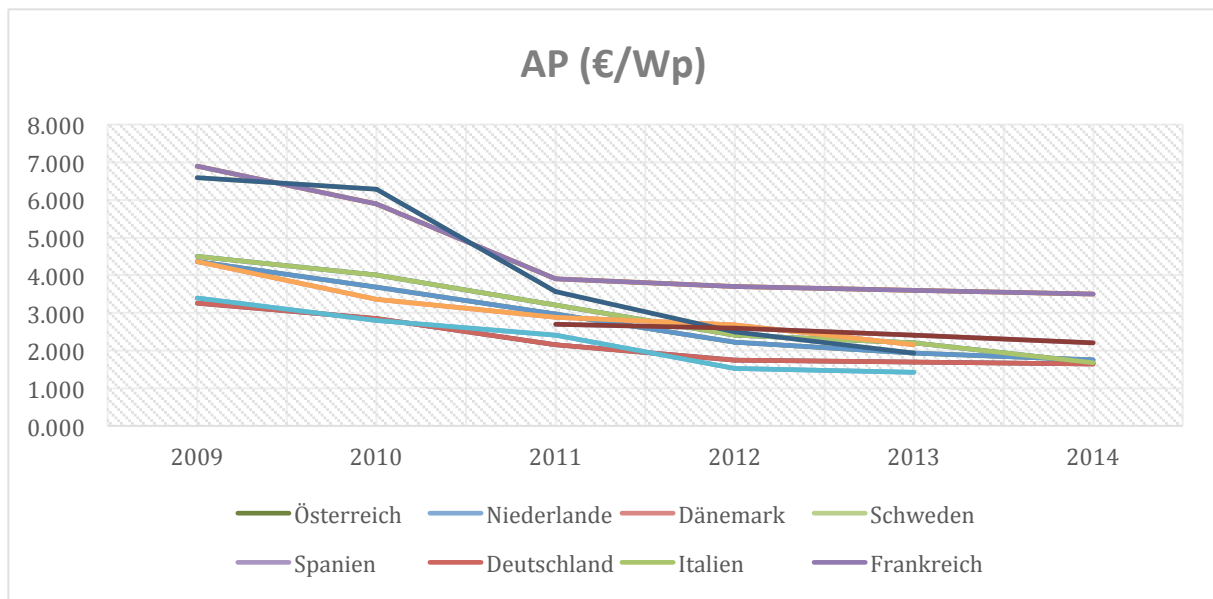


Abbildung 14: Anlagepreise 2009-2014 (Quelle: Daten aus der Tabelle 2)

Die Anlagepreise weisen, ebenso wie die Modulpreise, einen negativen Trend in allen Staaten auf (Abbildung 14). Obwohl durch die Anlagenmärkte eine gewisse Marktintegration geschaffen wurde, ist diese so nicht offensichtlich und die Unterschiede zwischen den Anlagepreisen sind größer als bei den Modulpreisen. Wie schon in Kapitel 4.3. erwähnt, ist der Anlagemarkt mehr lokalspezifisch und dies kann wohl Grund für solch eine Diskrepanz sein. Interessanterweise hat Frankreich sehr hohe Anlagenpreise, obwohl hier gleichzeitig sehr niedrige Modulpreise vorzufinden sind. Die niedrigsten Anlagenpreisen findet man in den Niederlanden, Deutschland, Österreich und Schweden.

In Abbildung 15 kann man keinen generellen Trend für die oben genannten europäischen Staaten erkennen, außer, dass es in manchen Jahren - z.B. 2010-2011 in Deutschland - zu sehr starken Schwankungen gekommen ist. Nachdem wir den arithmetischen Durchschnitt der Anlagen- und Modulpreisen ausrechnen und diese voneinander abziehen, erhalten wir den Durchschnittswert von BOS. Somit lässt sich erkennen, dass Frankreich, Italien und Spanien einen sehr hohen Anteil von BOS in ihren Anlagepreisen haben (unterer Teil der Abbildung 15). Ob dies ein Zeichen von ineffizienter Förderungspolitik ist, steht an dieser Stelle immer noch offen, aber für jene Staaten, die massive Unterstützung für Solarstrom

beziehen, ist es unlogisch, dass, aus Sicht eines Anlageinvestors, Modulkosten unbedeutender als BOS-Kosten sind. Im Fall von Österreich, Deutschland und Dänemark gibt beinahe eine Normalverteilung zwischen den Modulpreisen und BOS.

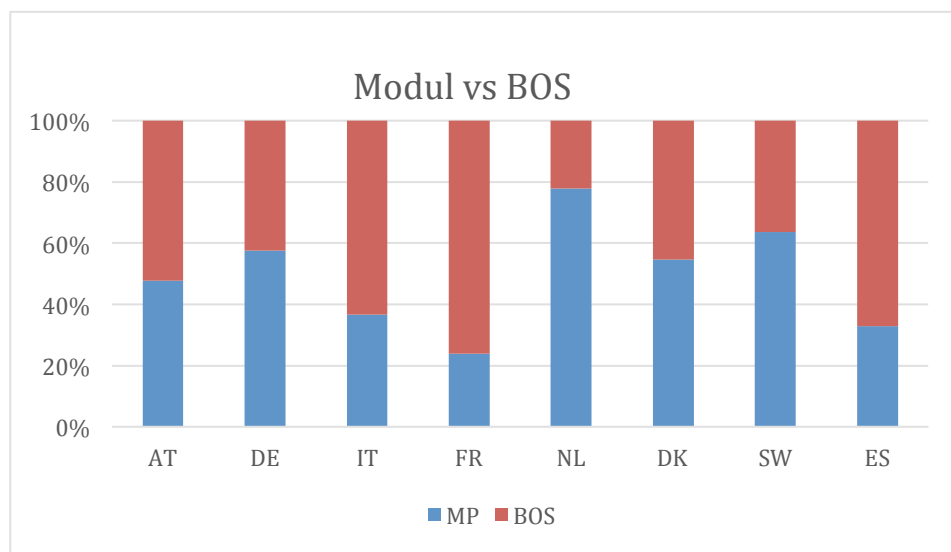
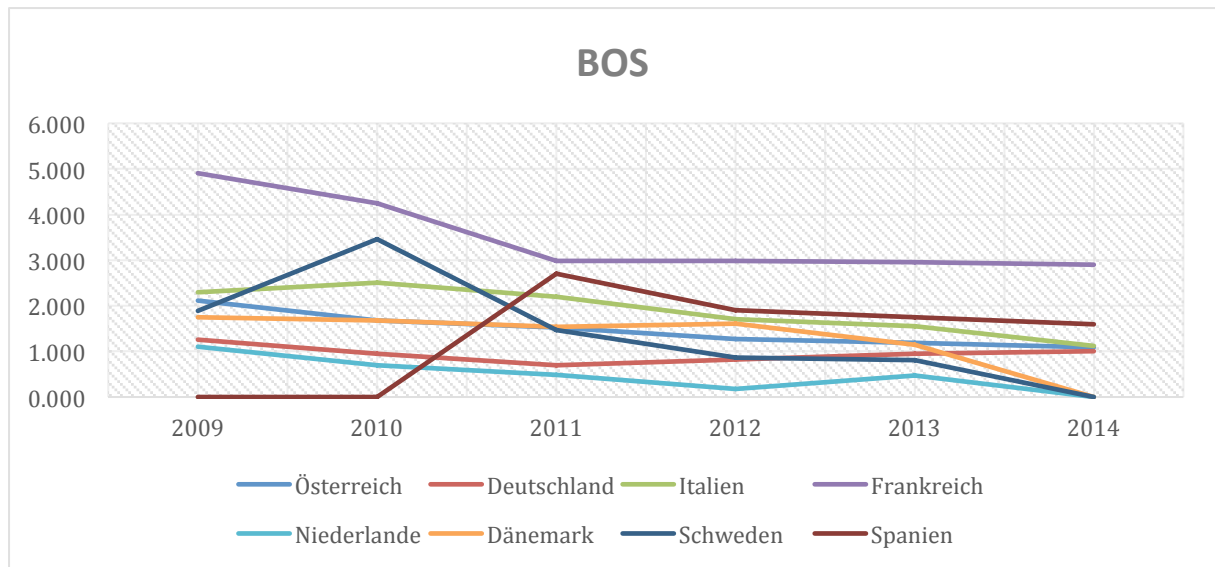


Abbildung 15: BOS vs Modulkosten (Quelle: Daten aus der Tabelle 2)

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass gewisse Lerneffekte am PV-Markt aufgetreten sind und es dadurch zur Produktionskostensenkung kam - damit wurde der Preis für potenzielle Investoren am PV-Markt wesentlich geringer.

In welchem Ausmaß Lerneffekte mit staatlichen Unterstützungsprogrammen korrelieren, ist nicht Thema dieser Arbeit, jedoch spielen Förderungen eine bedeutende Rolle in diesem Zusammenhang.

Im Fall, dass Förderungen nicht in der Lage sind, sich im Rahmen der PV-Technologiekostensenkung, nicht nur von BOS-Kosten sondern auch von Modulkosten, anzupassen, kommt es zu einer ineffizienten Förderungspolitik die ihren Hauptzweck nicht erfüllen wird. Mögliche Konsequenzen einer gescheiterten Förderungsmaßnahme könnten sich jedoch positiv auf die PV-Anlagepreise auswirken.⁵¹

Für einen Anlageinhaber kleinerer Wohn PV-Anlagen machen Modulkosten den größten Anteil der Gesamtkosten (50-70%) aus. Ob hohe BOS-Kosten tatsächlich ein Hinweis auf eine ineffiziente Förderungspolitik sein können ist immer noch fragwürdig. Falls Förderungen in einem Staat hoch sind, können höhere Preise für gewisse Leistungen (z.B. Design, Installation etc.) verlangt werden. Ob es einen positiven Zusammenhang zwischen Anlagepreis und Förderungen geben wird, wird im empirischen Teil dieser Arbeit bearbeitet.

⁵¹ Vgl. IRENA (2012:S.22)

5. Staatliche Förderungen

Ziel dieses Kapitels ist, allgemeine Eigenschaften - meist angewandte Unterstützungsarten - für erneuerbare Energie zu präsentieren. Unter Unterstützung erneuerbarer Energie werden vor allem Förderungen und Selbstkonsummaßnahmen, die unter bestimmten Umständen als Förderungen bezeichnet werden können, verstanden. Dabei wird sich diese Arbeit ausschließlich auf jene Förderungen konzentrieren, die am Strommarkt für die Stromproduktion aus PV-Anlagen eingesetzt werden. Der Gesetzgeber schafft gewisse formale und gesetzliche Rahmenbedingungen, die aber ökonomischen Prinzipien nicht folgen. Deswegen trifft den Staat eine Vielzahl an Herausforderungen, wie z.B. Kostenkontrolle, Umverteilungsgefahr, Institutionelle Herausforderung etc. Weiters werden in diesem Kapitel die Haupt- und Nebenförderungsarten beschrieben. Am Ende werden die relevantesten Förderungszahlen präsentiert.

57% der in 2013 weltweit ausgegebenen Förderungen für erneuerbare Energie wurden alleine in Europa investiert. Von insgesamt 52 Milliarden Euro (Mrd. EUR) wurden mehr als 22 Mrd. EUR für PV und 11 Mrd. EUR für Windenergie ausgegeben. Diese Investitionen beweisen den signifikanten Anstieg - im Vergleich zu 2012, wo lediglich 40 Mrd. EUR ausgegeben wurden, 14,7 Mrd. EUR für PV und 10,1 Mrd. EUR für Windenergie (onshore).⁵²

Die Verwendung von konventionellen Rohstoffen könnte einen negativen Einfluss auf die Umwelt haben (negative Externalität). Dieses Phänomen kommt dann vor, wenn private Kosten, gemeinsam mit Externalitäten, höher sind als soziale Kosten. Falls private Lösungen (Verhandlungen) hier keine optimale Lösung mehr anbieten können, z.B. aufgrund hoher Transaktionskosten oder nicht klar geregelten Eigentumsrechten im Coase Theorem, greift der Staat mit eigenen Mitteln ein, wie z.B. Pigou Steuer oder TGC, die in Kapitel 2 näher beschrieben wurden. So wird die Energieeffizienz erhöht und die Emission reduziert.⁵³

Andererseits kann der Staat die Verbreitung der erneuerbaren Quellen unterstützen. Um in der Lage ist hohe technologische Kosten der erneuerbaren Energie und Marktbarrieren zu

⁵² Vgl. IEA (2014:S.5), URL: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/eu-energy-subsidies--eur-40-billion-for-renewables_100016782/#axzz4HL30LSbx (Stand: 31.05. 2016)

⁵³ Vgl. Mankiw und Taylor(2006: S.189-202)

entfernen, sollte entweder die Forschung & Entwicklung (F&E) der erneuerbaren Technologie („technology push“) oder die Nachfrage für erneuerbare Energie („market pull“) unterstützt werden. Dabei können der Staat und seine Förderungspolitik eine wichtige Rolle spielen. Diese Arbeit beschäftigt sich ausschließlich mit „market pull“-Förderungen, da hierbei das Ziel verfolgt wird, kurzfristige Konsequenzen der Förderungspolitik zu hinterfragen. Ein großes Problem, aus Sicht des Staates, stellt die Bildung effizienter Förderungspolitik dar. Diese sollte staatliche Ausgaben und Ausgaben der Energielieferanten minimieren, unter der Annahme, dass sie einen Anreiz für Investoren gibt und damit langfristig die Verbreiterung erneuerbarer Energie ermöglichen kann. Deswegen lassen sich heute mehrere Arten von Förderungsstrategien unterscheiden, die nicht nur staatspezifisch, sondern auch regionalspezifisch sind.⁵⁴

Nach der Definierung klarer Regeln (Gesetze) und Förderungsarten, die wiederum administrativ und politisch unterstützt werden müssen, muss die Förderungspolitik mehrere Herausforderungen überwinden, um effizienter zu werden. Die erste Herausforderung wäre eine gute Kostenkontrolle unter dynamischer Optimierung, die eine Flexibilität und Fähigkeit der Anpassung an Markt- und Technologieentwicklungen ermöglicht. Die Förderungskosten sollten auch in Koordination mit Energielieferanten abgeklärt werden, weil jene den Strom aus erneuerbarer Energie kaufen müssen. Wiederum hängen die Kosten sehr stark von der Technologie und der Verfügbarkeit der Ressourcen ab; der Sonnenstrahlung im Fall von Photovoltaik oder Wind im Fall von Windkraftwerken. Unter Anpassung werden sowohl eine neue Zielsetzung und Tarifdefinierung, nachdem Ursprungsziele erreicht oder verfehlt worden sind, als auch das „Tracking“ von technologischen Lerneffekten verstanden.⁵⁵

Die zweite Herausforderung stellt das Verhindern ungerechter Umverteilung dar. Zur Umverteilung kann es dann kommen, wenn der Staat versucht, zu hohe Lasten mit jenem Teil der Gesellschaft auszugleichen, der keine Energie aus erneuerbaren Quellen produziert. Im Regelfall finanzieren Staaten die Verbreitung erneuerbarer Energie durch Steuern oder Energielieferanten, die einen besonderen Aufschlag auf die Stromrechnung der Stromkonsumentinnen und -konsumenten zuschreiben. Dadurch kann es zur Erhöhung der Strompreise und sogar zu großen Wohlfahrtsverlusten kommen. Deswegen sollte das

⁵⁴ Vgl. ECOFYS (2014:S.1-29), MIT (2015:S.207ff)

⁵⁵ Vgl. ECOFYS (2014:S.1-29), Haas et.al (2010:S.1010ff)

Förderungsbudget seine Stabilität aufbewahren und seine Finanzierungsstrategie flexibel gestalten.⁵⁶

Die dritte Herausforderung bezieht sich auf die Aufhebung institutioneller Barrieren (Kapitel 2.2.) - darunter versteht man vor allem die Integration erneuerbarer Energie im Stromnetz mittels guter Netzkoppelungsstrategie, die den Konsumentinnen und Konsumenten billigeren Verbrauch, mittels merit-order Effekt, ermöglichen könnte.⁵⁷

Der Staat muss somit eine große Anzahl von Herausforderungen lösen. Da aber Energielieferanten die größte Last einer Förderungspolitik tragen, sollten nationale Lösungen in Kooperation mit Energielieferanten festgesetzt werden, um eine Kostenkontrolle, die wiederum Lerneffekte nicht vernachlässigen darf, der Förderungen zu schaffen. Für die Staaten der Europäischen Union besteht eine zusätzliche Koordinationsherausforderung zwischen nationalen Zielen und Zielen der Europäischen Union, was zu zusätzlichen Problemen, besonderes im administrativen Bereich, als auch im Kostenkontrollbereich führt.

5.1 Unterscheidungskriterien

Heutzutage unterscheidet man ungefähr zwischen fünfzehn Förderungsarten die zur Verbreitung erneuerbarer Energie und Investitionsanreizen beitragen. Jede Art zeigt unterschiedliche Auswirkungen auf die Verbreitung, den Preis der erneuerbaren Energie und die Quantität der installierten Kapazitäten. Deswegen ist es notwendig, die Förderungsarten möglichst detailliert und genau zusammenzufassen, um die einzelnen Unterscheidungskriterien besser zu verstehen.

Im Allgemeinen können die Förderungsarten nach vier Kriterien unterteilt werden. Das erste Kriterium bezieht sich auf die Art der Auswirkung (Stimulation) der Förderungspolitik. So können wir zwischen direkter und indirekter Förderungspolitik unterscheiden. Ersterwähnte hat eine unmittelbare und sofortige Auswirkung auf die Verbreitung erneuerbarer Energie, während die indirekte Förderung gewisse Rahmen,

⁵⁶ Vgl. ECOFYS (2014:S.1-29), Andor et.al (2015:S.106ff)

⁵⁷ Vgl. ECOFYS (2014:S.1-29)

die Investitionen in die Verbreitung installierter Kapazitäten ermöglichen, schafft. So können indirekte Förderungen die Industrien, die konventionelle Quellen benutzen, durch Umweltsteuern „belästigen“ oder durch die Verkürzung bürokratischer Prozesse - Senkung von Transaktionskosten - das Investitionsverhalten in Kapazitäten erneuerbarer Energien ankurbeln.⁵⁸

Das zweite Kriterium bezieht sich auf die gesetzliche Grundlage einer Förderungspolitik, d.h. ob überhaupt eine Förderungspolitik gesetzlich geregelt ist oder sie nur auf freiwilliger Basis und Zahlungsbereitschaft beruht. Unter den bedeutendsten freiwilligen Förderungen fallen unterschiedliche Donationsprogramme, „grüne“ Tarife und auch online- Geldsammlungen für „grüne“ Projekte.⁵⁹

Das dritte Kriterium unterscheidet eine Förderung danach, ob der Anlageninhaber, von erneuerbarer Technologie, pro Einheit der installierten Kapazität (€/MW) oder pro erzeugter Leistung (€/MWh) ausbezahlt wird. Für erstere gelten investitionsfokussierte Förderungen und für zweite produktionsfokussierte Förderungen.⁶⁰

Das vierte Kriterium unterscheidet zwischen Preis- und Quantität- getriebene Förderungen, die, laut ökonomischer Theorie, zum selben Ergebnis - erzeugter Strom und die Summe installierter Kapazitäten sollten in beiden Fällen gleich sein - führen sollten. Dieses Unterscheidungskriterium wird aber oft nur für direkte Förderungen angewandt und Preis- und Quantität- getriebene Förderungen lassen sich wiederum nach dem dritten Kriterium unterscheiden. Im Falle einer Preis- getriebenen, auch „price driven“ genannt, Förderung, setzt der Staat den Preis entweder für den ins Netz geschossenen Strom oder den Preis für installierte Kapazität fest. Erstere sind Förderungen, die „grüne“ Stromproduzenten entweder mit fixen Auszahlungen oder Prämien - per erzeugte Energieeinheit - unterstützen und in ausgegebene monetäre Einheit per Kilowattstunde (kWh) ausgedrückt werden (€/kWh, \$/kWh..). Solche Förderungen könnten aber in bestimmten Situationen, theoretisch, zu negativen Strompreisen führen. Sehr viel Strom, bezogen von erneuerbaren Quellen, wird in das Stromnetz geleitet, in jener Zeit, in der die Stromnachfrage gering ist. Für PV-Anlagen

⁵⁸ Vgl. Haas et.al (2010:S.1011-1016)

⁵⁹ Vgl. URL: <http://www.wri.org/blog/2014/01/how-green-tariffs-can-benefit-utilities-and-consumers> (Stand:02.06.2016) , Haas et.al (2010:S.1012)

⁶⁰ Vgl. Haas et.al (2010:S.1011-1016)

kann das aber selten der Fall sein, weil sie fast regelmäßig, in peak Zeiten, Strom ins Netz liefern. Die bekanntesten Förderungen dieser Art sind: Feed in Tariff (FIT), fixed FIT, Feed in Premium (FIP). Die zweite Art preisgetriebener Förderungen unterstützt Investitionen in Kapazitäten erneuerbarer Energie durch Investitionsbegünstigungen, Steuerkredite, Darlehen und Kreditprogramme mit kleinerer Verzinsung. Diese Förderungen sind in ausgegebener monetärer Einheit per kW ausgedrückt (€/kW, \$/kW). Im Falle einer kapazitätsfreudigen Förderung besteht die Gefahr von Überdimensionierung von Kapazitäten (overcapacity Problem).⁶¹

Im Gegensatz zu preisgetriebenen Förderungen, die weder für die installierte Kapazität noch für die Stromproduktion Obergrenzen haben, setzt man bei quantitätsgetriebenen Förderungen „grüne“ Stromquantität, die sich am Markt in einem bestimmten Zeitpunkt befinden sollte, voraus. Die bekanntesten Arten sind hier: Tradable Green Certificates (TGC) und Ausschreibungen für langfristige Verträge.⁶²

5.2 Meist angewendete Förderungsarten für PV in Europa

Im Durchschnitt wandte ein EU-Mitgliedstaat im Jahr 2000 nur eine Art von Förderungspolitik bei der Stromproduktion - Hydro, Wind, PV, Biomasse, etc. - an. Elf Jahre später wurden bereits bis zu drei verschiedene Förderungsstrategien angewandt. Der Staat kann auch in den letzten Jahren zwischen Haupt- und Nebenförderungsarten unterscheiden, wobei die Hauptförderungsarten meistens FIT, FIP, TGC und Ausschreibungen (Tender) sind. Unter die Nebenförderungsarten fallen der Investitionszuschuss (grant), steuerliche Begünstigungen und andere kleine finanzielle Unterstützungen. Deswegen kann der Staat heutzutage dem „grünen“ Anlageninvestor eine Auswahl darüber überlassen, welche Förderungsart er annehmen wird. In 2015 und dem letzten Quartal aus 2014 sind die meisten angewandten Förderungen FIT, FIP und das grüne Zertifikat (TGC). In den letzten Jahren kam es zur Durchdringung anderer Unterstützungsmaßnahmen, die nicht unbedingt als Förderung gesehen werden. Dies führte zu weiteren Diversifikationen im PV-Markt und in manchen Staaten, wie z.B.

⁶¹ Vgl. Haas et.al (2010:S.1011-1016), MIT (2015:S.209-226), ECOFYS (2014:S.30-33), Haas et. al (2010:S.2187)

⁶² Vgl. Haas et.al (2010:S.1011-1016)

Spanien, Italien, Dänemark und Niederlande. Dort nahmen sie die Führungsrolle im Bereich der PV-Unterstützung ein. So brachten Net Metering bzw. Net Billing, als Teil von Selbstkonsumunterstützungsmaßnahmen, neuen Schwung und Dynamik in den PV-Markt.⁶³

Eine große Anzahl an unterschiedlichen Förderungen ermöglicht dem Staat eine Förderungspolitikdiversifikation. Das bedeutet, dass für eine Technologieart eine Vielzahl an unterschiedlichen Förderungen angewandt werden kann.

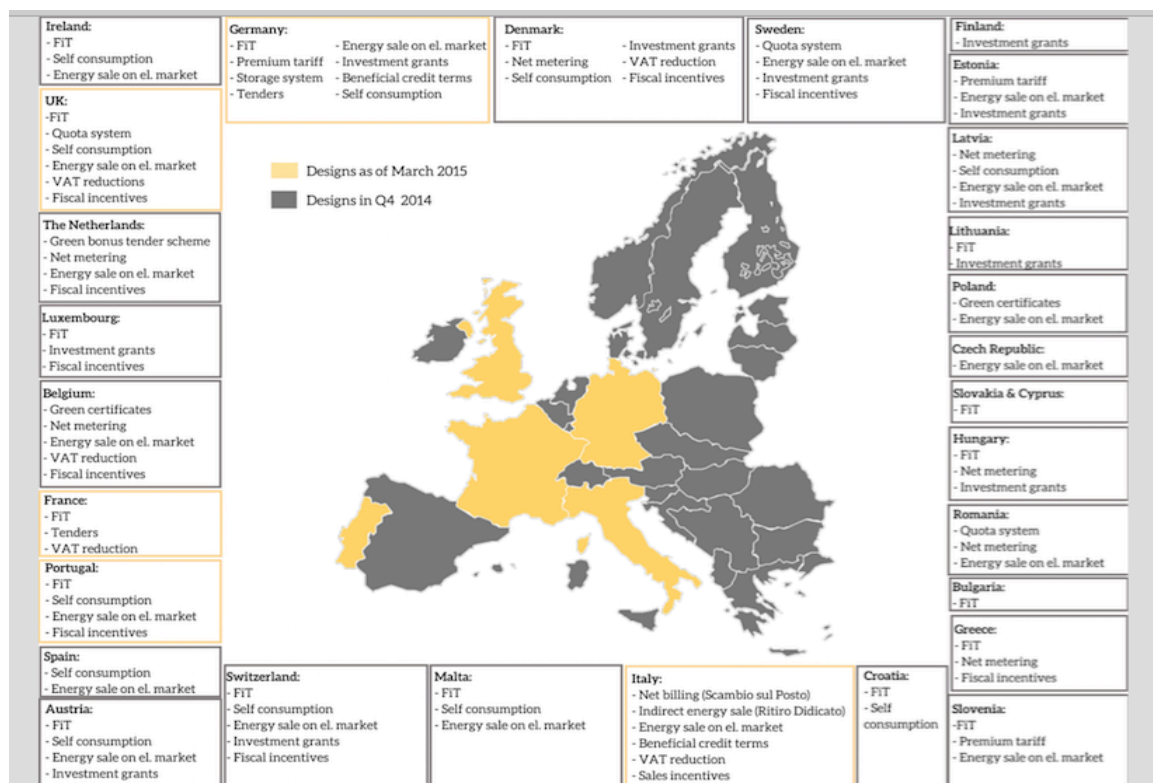


Abbildung 16: Förderungsstrategien in Europa 2014/2015 (Quelle: Solar Power Europe, URL: <http://solarpowereurope.org/media/downloads/> (Stand:15.08.2016))

⁶³ Vgl. Kitzing et al (2012:S.197f), EPIA (2013:S.2ff)

Der Trend in den letzten zehn Jahren deutet auf eine Diversifikation der Unterstützungspolitik für „grüne“ Stromproduktion hin, was zu weiteren Investitionen in erneuerbare Energie führen könnte.

Werden die Central European Energy Regulators (CEER) Reports zwischen 2009 und 2013 analysiert und die Förderungspolitik zwischen den Staaten verglichen, kann zu dem Entschluss gekommen werden, dass Förderungsmaßnahmen, die für die größten Ausgaben „grüner“ Stromerzeugung, aus Sicht des Staates, zuständig sind, wie FIT, FIP, TGC und Ausschreibungen (tendering), dabei den größten Betrag ausmachen. Das trifft auch auf jenen Strom zu, der von PV stammt. Die meisten EU-Länder implementieren entweder FIT, z.B. Spanien, Griechenland, Portugal, Österreich, TGC (Belgien, Rumänien, Polen), Ausschreibungen für FIT oder FIP (Frankreich) oder FIP (Niederlande) als Haupt- und einzige Förderungsmaßnahme. Manchmal wurde FIT mit TGC kombiniert, wie im Fall von Großbritannien, oder in Kombination mit FIP, wie in Deutschland, der Tschechischen Republik oder Italien.⁶⁴

Was stellen aber FIT, FIP, TGC und Ausschreibungen (Tenders) überhaupt dar? Welche Vorteile und Nachteile haben diese Arten von Förderungen? Welche Kriterien erfüllen sie? Auf diese Fragen sollte man zuerst eine Antwort geben, bevor man zur Quantifizierung von Förderungen kommt.

Feed in tariff oder fixed feed in tariff (FIT) stellen eine im Gesetz verankerte, direkte, preisgetriebene Förderung - für bestimmte Vertragsdauer, normalerweise zwischen dreizehn und zwanzig Jahre - dar. Das heißt, dass der Staat den fixen Preis (fixe Vergütung), der nach der Inflation nicht korrigiert und jedes Jahr (oder in kürzeren Abständen) neu angepasst wird, für jede Einheit produzierten Strom - egal ob sie ins Netz weitergeleitet wurde oder durch Eigenverbrauch verloren gegangen ist - den Anlageninhabern garantiert. Die Vergütung wird von Energielieferanten ausbezahlt - und zwar über einen Aufschlag auf die Stromrechnungen von Stromkonsumentinnen und -konsumenten. Der Preis beläuft sich auf pro Einheit erzeugten Strom (Euro pro Megawatt Stunde €/MWh) und ist fix und unabhängig von der Höhe des Strompreises und oft viel höher als der Markt- und Großhändlerpreis. Das impliziert, dass der Wert dieser Förderungsart am höchsten ist, wenn der Strommarktpreis am niedrigsten ist. Aus der

⁶⁴ Vgl. CEER(2011:S.9ff), CEER(2013:S.16ff), CEER (2014:S.17ff)

Perspektive eines Anlageinvestors stellt FIT die risikoloseste Art von Förderungen dar, weil dadurch ein relativ stabiler Cash-Flow ermöglicht wird und sie unabhängig von Stromnachfrage, -angebot und anderen Marktmechanismen ist. Andererseits stellt FIT für den Staat und die Energielieferanten, die den Strom über den FIT Vertrag kaufen müssen, nicht die optimale Lösung dar, weil sie hohe Kosten verursachen kann. FIT kann unterschiedliche Förderungspreise (Vergütungen) zwischen den Staaten und sogar innerhalb eines Staates aufweisen. Deswegen kommt es manchmal zu großen Strompreisunterschieden in der EU - sogar innerhalb eines Staates, falls der FIT- Preis regionalspezifisch geregelt ist. Einerseits bedeutet dies, dass der garantierte Preis vom Staat nicht den vollständigen Wert der FIT-Förderung darstellt, weil die Risikostreuung und der Risikoschub von „grünen“ Produzenten nicht betrachtet und miteinkalkuliert werden kann. Das bedeutet, dass die Schaffung von Rahmenbedingungen, um ein risikolose Investition durchzuführen zu können, miteinkalkuliert werden sollte. Andererseits deutet das auf eine schwache Kostenkontrolle der FIT-Förderung hin. Da FIT die fixe Leistung (produzierte MWh) einer Anlage nicht absichern kann, verfehlt sie gewissermaßen eine Liberalisierung und Dezentralisierung des Strommarktes zu schaffen, obwohl andererseits Lerneffekte beschleunigt und damit Kosten von erneuerbarer Energie gesenkt werden können. Deswegen ist diese Art von Förderung für jene Technologien geeignet, die sich in frühen Phasen der technologischen Entwicklung befinden, was oft als dynamische Effizienz bezeichnet wird.⁶⁵

FIT muss nicht immer einen fixen Preis für produzierten „grünen“ Strom auszahlen. Je nachdem, ob der Preis angepasst und korrigiert werden kann - während der Vertragsdauer oder in Zusammenhang mit bestimmten Marktindikatoren (z.B. Gaspreis) oder zeitabhängig (Tag-Nacht, peak- off-peak) - unterscheidet man zwischen angepasster FIT, indexierter FIT und zeitabhängiger FIT. Für diese Arbeit ist nur die fixe FIT relevant, da im Solarstrom solch eine Art von FIT meistens verwendet wurde bzw. noch immer verwendet wird.⁶⁶

Da das Risiko bei FIT- Förderungen einzig und alleine bei den Marktteilnehmern, die nicht „grünen“ Strom produzieren, liegt, versucht man dies mit Feed in Premium (FIP) Förderungen zu korrigieren. Bei dieser Förderung bekommen Anlageinhaber einen fixen

⁶⁵ Vgl. MIT(2015:S.212-214), ECOFYS(2014:S.34-38), Kitzing et.al (2012:S.194)

⁶⁶ Vgl. Kitzing et.al (2012:S.194)

Aufschlag (Premium) auf den Marktstrompreis, sobald sie den Strom produzieren. Diese Aufschläge werden in Theorie als Externalitätskosten interpretiert; und damit wird versucht, eine Wettbewerbsfähigkeit, falls Produktionskosten gleich oder kleiner gleich der Summe von Strommarktpreisen und Externalitätskosten sind, von erneuerbarer Energie zu schaffen. Mit einem fixen Preisaufschlag auf den Strompreis wird ein Teil des Marktrisikos auf die Produzenten des „grünen“ Stroms überwiesen, da die Höhe der Förderung indirekt vom Strommarktpreis abhängt. Wie FIT ist auch FIP eine gesetzlich verankerte, direkte, preisbezogene Förderung, die eine Auszahlung pro Einheit erzeugten Strom (€/MWh) abgibt. Die Förderungskosten werden, genau wie im Fall von FIT, an Energielieferanten bzw. Stromendkonsumentinnen und -konsumenten weitergeleitet. Je nachdem wie der Förderungsaufschlag festgelegt wird, wird zwischen fixer und anpassender (adjusted) FIP unterschieden. Im Allgemeinen lässt sich sagen, dass, im Vergleich zu FIT, FIP ein höheres Risiko für Anlageinhaber von erneuerbarer Technologie ist.⁶⁷

Falls der Preisaufschlagswert durch eine langfristige Schätzung des Strompreises bestimmt wird, spricht man von fixer FIP. Die Höhe des Aufschlags ist dabei über dem gesamten Zeitraum fix - zumindest laut Theorie - obwohl es manchmal, durch Gesetzesänderungen, auch zu Premiumänderungen kommen kann. Da der Aufschlag auf Basis vom langfristigen Strompreis berechnet wird, werden kurzfristige Strompreisvolatilitäten nicht in Betracht gezogen und damit das Risiko auf die Anlageinhaberseite geschoben. Es besteht die Möglichkeit einer Unterzahlung des Anlageinvestors falls der Strompreis zu hoch wird, aber auch eine Überzahlung, falls der Strompreis zu niedrig wird, was aus Sicht des Staates weit von der optimalen Lösung entfernt liegt. Deswegen setzt man gewisse Unter- und Obergrenzen (floor & cap) fest, um der Über- und Unterzahlungsgefahr ausweichen zu können.⁶⁸

Das anpassende (adjusted) FIP hat, im Vergleich zur fixen FIP, ein Premium, welches sich mit dem Strommarktpreis ändert. Damit ist das Risiko für Anlageinhaber erneuerbarer Quellen wesentlich kleiner, als im Fall von fixer FIP, weil das Risiko hier ständig angepasst und für beide Parteien, Staat und Anlageinvestor, fairer aufgeteilt ist.⁶⁹

⁶⁷ Vgl. ECOFYS(2014:S.34-38), Haas et.al (2010:S.1011), Kitzing et.al(2012:S.195)

⁶⁸ Vgl. ECOFYS(2014:S.38-41), Kitzing et.al(2012:S.195)

⁶⁹ Vgl. Kitzing et.al(2012:S.195), ECOFYS (2012:S.40)

Es gibt viele Gemeinsamkeiten zwischen FIT und FIP, aber wenn es um die Risikoverteilung zwischen Staat und Anlageinhaber erneuerbarer Quellen geht, kann zusammengefasst werden, dass FIT, trotz ihrer Variationen, ein viel höheres Risiko für Staat und Energielieferanten auslöst, weil einerseits der Preis, der dem Inhaber erneuerbarer Quellen gegeben wird, unabhängig von Strommarktpreis ist und andererseits, aus Sicht des Staates und der Energielieferanten, es zu hohen Kosten führen kann. FIT und FIP sind mehr für Technologien, die sich am Anfang eines technologischen Lebenszyklus befinden und hohe Kosten haben, geeignet, weil sie den Investoren relativ gute und stabile Preise geben und damit wird die Nachfrage für solche Technologien erhöht, was langfristig zur Kostensenkung solcher Technologien und damit verbundene Lerneffekte führen kann.

Tradable green certificates (TGC) sind regulatorisch geregelte, direkte und quantitativ getriebene Förderungen, die eine Auszahlung pro erzeugter Leistung (€/MWh) abgeben. Laut dieser Förderung können „grüne“ Anlageinhaber ihren Strom nur nach Marktpreis verkaufen, erhalten jedoch zusätzlich das Recht, solche Leistungen in Form von „Grünen Zertifikaten“ (TGC) zu verkaufen. 1MW „grüner“ Strom entspricht normalerweise einem grünen Zertifikat (1MW=1TGC), aber es gibt auch Staaten, die einer erneuerbaren Technologie mehr Zertifikate allokalieren oder umgekehrt - je nach erwünschten Zielen der Förderungspolitik. Subjekte, die diese TGCs kaufen, sind entweder Stromproduzenten oder Energieanbieter die laut Gesetz dazu verpflichtet sind, einen gewissen Anteil an erneuerbarer Energie in ihrem Angebot (Portfolio) zu haben und deswegen die Zertifikate von „grünen“ Produzenten kaufen müssen. Stromproduzenten oder Energieanbieter haben auch die Option selber, durch erneuerbare Technologie, Strom zu erzeugen oder von anderen Stromproduzenten oder Energieanbietern Zertifikate zu kaufen. Der Zertifikatspreis wird am TGC Markt mittels schon vorher festgestellter (gewünschter) Nachfrage und darauf reagierendem Angebot gesetzt. Das heißt, je mehr „grüner“ Strom produziert wird, desto mehr Zertifikate befinden sich auf dem Markt, was wiederum den Zertifikatspreis senkt. Auf diese Art und Weise werden die billigsten Produzenten erneuerbarer Energie gegenüber allen anderen vorgezogen, weil nur die kosteneffizientesten Anlagen, die fähig sind, hohe Leistungen zu erbringen und damit eine Vielzahl an TGCs zu verkaufen, besser auskommen als jene Anlagen die so etwas nicht schaffen können. So wird, im Vergleich zu FIT oder FIP, bessere Kosteneffizienz erreicht. Das stellt ein großes Problem für die PV- Technologie dar, weil sie immer noch teurer als die anderen Arten von erneuerbarer Technologie ist. Das gilt insbesondere für PV-Technologie zweiter und dritter Generation. Auf der anderen Seite setzt

die TGC-Förderung einen Preis für Strom aus erneuerbarer Technologie und einen Preis für positive Externalität fest. Im Vergleich zu FIP und FIT, wo der Staat mittels Preisen seine Förderungspolitik kontrolliert, geschieht dies bei TGC über die Anzahl der am Markt befindlichen Zertifikate, auch „compliance period“ genannt.⁷⁰

Ausschreibungen (Tender) kommen oft in Kombination mit anderen Arten von Förderungen vor und im Fall von Ausschreibungen für fixe FITs wird ein Wettbewerb zwischen Anlageinhabern erneuerbarer Technologien geschaffen. Der Anlageinhaber mit dem besten Angebot gewinnt - unter bestes Angebot wird hier der niedrigste abgegebene (erwünschte) FIT-Preis für die erzeugte Leistung verstanden. Solch eine Förderung stellt eine direkte, regulatorisch verankerte und quantitätsbezogene Förderung dar, die pro Einheit Stromleistung ausbezahlt wird. Man kann Ausschreibungen in Kombination mit anderen Förderungsformen benutzen, wie z.B. mit Investitionszuschüssen, die aber pro Einheit installierter Kapazität ausbezahlt werden. Das Prinzip, wie so eine Förderung funktioniert, bleibt jedoch gleich.⁷¹

Nebenförderungsarten wie irreversible Investitionszuschüsse werden entweder von einzelnen Staaten oder EU- Institutionen für Projekte erneuerbarer Energie, die sich in der Konstruktionsphase befinden, angewandt. Hingegen werden steuerliche Ermäßigungen für jene Projekte, die erneuerbare Energie ausbauen, oft auch als Nebenförderungsstrategien eingesetzt.⁷²

Da sehr viele Anlagen, die Strom aus erneuerbarer Energie produzieren, im Besitz von Haushalten oder Unternehmen sind, bietet der Staat solchen Produzenten die Möglichkeit, ihren eigenen Strom steuerfrei zu konsumieren. Solche Produzenten werden als „Prosumers“, auch Prosumenten genannt, bezeichnet. Prosumenten können dadurch sowohl ihre Stromkosten, als auch ihre Netzkosten signifikant reduzieren. Dies lohnt sich aber nur dann, wenn die erneuerbare Technologie Netzparität erreicht hat. Netzparität kann, im Fall von PV-Technologie, noch immer nicht völlig erreicht werden. An sonnigen Tagen, wie z.B. in Italien oder Spanien, können PV-Anlagen ihre Stromproduktionskosten deutlich senken. Wann sich Selbstkonsum wirklich lohnt, hängt auch von der Überlappung (Zeitabstand)

⁷⁰ Vgl. Kitzing et. al(2012:S.195), MIT(2015:S.215),

⁷¹ Vgl. Kitzing et. al(2012:S.195), Hass et. al (2010:S.2187), Hass et. al (2010:S.1011)

⁷² Vgl. Hass et. al (2010:S.2187), Hass et. al (2010:S.1011)

zwischen der Stromproduktion und dem eigenen Konsum ab. Falls ein großer Anteil - in Staaten wie Deutschland oder Großbritannien, mindestens 30% - vom eigenen Bedarf, durch eigene Produktion, gedeckt werden kann, lohnt es sich, aus Sicht des Staates und der Energielieferanten, eine Selbstkonsummaßnahme zuzulassen (Abbildung 17). Durch Selbstkonsum kann der Staat Ausgaben von Hauptförderungsformen reduzieren, weil weniger generierter Strom ins Netz geschickt und damit automatisch weniger Geld ausgegeben wird, was andererseits zu einer Reduzierung von Strommarktpreisen führen sollte, da Endstromkonsumentinnen und -konsumenten weniger zahlen würden.⁷³

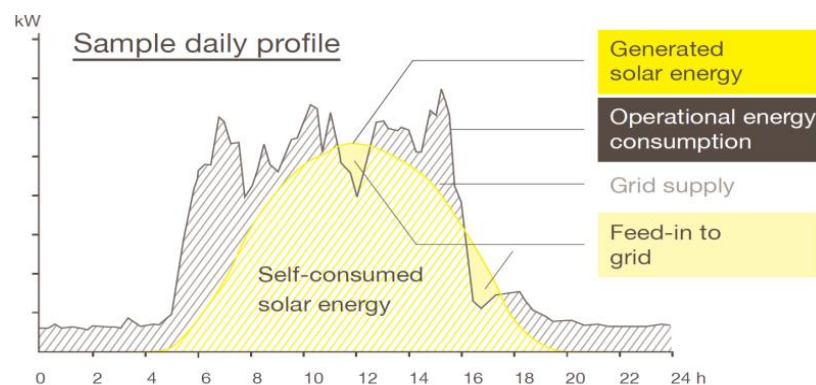


Abbildung 17: Täglicher Selbstkonsum (Quelle: EC(2015:S.3) in Anlehnung an Kraftwerk 2015, Q-cell 2015)

Selbstkonsum per se ist heutzutage nicht verboten und nicht unerwünscht. Jeder EU-Mitgliedstaat sollte, im Rahmen der Energiemarktliberalisierung, den Anlageninhabern erneuerbarer Quellen die Möglichkeit geben, eigenen Strom zu konsumieren. „Grüne“ Anlageinhaber stellen wiederum nicht konsumierten Strom ins Netz frei und kriegen dafür eine von den oben genannten Arten von Förderungen - Vergütung. Wenn exzessiver Strom ins Netz freigestellt wird, bekommen dafür Anlageinhaber erneuerbarer Energie ihre ausgemachte Art und Höhe der Vergütung. Wenn sie aber Strom für ihren eigenen Verbrauch brauchen und dieser nicht mit der eigenen Produktion gedeckt werden kann, müssen sie für den Strom einen Großhändlerpreis zahlen. Net Metering bzw. Net

⁷³ Vgl. EC (2015:S.1-12)

Billing werden in der Literatur⁷⁴ als spezielle Arten von Selbstkonsummaßnahmen beschrieben und spielen eine besonders große Rolle für kleinere Wohn PV-Anlagen. Daraus lässt sich schließen, dass Selbstkonsummaßnahmen - wie Net Metering bzw. Net Billing - die Förderungspolitik ergänzen. An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass Selbstkonsummaßnahmen, darunter auch Net Metering, keine Art von Förderung darstellen, sondern lediglich eine Unterstützungsform, die, unter bestimmten Voraussetzungen, auch als Förderung betrachtet werden kann.⁷⁵

Net Metering stellt im Prinzip nur eine Art von technischer Strombilanzrechnung dar, zwischen verbrauchtem und konsumiertem Strom, die über Stromzähler abläuft. Falls Anlageinhaber über eine gewisse Abrechnungsperiode mehr Strom verbrauchen als im Netz gespeichert, so läuft der Stromzähler vorwärts. Anlageinhaber sollten diese Differenz (Net) mit dem am Ende der Abrechnungsperiode aktuellen Marktpreis ausgleichen. Im umgekehrten Fall, läuft der Stromzähler rückwärts und Anlageinhaber bekommen für ihre Leistung einen Preis, der so groß ist wie wenn er vom eigenen Energielieferanten verlangt wird, ausbezahlt. Das Problem, aus Sicht der Stromlieferanten, dieser Methode liegt in der zeitlichen Wertediskrepanz zwischen den von Anlageinhabern ans Netz geliefertem Strom und von Stromlieferanten an Anlageinhabern geliefertem Strom, weil Strom aus PV-Anlagen an Energielieferanten sehr oft in zur Peak-Zeit geliefert wird, wenn der Strompreis am höchsten ist. Die PV-Anlageninhaber werden vom Netz Strom nehmen, wenn der Strompreis niedriger ist.⁷⁶

Nehmen wir mal an, dass ein Haushalt mit installierter PV-Anlage, die Ziffer Null im Stromzähler stehen hat (frisch gebautes Haus) und die Abrechnungsperiode in zwei Tagen abläuft. An besonders sonnigen Tagen ist der Haushalt fähig, Strom ins Netz zu liefern (2kWh). Dadurch läuft sein Stromzähler rückwärts und befindet sich im Minus (-2kWh). Das bedeutet, dass der Haushalt Guthaben auf seinem Stromzählerkonto hat. Am nächsten, mit viel Wolken geprägten, Tag, schafft es eine PV-Anlage nicht, so viel Strom zu erzeugen und der Haushalt braucht jetzt 5kWh um die eigene Nachfrage zu decken. Der Haushalt wird aber nur jenen Unterschied zahlen müssen (5kWh-2kWh), weil er am Tag davor Guthaben erzeugt hat. Es ist durchaus vorstellbar, dass der ökonomische Wert des Stroms am ersten

⁷⁴ Vgl. EPIA (2013), EC(2015)

⁷⁵ Vgl. MIT (2015:S.111f), ECOFYS (2014:S.17ff)

⁷⁶ Vgl. Poullikkas et. al (2013:S.976ff), EC (2015:S.10)

Tag nicht dem ökonomischen Wert am zweiten Tag entspricht. Falls der Wert des Stroms am ersten Tag niedriger ist als der am zweiten, kann diese Diskrepanz als eine Art von Förderung betrachtet werden. Je nachdem in welchen Zeitabständen und für welche Kapazitätsgröße eine Abrechnung gemacht wird, können größere Diskrepanzen auftreten. Deswegen werden auch sogenannte staatspezifische Beschränkungen gemacht. Da Net Metering allein, rein technisch gesehen, zu zeitlichen Wertdiskrepanzen führen kann, versucht man durch Net Billing dies zu verhindern. Hier wird jedem Stromzugang und Stromausgang, der durch den Stromzähler gezählt wird, ein Großhändlerpreis zugeschrieben.⁷⁷

Unter bestimmten Voraussetzungen kann sogar davon ausgegangen werden, dass Net Metering bzw. Net Billing Förderungsmaßnahmen sind. Unter der Annahme, dass die Energieproduktion in der Regel besteuert wird - oder besteuert werden kann - ist jeder Verzicht auf eine Besteuerung für den Eigenverbrauch als eine Art Förderung zu sehen. Erhält man dann auch noch die Möglichkeit, für die Einspeisung gleich viel zu bekommen wie man für den Verbrauch bezahlen muss - sprich die Kilowattstunden sind gleich viel wert - so ist das ebenfalls eine gezielte Unterstützung, da man normalerweise nur einige Cent für die PV-Einspeisung erhält.

Es lässt sich feststellen, dass Förderungen wie FIT, FIP, TGC und Ausschreibungen Hauptförderungsarten sind, die eine große Rolle in der Verbreiterung von erneuerbarer Energie und insbesondere Solarenergie spielen. Neben Förderungen haben Selbstkonsummaßnahmen, die, unter bestimmten Umständen, auch als eine Art Förderung betrachtet werden können, eine wichtige Rolle in der Unterstützung von erneuerbarer Energie. Die für diese Arbeit relevantesten Selbstkonsummaßnahmen sind Net Metering bzw. Net Billing. Je nach Staat und Region unterscheiden sich die Arten und Höhen der Unterstützungspolitik, die hier nicht im Detail bearbeitet werden.⁷⁸

⁷⁷ Vgl. EC (2015:S.10)

⁷⁸ Vgl. URL: <http://solarpowereurope.org/media/downloads/> (Stand:15.08.2016)

5.3 Staatliche Förderungsausgaben für PV in Europa

Die absoluten Zahlen der Förderungsausgaben für Strom aus erneuerbaren Quellen sind in den zehn europäischen Staaten, zwischen 2009 und 2012, gestiegen. Deutschland, Italien, Spanien und Frankreich weisen dabei die größten Ausgaben auf, während Niederlande, Schweden und Österreich relativ konstante Ausgaben halten (Tabelle 3). 2009 hatten Spanien, Portugal und Dänemark den größten Anteil an Strom - der aus erneuerbaren Quellen stammte und auch Förderungen erhielt - während Frankreich und Norwegen die niedrigsten Werte aufwiesen. Dieser Trend wird bis 2013 fortgesetzt.⁷⁹

Tabelle 3 fasst die Gesamtausgaben für Strom aus erneuerbaren Energiequellen zusammen, gibt jedoch keine Auskunft darüber, nach welchem Anteil der PV-Strom ausgegeben wurde.

Staat/Jahr	2009	2010	2012
Österreich	307	378	361
Deutschland	5618	9512	16288
Italien	2638	3427	9585
Frankreich	556	1511	2488
Niederlande	639	690	686
Dänemark	294	N/A	568
Schweden	478	483	495
Spanien	6035	5371	6165
Tschechische Rep.	150	488	1268
Belgien	489	729	1490

Tabelle 3: Förderungsausgaben in Millionen Euro für Strom aus erneuerbaren Quellen (Hydro, PV, Wind, Biomasse..) Quelle: CEER (2011,2013, 2015)

⁷⁹ Vgl. CEER (2011:S11), CEER (2013) CEER (2015)

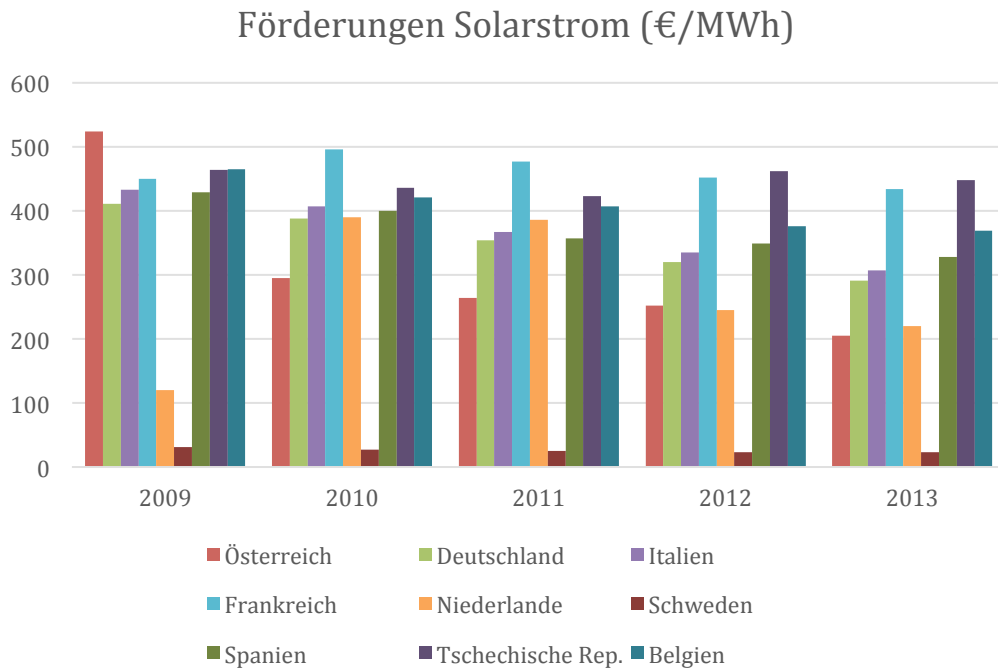


Abbildung 18: Förderungsaussgaben für Solarstrom (€/MWh)

Abbildung 18 zeigt die Förderungsaussgaben für PV-Strom in den zehn Staaten der Europäischen Union, die nach Euro pro Megawatt ausgedrückt sind sowie FITs, FIPs, TGCs und andere Arten, wie z.B. einmalige Investitionszuschüsse, enthalten. Frankreich ist hier ein interessanter Fall, da es relativ hohe Förderungen für PV gibt und, wie in Kapitel 4 gezeigt wurde, dass das Land trotz niedriger Modulpreise hohe Anlagepreise besaß.⁸⁰

Weiters ist zu erkennen, dass Deutschland, Österreich, Italien, Belgien und Spanien konstante, linear sinkende Förderungen aufweisen, obwohl an dieser Stelle festgehalten werden muss, dass Spanien, wegen der gescheiterten Förderungspolitik, Vergütungen für FIT retroaktiv geändert und sogar eine Steuerung vom Selbstkonsum und eine Obergrenze für erneuerbare Stromproduktion eingeführt hat, die aber in 2016 aufgehoben wurde. Die anderen Staaten weisen gewisse Schwankungen auf.⁸¹

⁸⁰ Vgl. CEER (2011:S.8f) CEER (2013:S.21)

⁸¹ Vgl. P.d. Rio (2014:S.2f), URL: <http://cleantechnica.com/2016/03/10/parliament-spain-removes-punitive-sun-tax/> Stand (25.07.2016), URL: <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2013/08/16/no-end-in-sight-for-spains-escalating-solar-crisis/#7bdc8e5e627c> Stand (25.07.2016), URL: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spain-publishes-retroactive-pv-fit-cuts_100010298/#axzz4IBwLcNL9 Stand (25.07.2016)

Um auf das Beispiel von Spanien in Kapitel 4 zu verweisen, so ist zu erkennen, dass Spanien 2009 Marktführer in kumulativ installierten Kapazitäten war. Förderungen, die relativ hoch waren, haben einen positiven Einfluss darauf gehabt. In den nächsten Jahren spielt Spanien am PV-Markt keine wichtige Rolle mehr und ändert sogar die Förderungspolitik retroaktiv. Unabhängig davon wie gutgläubig eine Förderungspolitik ist, sie sollte nicht die ökonomischen Aspekte vergessen. Nicht konsistentes Regierungsverhalten kann zu zurückgezogenem Investitionsverhalten führen.

In diesem Kapitel wurden die wichtigsten Förderungsformen kurz beschrieben. Dennoch ist ein Vergleich - zwischen den einzelnen Staaten - äußerst schwer durchzuführen, da jeder Staat seine eigene Interpretation und Regelung von den oben genannten Unterstützungsformen hat.

6. Photovoltaikanlagepreise und staatliche Förderungen- Statistische Auswertung

Falls Förderungen nicht in der Lage sind, Lerneffekte und Produktionskosten mit ihren garantierten Vergütungen gut zu verknüpfen, wird sich solch eine Förderungspolitik sehr schnell als ineffizient für alle Teilnehmer erweisen. Die meisten angewandten Förderungen, die europaweit eingesetzt sind, stellen FIT, FIP, TGC und Ausschreibungen dar. FIT und FIP können zwar schnelle positive Auswirkungen hinsichtlich produziertem Strom und installierten Kapazitäten zeigen, aber wenn es um Anpassungen an die PV-Kostenentwicklungen geht, so zeigen sie sich relativ starr gegenüber Veränderungen. Deswegen sind FIT und FIP für jene Technologien geeigneter, die sich am Anfang des technologischen Lebenszyklus befinden.

Schlechte Kostenverfolgung in der PV-Industrie muss nicht der einzige Grund einer ineffizienten Förderungspolitik sein. Die Gründe sind meist vielfältiger und können manchmal nicht durch ökonomische Modelle erklärt werden. Attraktive Förderungen, die Anlageinvestoren viel versprechen (Auszahlungen, hohe Renditen), können falsche Signale geben und zwar so, dass jene Unternehmen, die PV-Anlagen montieren, zusammenbauen oder herstellen, höhere Preise von Anlageinvestoren verlangen.

Dieses Kapitel soll die Beziehung zwischen Förderungen und Anlagepreisen näher beschreiben. Im Falle einer positiven Beziehung zwischen den beiden, könnte gezeigt werden, dass selbst Anlageinvestoren verlieren falls Förderungen größer als notwendig sind. Der Effekt bleibt manchmal durch den hohen Quantitätsansatz (installierte Kapazitäten) im PV-Markt versteckt. Dieser kann daher nur durch eine statistische Auswertung bewiesen werden.

Die in diesem Kapitel durchgeführte statistische Auswertung wird sich, aufgrund mehrerer Gründe, nur auf jene Anlagen konzentrieren, deren Kapazität kleiner oder gleich 10 Kilowattpeak (kWp) ist.

Der erste Grund liegt in der Vermutung, wie schon in Kapitel 3.2.1 erwähnt, dass die Förderungspolitik ihre Effizienz über die Anwesenheit von Wohnanlagen überprüfen kann. Die Großzahl an Wohnanlagen in einem Staat und die Normalverteilung zwischen den einzelnen Arten der Anlagen, die nach Kapazitätsgröße aufgeteilt sind, können uns Hinweise auf eine effiziente Förderungspolitik geben.⁸²

Der zweite wichtige Grund liegt in der Verfügbarkeit der Daten für Anlagepreise. In Tabelle 2 werden die Daten gemeinsam mit Modulpreisen zusammengefasst und in der statistischen Auswertung verwendet.

Von jenen Staaten, die in dieser Analyse gewählt worden sind, besitzen Österreich, Dänemark und Niederlande hohe Anteile an kleinen Wohn-PV-Anlagen. Frankreich, Italien und Deutschland haben niedrigere Anteile an Wohn PV-Anlagen. Quantitätsmäßig sind sie jedoch ungefähr gleich hoch wie in Österreich, Dänemark und Niederlande.

6.1 Literaturübersicht

Wissenschaftliche Arbeiten, die einen Ländervergleich hinsichtlich PV-Anlagenpreise und Förderungen durchführten, sind schwer zu finden. Jedoch gab es zahlreiche Arbeiten die sich mit ähnlichen Themen beschäftigten. In den folgenden Absätzen werden die wichtigsten wissenschaftlichen Arbeiten für diese Arbeit dargestellt.

R. Haas und M. Hartner haben den Einfluss von einmaligen Investitionszuschüssen auf kleinere PV-Anlagen (<5kWp) in Österreich hinterfragt und gezeigt, dass die Anlagepreise möglicherweise tiefer wären, wenn andere Förderungsarten, wie z.B. die umgekehrte Versteigerung oder „pay as bid reverse auction“, zur Anwendung gekommen wären. Damit wurde implizit gezeigt, dass ineffiziente Förderungspolitik auch einen positiven Einfluss auf Anlagepreise hat.⁸³

Antonelli und Desideri haben die Beziehung zwischen FIT und installierten Kapazitäten in Italien analysiert. Sie haben gezeigt, dass, trotz der Reduktion in FIT Auszahlungen, der

⁸² Vgl. EPIA (2016: S.28)

⁸³ Vgl. Haas, Hartner (2014:S.1)

italienische Markt ein exponentielles Wachstum erlebte. Das zeigte, dass Italien sehr hohe Vergütungen gab und dass PV-Installationen zu einer Art von finanziellen Investitionen wurden. Laut dieser Arbeit macht es bei Solarstrahlung keinen Unterschied, wo sich PV-Installationen befinden, da die meisten PV-Anlagen im Norden sind.⁸⁴

IRENA deutet in einem ihrer Reports darauf hin, dass ineffiziente Förderungspolitik einen positiven Einfluss auf Anlagepreise haben kann, da Anlagepreise lokalspezifisch sind und dabei höhere Förderungen höhere Anlagepreise, durch BOS-Soft Costs, verursachen können.⁸⁵

6.2 Hypothesenbildung

Wie schon manche Arbeiten und Reports andeuteten, können, durch ineffiziente Förderungen, alle Marktteilnehmer benachteiligt werden.⁸⁶ Wenn nur die Seite von PV-Anlageinvestoren und ihr Verhältnis zu Förderungen analysiert wird, so kann nur ein kleines mikroökonomisches Modell aufgestellt werden. Der Anlagemarkt besteht, so wie jeder Markt, aus einer Angebots- und Nachfragekurve, einem Equilibriumpreis (Preis bei dem Nachfrage und Angebot im Gleichgewicht sind) p_0 und der Quantität q_0 . Die Förderungen am PV-Markt dienen zur kurzfristigen Verschiebung der Nachfragekurve nach rechts. Dadurch wird der Anlagemarktpreis kurzfristig erhöht - Preis p_1 und Quantität q_1 ($p_1 > p_0$, $q_1 > q_0$). Wie sich die Angebotskurve (A_1) danach verhält ist wohl eine der wichtigsten Fragen. Falls sich die Angebotskurve so weit nach unten verschiebt, sodass der neue Equilibriumpreis p_2 größer ist als p_0 , so kann solch eine Förderungspolitik als ineffizient bezeichnet werden, da Anlageinvestoren höhere Preise für ihre Anlagen bezahlen müssen ($p_1 > p_2 > p_0$, $q_2 > q_1 > q_0$). Falls aber die Angebotskurve so fällt, dass Anlageinvestoren weniger als vom Ursprungspreis p_0 zahlen müssen, so kann die Förderungspolitik als effizient bezeichnet werden ($p_1 > p_0 > p_2$, $q_2 > q_1 > q_0$). Das bedeutet, dass der Anlagemarkt von zwei wesentlichen ökonomischen Prinzipien abhängt: Effizienz der Produktion und Elastizität der Nachfrage. Falls Förderungen keine Lerneffekte in der PV-Industrie verfolgen können, kann dies zu Wohlfahrtsverlusten führen. Die Förderungen können andererseits zur unelastischen Preiselastizität der Nachfrage bei Anlageinvestoren führen und zwar so, dass

⁸⁴ Vgl. Antonelli, Desideri (2014:S.721,725)

⁸⁵ Vgl. IRENA (2015:S.79, 85)

⁸⁶ Vgl. IRENA (2015), IRENA (2012)

Anlageinvestoren indifferent zu Anlagepreisen sind, weil sie relativ hohe Förderungen vom Staat garantiert bekommen. Deswegen bleibt solch ein Effekt, durch den hohen Quantitätseinsatz der installierten Anlagen und unelastischen Preiselastizität der Nachfrage, versteckt.

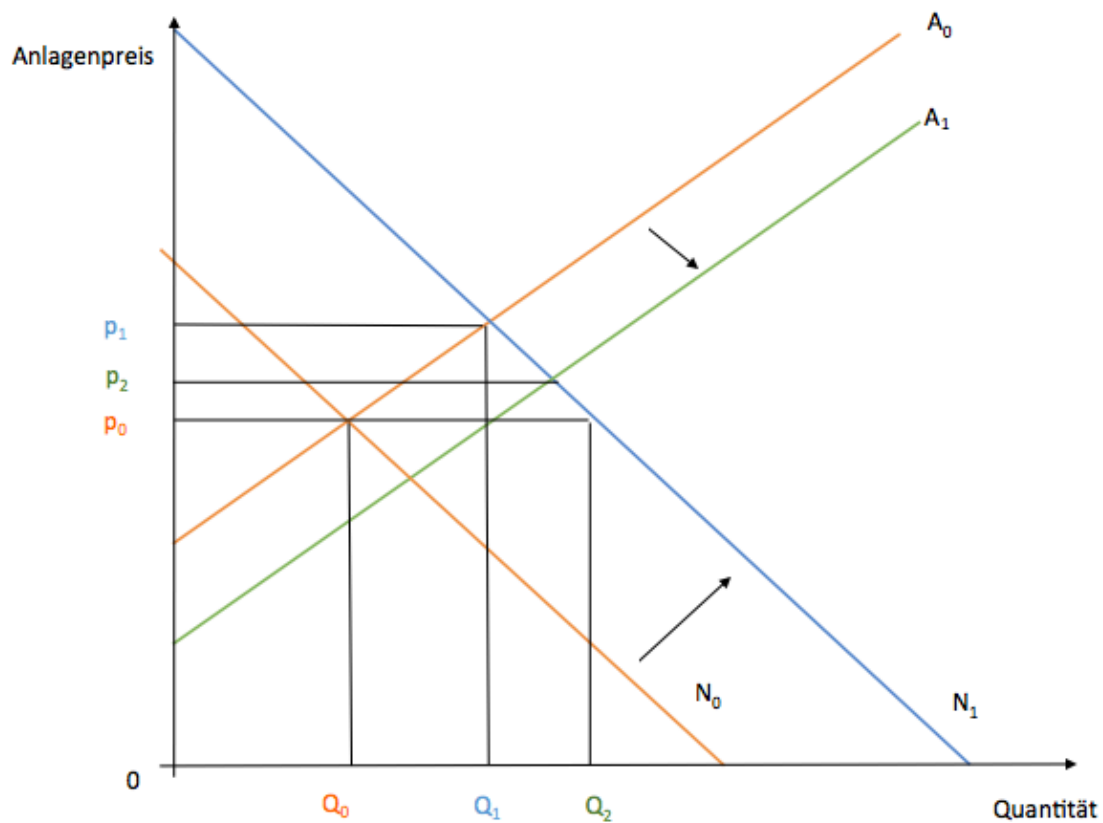


Abbildung 19: Der Förderungseffekt auf den PV-Anlagemarkt (Selbsterstellter Graph)

Somit lautet die Hypothese für diese Arbeit:

„Anlagepreise und staatliche Förderungen stehen einem positiven Zusammenhang“ oder anders ausgedrückt: „Je höher die Förderung, desto höher der Anlagepreis“.

Diese Hypothese wird sich aber nur beschränkt auf die Gruppe der sieben europäischen Staaten (Österreich, Deutschland, Italien, Frankreich, Niederlande, Dänemark und

Schweden) beziehen - mögliche Schlüsse und Ergebnisse gelten ausschließlich für diese Gruppe.

6.3 Methodologie und Variablen

Folgende Staaten werden in der Analyse für die Zeitperiode 2009-2013 aufgenommen: Österreich, Deutschland, Italien, Frankreich, Niederlande, Dänemark und Schweden. Diese Staaten machen zwischen 75 - 80% aller installierten Kapazitäten in Europa aus, wobei Deutschland und Italien weiterhin noch Marktführer sind. (Abbildung 20)

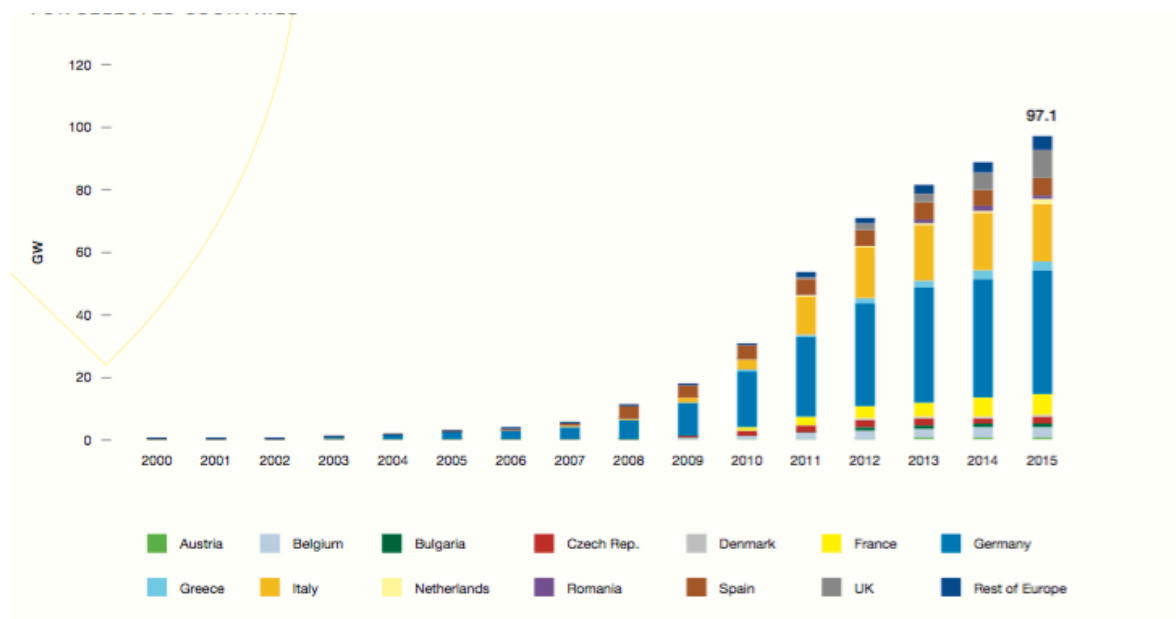


Abbildung 20: Kumulativ installierte Kapazitäten in Europa (Quelle: EPIA (2016:S.))

Da diese Arbeit die Beziehung zwischen Anlagepreis und Förderung hinterfragen soll, wird in diesem Kapitel ein lineares Modell mit Anlagepreis (Anlage) - als abhängige Variable - sowie Förderung (Förd, Subvention), Modulpreis (Modul) und GDP - als unabhängige Variablen - erstellt. Tabelle 2 gibt uns bereits Auskunft über die Daten Anlage- und Modulpreis, die in €/Wp bzw. €/W ausgedrückt sind. GDP, als reale Preise, werden als unabhängige Variablen ins Modell aufgenommen. Die GDP Daten zwischen 2009 und 2013

wurden von EUROSTAT übernommen, deren vollständigen Daten können in Anhang 2 nachgelesen werden.⁸⁷

Wie in den Abbildungen 21 und 22 zu sehen ist, weisen die Staaten, die für die ausgewählt worden sind, sehr ähnliche Modulpreise in den späteren Jahren auf. Dies korreliert mit den in Kapitel 4 gezeigten Trends, wo gezeigt wurde, dass der Modulmarkt Marktintegration geschaffen hat. Die Anlagepreise unterscheiden sich, trotz negativem Trend, viel mehr als die Modulpreise, was vielleicht auf eine ineffiziente Förderungspolitik hindeutet. Das interessanteste Land ist Frankreich. Hier sind sehr niedrige Modulpreise bei extrem hohen Anlagepreisen vorzufinden. Die Daten für die Analyse wurden aus der Tabelle 2 für die Periode 2009-2013 genommen.

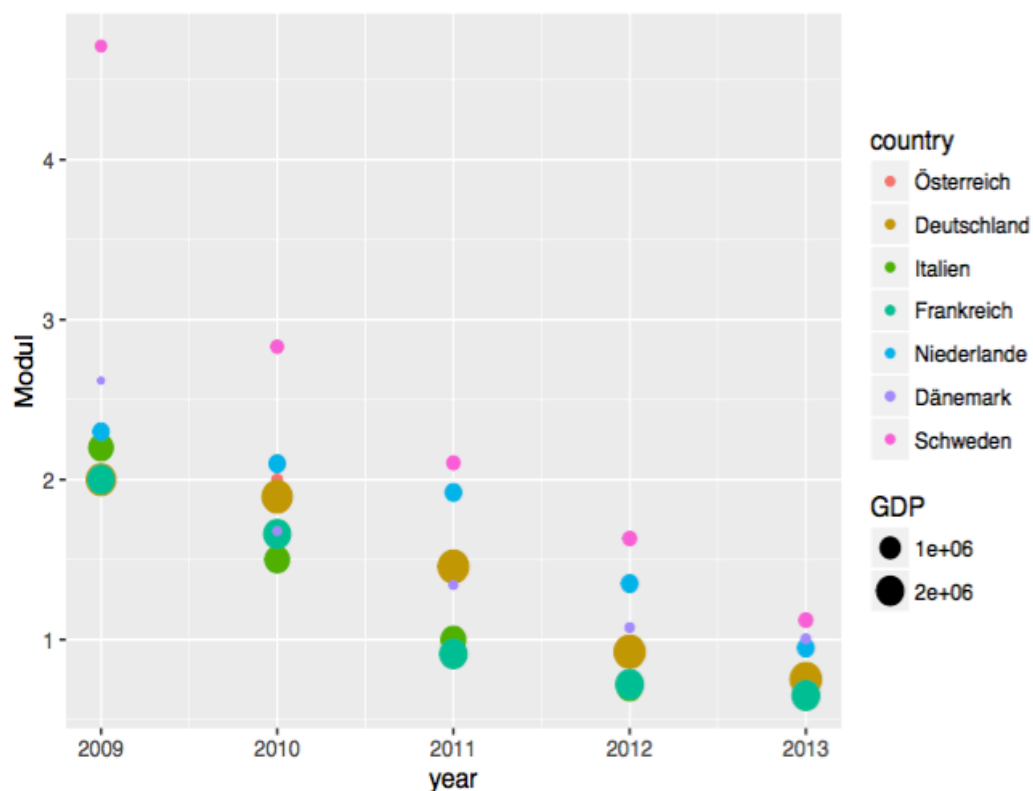


Abbildung 21: Modulpreise (MP) in Abhängigkeit zu GDP zwischen 2009 und 2013 (R-Output anhand der Daten aus Tabelle 2)

⁸⁷ Siehe URL:

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nama_10_gdp&lang=en (Stand: 21.05.2016)

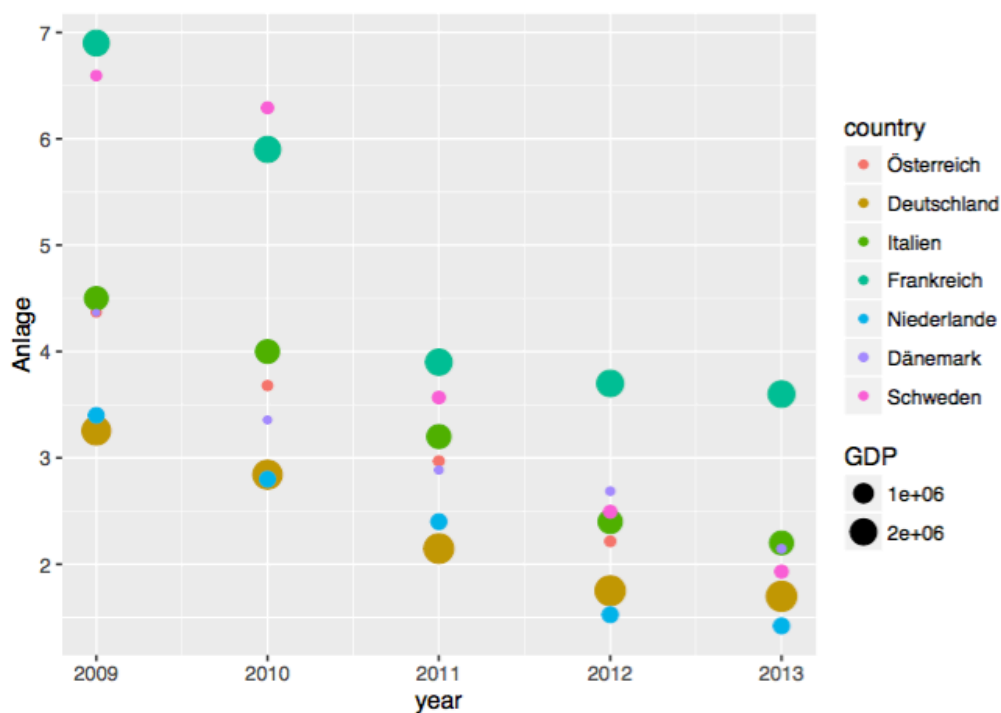


Abbildung 22: Anlagepreise (AP) in Abhängigkeit von GDP zwischen 2009 und 2013 (R-Output anhand der Daten aus Tabelle 2)

Im Zeitraum zwischen 2009 und 2013 wandten die Staaten folgende Arten von Förderungen für PV-Strom an:

Staat	2009	2010	2012	2013
Österreich	FIT	FIT, Investitionszuschuss	FIT, Investitionszuschuss	FIT, Investitionszuschuss
Deutschland	FIT	FIT, FIP	FIT, FIP	FIT, FIP
Italien	FIP, TGC	FIP	FIP, FIT	FIT, FIP(bis Juli 2013)
Frankreich	FIT, Ausschreibungen	FIT, Ausschreibungen	FIT	FIT
Niederlande	FIT, FIP	FIP	FIP	FIP
Dänemark	N/A	N/A	N/A	N/A
Schweden	TGC	TGC	TGC	TGC

Tabelle 4: Hauptförderungsarten zwischen 2009 und 2013 (Quelle: CEER 2009, 2013, 2015)

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die in Tabelle 4 zusammengefassten Förderungen in CEER Reports quantifiziert und deswegen in diese Analyse aufgenommen wurden. Tabelle 4 repräsentiert jedoch nicht die vollständigen Förderungsmaßnahmen eines Staates, weil sich diese nach der Anlagekapazität und sogar Staatsregion unterscheiden können. Die

Förderungsausgaben in Frankreich und Italien waren im Zeitraum zwischen 2009 und 2013 am höchsten. Interessant ist, dass die Förderungsausgaben in €/W in Frankreich und Italien gestiegen sind, was jedoch auf schlechte Wetterkonditionen in 2009 und 2010 zurückzuführen ist. Dies könnte uns einen Hinweis darauf geben, dass beide Staaten ihre Förderungspolitik nicht effizient planten. Im Vergleich dazu halten Deutschland und Österreich konstant sinkende Förderungsausgaben. In den Niederlanden schwanken die Förderungsausgaben relativ stark von Jahr zu Jahr. All diese Staaten hatten entweder FIT oder FIP (oder auch beide zusammen) als Hauptförderungsarten. Schweden, welches die niedrigsten Förderungsausgaben hatte, wandte TGC an. Abbildung 23 fasst den Förderungsausgabentrend zwischen 2009 und 2013 zusammen, wobei die Größe des Kreises (Umfang), die Größe des GDPs im jeweiligen Staat darstellt. Es scheint, dass die Höhe des GDPs keinen Einfluss auf die Förderungsausgaben hat.

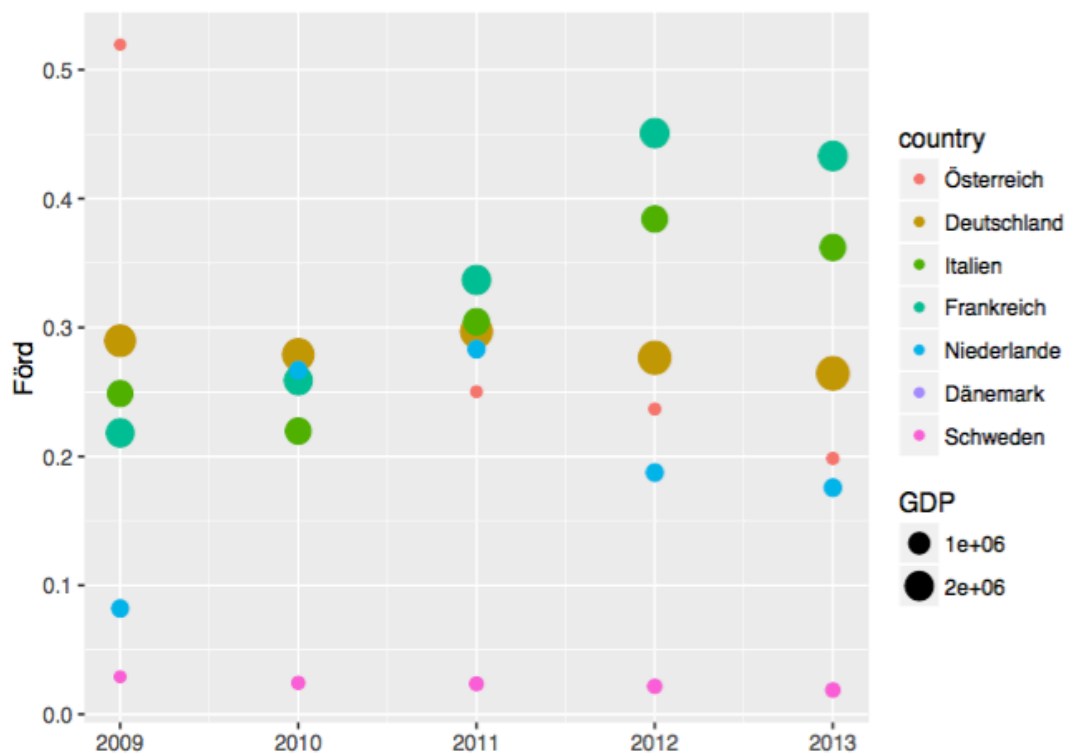


Abbildung 23: Förderungen zwischen 2009 und 2013 (R-Output anhand der Daten aus Tabelle 2)

Die Förderungen für PV Stromproduktion werden in Kombination mit der Netto Produktion von PV Anlagen und Full Load Hours ausgerechnet und in €/W ausgedrückt. Tabelle 5 zeigt uns, wie hoch eine durchschnittliche Vergütung des PV-Stroms ist. Für unsere Analyse würde das alleine nicht ausreichen, da wir nicht wissen, wie viel Geld Anlageinhaber überhaupt erhalten. Um tatsächliche Vergütungen auszurechnen, müssen wir die durchschnittliche Unterstützung mit den jährlichen Full Load Hours multiplizieren. Full Load Hours (FLH) repräsentieren die Anzahl der Stunden pro Jahr, die eine PV-Anlage „arbeiten“ muss, um die jährliche Netto Produktion zu schaffen:⁸⁸

$$FLH_{it} = \text{Netto Produktion}_{it} / \text{Installierte Kapazität}_{it}$$

Die Daten über Nettostromproduktion und installierte Kapazitäten wurden einer Studie, die nur teilweise veröffentlicht werden darf, entnommen. Die vollständigen Daten wurden dem Betreuer dieser Masterthesis bekannt gegeben und diese Quelle wird, in weiterer Folge, als persönliche Quelle angegeben.

Sobald wir die FLH, in Form von Stunden, für jeden Zeitpunkt t und jedes Land i bekommen, können wir diese FLH_{it} mit der durchschnittlichen Unterstützung (Tabelle 5) in Zeitpunkt t und Land i multiplizieren.

Staat/Jahr	2009	2010	2011	2012	2013
Österreich	523,55	295,4	263,64	251,87	205,46
Deutschland	411,04	387,92	353,82	319,69	291,54
Italien	432,7	406,8	367,22	335,55	306,88
Frankreich	449,97	496,03	477,22	451,69	433,94
Niederlande	119,81	389,68	385,88	245,4	220,53
Dänemark	0	0	0	0	0
Schweden	30,71	26,85	24,825	23	23,51
Spanien	429,37	399,93	356,76	349,08	327,75
Tschechische Rep.	464,32	435,83	423,33	462,13	448,04
Belgien	465,39	420,67	407,42	375,89	369,07

Tabelle 5: Durchschnittliche Unterstützung für PV zwischen 2009 und 2013 (€/MWh) Quelle: CEER (2011:S.12), CEER (2013:S.21f), CEER (2015:S.26f)

⁸⁸ Vgl. URL: <http://www.windpowermonthly.com/article/1163492/gaining-better-understanding-capacity-factor-productivity-efficiency> (Stand: 14.08.2016)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Österreich	0,0494	0,0924	0,1834	0,3584	0,5834	0,7337	0,8856
Deutschland	9,3395	16,3058	23,3558	30,5036	33,6084	35,3935	36,7942
Italien	1,1752	3,5272	13,0272	16,4772	17,9872	18,4552	18,7747
Frankreich	0,3588	1,1868	2,9448	4,0238	4,6678	5,5249	6,4729
Niederlande	0,0672	0,0876	0,1376	0,3326	0,6471	1,0062	1,3987
Dänemark	0,0043	0,0053	0,0133	0,4033	0,6166	0,6643	0,7943
Schweden	0,0074	0,0104	0,0119	0,0202	0,0381	0,0681	0,1085

Tabelle 6: Installierte PV-Kapazitäten in Gigawatt (GW) (Quelle: Persönliche Quelle)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Österreich	0,049	0,089	0,174	0,337	0,563	0,798	0,942
Deutschland	6,583	11,729	19,599	26,380	30,489	35,042	32,968
Italien	0,676	1,906	10,796	18,862	21,225	23,817	22,983
Frankreich	0,174	0,620	2,078	4,015	4,660	5,304	7,690
Niederlande	0,046	0,060	0,101	0,254	0,516	0,778	1,279
Dänemark	0,004	0,006	0,015	0,104	0,518	0,932	0,736
Schweden	0,007	0,009	0,011	0,019	0,030	0,044	0,050

Tabelle 7: Netto PV-Stromproduktion in Terrawattstunden (TWh) (Quelle: Persönliche Quelle)

Beispiel: Wir wollen uns die Förderung für Österreich in 2009 ausrechnen. Zuerst rechnen wir die FLH aus und zwar so, dass wir die Netto Produktion aus 2009, die in Terrawattstunden (TWh) gegeben ist (Tabelle 6), mit Tausend multiplizieren und sie dann mit installierter Kapazität (Tabelle 5), die in Gigawatt (GW) angegeben ist, in 2009 dividieren. Die Formel sieht folgendermaßen aus:

$$\text{FLH (2009-Österreich)} = 0,049 \text{ TWh} * 1000 / 0,0494 \text{ GW} = 991,9 \text{ h (Tabelle 8)}$$

Da nun oben die in TWh angegebene Produktion mit 1000 multipliziert wurde, erlaubt uns das, dass wir die oben erhaltene FLH von 991,9 mit der entsprechenden durchschnittlichen Unterstützung in 2009 für Österreich - in Höhe von 523,55 €/MWh - multiplizieren. Diese dividieren wir anschließend mit 10^6 um die Förderung in Höhe von 0,5194 €/W zu bekommen. Die vollständigen Daten, die in der Analyse verwendet wurden, sind im Anhang 2 zu finden.

In Tabelle 5 sieht man, dass Dänemark keine Ausgaben, hinsichtlich PV-Anlageninvestoren, geleistet hat. Dies entspricht jedoch nicht der Realität, da dieser Staat durch Net-Billing und Net-Metering wohl eine Förderungspolitik für PV-Installationen führt. Um eventuelle

falsche Ergebnisse zu verhindern, werden 0 in R bzw. R-Studio durch N/A ersetzt, da das Programm solche Optionen inkorporiert hat.

Full Load Hours, als Kalkulation, sind für diese Arbeit sehr praktisch, weil gleichzeitig Wetter und Sonnenstunden inkorporieren. Auf diese Weise werden Wetter bzw. Sonnenstunden als unabhängige Variablen im Modell nicht gebraucht.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (Schätzung)
Österreich	991,9	963,2	948,7	940,3	965,7	1088,2	1063,6	1070,4
Deutschland	704,9	719,3	839,1	864,8	907,2	990,1	896,0	898,1
Italien	575,2	540,4	828,7	1144,7	1180,0	1290,5	1224,2	1224,8
Frankreich	484,9	522,4	705,7	997,8	998,4	960,0	1188,1	1193,2
Niederlande	684,5	684,9	734,0	763,7	797,3	773,1	914,0	916,3
Dänemark	930,2	1132,1	1127,8	257,9	839,9	1402,7	926,5	926,7
Schweden	945,9	865,4	924,4	940,6	799,1	651,4	461,9	454,2

Tabelle 8: Full Load Hours (FLH) in Stunden (h) (Selbstkalkulation ahnnd der Daten aus Tabelle 6 und Tabelle 7)

Andererseits hängen die Förderungen stark vom Wetter ab. In Tabelle 8 ist erkennbar, dass Italien in drei (2009, 2010, 2011) von fünf, für diese Analyse vorgesehenen, Jahren niedrigere FHL-Werte aufweist, was implizit bedeuten würde, dass entweder die Effizienz von Modulen niedriger ist oder dass optimale Wetterkonditionen für den Solarstrom nicht vorhanden waren. Ersteres kann ausgeschlossen werden, da ab 2012 die FHL Werte in Italien viel höher als zwischen 2009 und 2012 sind. Ein noch extremes Beispiel tritt auf, wenn Dänemark und Italien miteinander verglichen werden. Dänemark hat viel weniger installierte Kapazitäten, weist jedoch höhere FLH-Werte auf. Da FLH-Werte einen direkten Einfluss auf Förderungsausgaben haben, sollte man dieses Problem beseitigen und einen fairen zwischenstaatlichen Vergleich ermöglichen.

Um eine gewissermaßen unfaire Verteilung und Berechnung auszuschließen, benötigt man einen geschätzten, durchschnittlichen FLH Wert, der über die gesamten fünf Jahre konstant bleiben wird. Für Österreich sind das 1070,4 Stunden (h), 898h für Deutschland, etc. (siehe Tabelle 8, Spalte 2016)

Da jedes PV-Projekt eine Mindestdauer zwischen 15 und 20 Jahren hat, sollte ein Durchschnitts-FLH-Wert, der unter normalen Umständen auftreten sollte, für jene Art der zwischenstaatlichen statistischen Analyse genommen werden. Zum Glück stellt uns die Quelle, die in Tabelle 8 zusammengefasst ist, diese Zahl zur Verfügung, was für den Zweck dieser Arbeit sehr hilfreich sein wird. (Tabelle 8, Spalte 2016-Schätzung).

Aus diesem Grund werden bei der statistischen Auswertung zwei Modelle angewandt. Ersteres nimmt die tatsächlichen FLH Werte auf - diese Variable wird „Subvention“ genannt. Das zweite Modell nimmt nur einen Schätzwert aus 2016 (niedrigster Wert von allen geschätzten Werten zwischen 2016 und 2040) und dieser wird über die beobachteten Jahre konstant sein - diese Variable tritt unter dem Namen „SubventionK“ auf. Folgende zwei Modelle werden getrennt ausgewertet:

$$\text{Modell 1: Anlage}_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 \text{Modul}_{it} + \alpha_2 \text{Subvention}_{it} + \alpha_3 \text{GDP}_{it} + \varepsilon_{it}$$

$$\text{Modell 2: Anlage}_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 \text{Modul}_{it} + \alpha_2 \text{SubventionK}_{it} + \alpha_3 \text{GDP}_{it} + \varepsilon_{it}$$

$i=1, \dots, N$ bzw. $i=1 \dots 7$ (Österreich, Deutschland, Italien, Frankreich, Niederlande, Dänemark, Schweden)

$t=1 \dots T$ bzw. $t=1 \dots 5$ (2009-2013)

wobei „Modul“ eigentlich Modulpreis und „Anlage“ Anlagepreis darstellt. Insgesamt wird jedes Modell 35 Beobachtungen haben.

Diese statistische Analyse wird versuchen, den Einfluss von Modulpreisen, Förderungen und GDP auf Anlagepreisen zu erklären.

Der Fehler ε_{it} besteht eigentlich aus drei Komponenten: zeitspezifische Komponente b_t , staatspezifische Komponente a_i , die nicht nach der Zeit variiert, und Zufallsfehler (Randomfehler) u_{it} .

Das heißt, dass b_t ein Ausdruck ist, der nur zeitabhängig ist und nicht über die Staaten variiert. In unserem Fall sind das sinkende Anlagepreise oder Modulpreise in sieben europäischen Staaten. Der staatspezifische Term a_i ändert sich nicht im Laufe der Zeit, jedoch nach dem jeweiligen Staat. Deswegen lässt sich der Fehlerausdruck für unsere beiden Modelle folgendermaßen formal beschreiben:

$$\varepsilon_{it} = b_t + a_i + u_{it}$$

Daraus lassen sich Modell 1 und 2 folgendermaßen umschreiben:

$$\text{Modell 1: } AP_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 MP_{it} + \alpha_2 \text{Subvention}_{it} + \alpha_3 GDP_{it} + b_t + a_i + u_{it}$$

$$\text{Modell 2: } AP_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 MP_{it} + \alpha_2 \text{SubventionK}_{it} + \alpha_3 GDP_{it} + b_t + a_i + u_{it}$$

Eine Frage, die entscheidend für die statistische Auswertung ist, ist, ob es überhaupt zeitspezifische oder staatspezifische Effekte bei den oben genannten Staaten gibt und wenn ja, welche von diesen zwei Effekten eine signifikante Rolle spielen? Abbildung 24 zeigt uns, dass es keinen staatspezifischen Unterschied in den sieben Staaten gibt, wenn man anhand der Anlagepreise eine Entscheidung treffen würde, da es möglich ist, eine waagerechte Gerade durch alle Konfidenzintervalle durchzuziehen. Würde man ein lineares Modell (einfacher OLS Test), nur mit Anlagepreis als unabhängige Variable, durchführen, so käme es zur Bestätigung dieser Aussage. Das bedeutet, dass es, grob gesagt, keinen Unterschied macht, in welchem Staat man die Analyse verwendet. Der einzige Staat, der einen signifikanten Wert aufweist, ist Frankreich. Der gesamte p-Wert ist, aufgrund des Intercept, kleiner als 0,05 (Anhang 3).

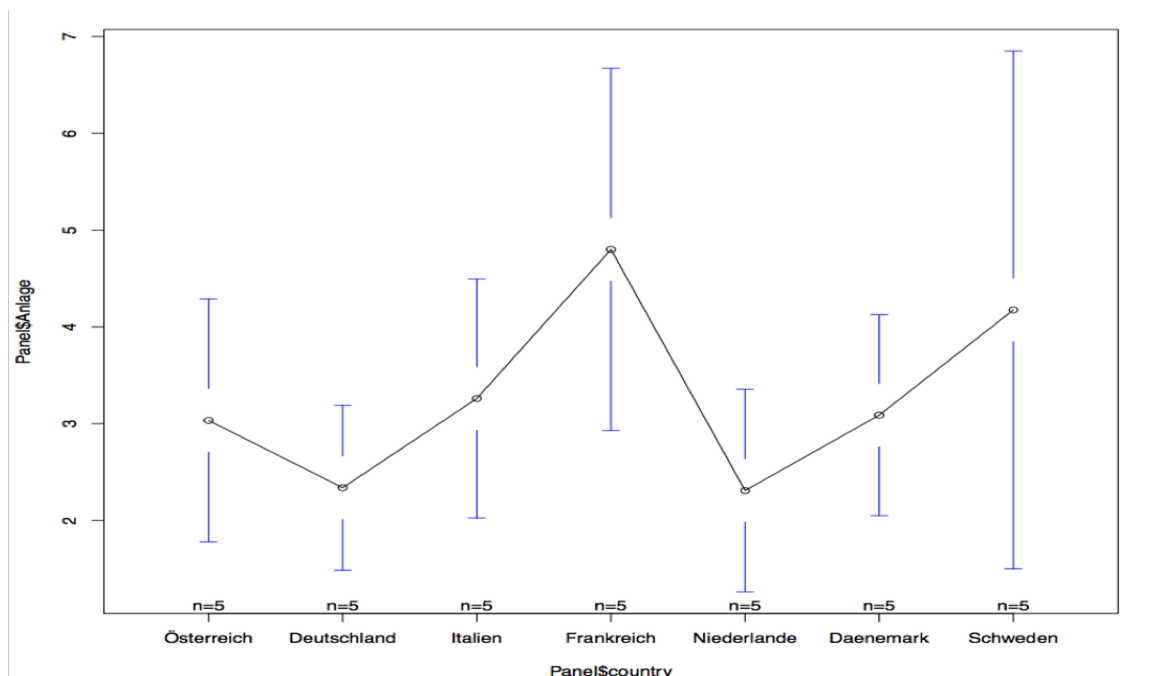


Abbildung 24: Heterogenität zwischen Staaten (Selbsterstellter Graph mittels R-Studio anhand der Daten aus Tabelle 2, Tabelle 7 und Tabelle 8)

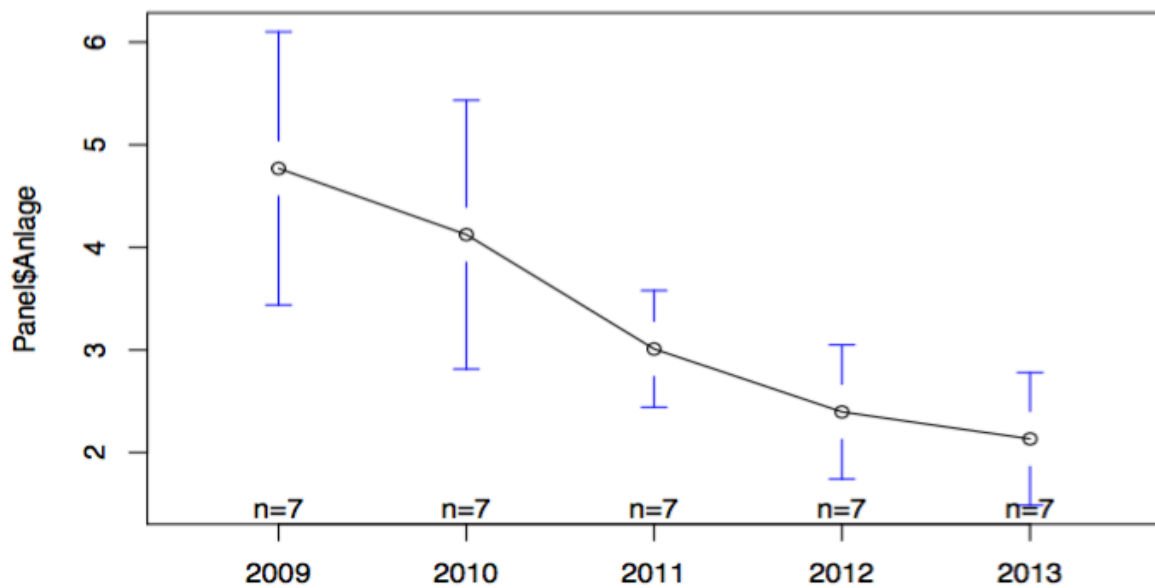


Abbildung 25: Heterogenität über die Zeit (Selbsterstellter Graph mittels R-Studio anhand den Daten aus Tabelle 2, Tabelle 7 und Tabelle 8)

Abbildung 25 zeigt, dass Zeit einen sehr signifikanten Einfluss hat. Eine waagerechte Gerade kann nicht alle Konfidenzintervalle berühren. Das bedeutet wiederum, dass es zeitspezifischen Unterschiede gibt - besonders in den Jahren 2011, 2012 und 2013, die eine sehr starke Signifikanz aufweisen. Die Anlagepreise, akkumuliert gesehen, aller sieben Staaten aus 2010 unterscheiden sich signifikant von den Anlagepreisen aus 2011 und jene aus 2011 unterscheiden sich signifikant von den Anlagepreisen aus 2012 usw. . Anhang 3 bietet detaillierte Informationen über die Heterogenität der Zeit.

Trotz dieser Ergebnisse kann nicht eindeutig gesagt werden, ob es ausschließlich nur Zeitunterschiede gibt. Grund dafür ist, dass relativ einfache Modelle angewendet werden. Diese Ergebnisse können jedoch als sinnvolle Hinweise, für die nachfolgenden Teile der Analyse, verwendet werden.

Inwieweit die einzelne Komponenten b_t und a_i Einfluss auf Modell 1 und Modell 2 haben werden und welche statistische Methode hierfür am geeignetsten wäre, wird im Kapitel 6.4. und 6.5. erklärt.

Wie aus beiden Modellen ersichtlich ist, werden sich die oben genannten Daten nach zwei Komponenten unterscheiden: staatspezifische Komponente i und zeitspezifische Komponente t . Da man die Daten nach Staat und Zeitpunkt, in dem sie sich befinden, unterscheiden kann, wäre die Paneldatenanalyse die geeignetste Methode für die Analyse von solchen Daten. Das bedeutet, dass man in beiden Modellen die Anlagepreise durch staatliche und zeitliche Komponenten beschreiben könnte.

Ein statistischer Test, ob die Paneldatenanalyse bzw. Random oder simple Lineare Regression für die vorgegebenen Modelle und Datensätze besser sind, bietet sich durch den Breusch Pagan Lagrange Multiplikator Test an. Im Fall, dass der p-Wert ein signifikantes Ergebnis liefert, sollte auf jeden Fall entweder das Random oder Fixed Effects Modell für den vorgegebenen Datensatz durchgeführt werden. Tabelle 9 fasst die Ergebnisse vom Test zusammen und hiermit lässt sich sagen, dass eine einfache Linearregression keine sinnvollen Ergebnisse liefern würde.⁸⁹

Modell 1	Modell 2
normal = 6.0837, p-value = 1.174e-09 alternative hypothesis: significant effects	normal = 5.6469, p-value = 1.634e-08 alternative hypothesis: significant effects

Tabelle 9: Breusch Pagan Lagrange Multiplikator Test Ergebnisse für Modell 1 und Modell 2 (Selbsterstellter R-Output)

6.4 Hausman Test

Nach Feststellung der Paneldatenanalyse als effizientestem Weg für die im Anhang vorgegebenen Daten, sollte man sich nun für ein genaueres Pandeldaten-Modell entscheiden. Die in der Literatur am häufigsten angewandten Modelle sind das Fixed Effects Modell (FE) und das Random Effects Modell (RE). Da in Modell 1 und 2 gleichzeitig zwei Effekte, zeitspezifische und länderspezifische (staatspezifische), vorhanden sind, stellt sich die Frage, welches von den zwei Effekten signifikanten Einfluss bzw. Auswirkung auf die Ergebnisse hat und wie solch ein Effekt mit anderen unabhängigen Variablen korrelieren wird. Im

⁸⁹ Vgl. Torres- Reyna (2010:S.19-23)

vorherigen Kapitel wurde darauf hingewiesen, dass zeitspezifische Unterschiede sehr wohl einen Unterschied ausmachen, während individualspezifische (staatspezifische) keinen Unterschied hervorrufen. Der Hausman Test kann uns bei der Auswahl der statistischen Methode (FE vs. RE) helfen, aber zusätzlich, wie zeitspezifische und länderspezifische in Modell 1 und 2, mit unabhängigen Variablen korrelieren.⁹⁰

Fix Effects Modelle (FE) nehmen an, dass zeitspezifische und staatspezifische Effekte, also b_t und a_i , durch unabhängige Variablen erklärt werden können. Das heißt, dass es Korrelationen zwischen b_t , a_i und unabhängigen Variablen gibt. Die gesamte Varianz in einem Model stellt die Summe von der Varianz von unabhängigen Variablen und der Varianz von fixen Effekten dar. Falls wir in unsere beiden Modelle FE anwenden sollten, müsste man Dummy Variablen, als Kontrollvariablen, für Staat und Zeit einführen, was gewissermaßen den Freiheitsgrad gefährden würde. Andererseits wären aber die geschätzten Koeffizienten von unabhängigen Variablen konsistent.⁹¹

Random Effects Modelle (RE), im Gegensatz zu FE, nehmen an, dass zeitspezifische und staatspezifische Effekte, also b_t und a_i , nicht durch unabhängige Variablen erklärt werden können.⁹²

Formal würde diese Annahme für Modell 1 und Modell 2 folgendermaßen aussehen:⁹³

Cov (a_i , MP_{it})=0	Cov (b_t , MP_{it})=0
Cov (a_i , $Subvention_{it}$)=0	Cov (b_t , $Subvention_{it}$)=0
Cov (a_i , GDP_{it})= 0	Cov (b_t , GDP_{it})= 0

Tabelle 10: Annahmen für den Hausman-Test

⁹⁰ Vgl. Katchova (2013:S.1-8), Greene (2002,S.283-301)

⁹¹ Vgl. Katchova (2013:S.1-8), Greene (2002,S.283-301)

⁹² Vgl. Katchova (2013:S.1-8), Greene (2002,S.283-301)

⁹³ Vgl. Katchova (2013:S.1-8), Greene (2002,S.283-301)

Dadurch wäre ermöglicht, dass geschätzte Koeffizienten von unabhängigen Variablen konsistent sind.

Ein wesentlicher Vorteil der Anwendung von RE liegt darin, dass die Standardabweichung der geschätzten Koeffizienten von unabhängigen Variablen kleiner wäre als die von FE geschätzten Koeffizienten unabhängiger Variablen, wenn die oben genannten Annahmen erfüllt wären. Der Nachteil liegt allein in der Annahme von RE, weil solch eine Annahme relativ selten auftreten kann. Tritt sie nicht auf, werden die geschätzten Koeffizienten von den unabhängigen Variablen inkonsistent und das bedeutet, dass das FE Modell nur konsistent und damit sinnvolle Lösung liefern kann. Der Hausman Test bietet die Möglichkeit, passende Methoden für den, im Anhang 2, vorgegebenen Datensatz auszuwählen. Der Test stellt gleichzeitige Durchführung und Vergleich von FE und RE Modellen dar. Dabei wird die quadrierte Differenz, aus dem geschätzten Wert der Koeffizienten der unabhängigen Variablen aus dem FE und RE Modell, mit der Differenz der jeweiligen Varianzen aus dem FE und RE Modell dividiert.⁹⁴

Die H0 Hypothese nimmt an, dass es keine Abhängigkeit zwischen entweder zeitlichen oder individuellen Effekten und unabhängigen Variablen gibt ($\text{Cov}(a_i, X_{it}) = 0$; $\text{Cov}(b_t, X_{it}) = 0$), wobei X unabhängige Variablen in Modell 1 und 2 darstellen. Falls also der p-Wert einen signifikanten Wert aufweist, wird das FE Modell bevorzugt. Der Hausman Test sieht formal folgendermaßen aus:⁹⁵

$$W = \frac{(\hat{\alpha}_{FE} - \hat{\alpha}_{RE})^2}{\text{Var}(\hat{\alpha}_{FE}) - \text{Var}(\hat{\alpha}_{RE})} \sim \chi^2$$

Tabelle 11 fasst die Hausman Testergebnisse zusammen. Wie schon erwähnt, lässt der Hausman Test die FE und RE Modelle parallel miteinander laufen und durch die oben beschriebene Formel, wird eine Entscheidung für eine der zwei möglichen Methoden getroffen.

⁹⁴ Vgl. Torres-Reyna (2010:S.13-25)

⁹⁵ Vgl. Katchova (2013:S.1-8), Greene (2002,S.283-301), Torres-Reyna (2010:S.4-29)

Effekt	Modell 1	Modell 2
“individual“	chisq = 4.3649, df = 3, p-value = 0.2247 alternative hypothesis: one model is inconsistent	chisq = 2.7273, df = 3, p-value = 0.4356 alternative hypothesis: one model is inconsistent
“twoways“	p-value=0.2886341	p-value= 0.107618
“time“	p-value=0.3249363	p-value= 0.8202938

Tabelle 11: Hausman Test- Ergebnisse (Selbsterstelter R-Output)

Unter dem Effekt „time“ versteht man, dass der Hausman Test gleichzeitig, z.B. bei Modell 1, Zeiteffekte als fixe Effekte beim FE Modell und Zeiteffekte (zeitspezifische Unterschiede) als random Effekt beim RE Modell annimmt. „Twoways“ andererseits bezieht zusätzlich, neben den Zeiteffekten, auch Individualeffekte (staatspezifische Unterschiede) in das FE und RE Modell mit ein.

Der Hausman Test sieht das RE Modell als passenderes Modell und zwar so, dass die Zeiteffekte bzw. Zeitunterschiede mehr ausgeprägt sind als die Individualeffekte bzw. staatspezifischen Unterschiede. Deswegen wird die Auswertung von Modell 1 und 2 mittels dem RE Modell durchgeführt - mit zeitspezifischen Unterschieden als „random“-Effekte.

6.5 Auswertung

Die Auswertung von Modell 1 und 2 wird mittels dem RE Model durchgeführt, wobei Zeit als „random“ Effekt dargestellt wurde. Das bedeutet, dass zeitspezifische Unterschiede nicht über α s vorhergesagt werden können. Die Auswertungen wurden, wie auch die vorherigen Tests, mittels R bzw. R-Studio geliefert.

```
plm(formula = Anlage ~ Modul + Subvention + GDP + 1, data = Panel2,
     effect = "time", model = "random")

Balanced Panel: n=7, T=5, N=35

Effects:
              var std.dev share
idiosyncratic 1.10401 1.05072 1.031
time          -0.03305      NA -0.031
theta:        -0.1248

Residuals :
  Min. 1st Qu.  Median 3rd Qu.    Max.
-1.4900 -0.7360 -0.0354  0.4340  2.8400

Coefficients :
              Estimate Std. Error t-value Pr(>|t|)
(Intercept) 6.3168e-01 5.5046e-01  1.1475  0.2599
Modul       1.3623e+00 2.2096e-01  6.1652 7.675e-07 ***
Subvention  1.0996e+00 1.5437e+00  0.7123  0.4816
GDP         2.4984e-07 2.4652e-07  1.0135  0.3187
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares:    77.869
Residual Sum of Squares: 34.8
R-Squared:               0.55309
Adj. R-Squared:          0.48988
```

Abbildung 26: Modell 1 Auswertung (Zeit als “random” Effekt) (Selbsterstelter R-Output)

Abbildung 26 fasst die Auswertung von erstem Modell zusammen. Das einzig positive signifikante Ergebnis liefert der Modulpreis. Dies entspricht der in Kapitel 4 erklärten Theorie. Falls also der Modulpreis um 1 €/W steigt, so steigt der Anlagepreis um 1,36 €/Wp.

Die Förderungen in diesem Modell zeigen keinen signifikanten Einfluss auf die Anlagepreise, obwohl es einen positiven Zusammenhang gibt.

Das Modell kann 55,3% bzw. 49% der Varianz erklären, was mit den Werten von R-Squared und Adjusted R-Squared erklärt werden kann.

```

plm(formula = Anlage ~ Modul + SubventionK + GDP + 1, data = Panel2,
     effect = "time", model = "random")

Balanced Panel: n=7, T=5, N=35

Effects:
              var  std.dev  share
idiosyncratic 0.97827  0.98908  1.024
time          -0.02309      NA -0.024
theta: -0.0945

Residuals :
    Min. 1st Qu.  Median 3rd Qu.    Max.
-1.620  -0.516  -0.134   0.528   2.330

Coefficients :
              Estimate Std. Error t-value Pr(>|t|)
(Intercept)  4.3796e-01  4.6971e-01  0.9324  0.358336
Modul        1.3469e+00  1.9768e-01  6.8137  1.241e-07 ***
SubventionK  2.8932e+00  1.0123e+00  2.8581  0.007552 **
GDP          -5.6487e-08  2.3289e-07 -0.2426  0.809951
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares: 75.471
Residual Sum of Squares: 27.903
R-Squared: 0.63028
Adj. R-Squared: 0.55825

```

Abbildung 27: Modell 2 Auswertung (Zeit als “random” Effekt) (Selbsterstelter R-Output)

Abbildung 27 fasst die Ergebnisse der zweiten Modellauswertung, die statt der Variable „Subvention“ die Variable „SubventionK“ verwendet, zusammen. Wenn man, über die gesamte 5-jährige Zeitperiode, einen geschätzten Durchschnittswert ins Modell 2 annehmen wurde, so ändern sich die Ergebnisse signifikant. Neben einer starken positiven Signifikanz zwischen Modul- und Anlagepreisen, spielen in dem Modell auch Förderungen eine signifikante Rolle.

Es besteht ein positiver Zusammenhang zwischen SubventionK und Anlagepreis. Falls die Subvention um 1€/W steigen würde, steigt der Anlagepreis um 2,89 €/Wp. Im Vergleich zu Modell 1, erklärt Modell 2 63% bzw. 55% der Varianz.

Es lässt sich somit festhalten, dass der Modulpreis einen positiven signifikanten Einfluss auf den Anlagepreis hat. Das ist wohl logisch, weil für Anlagen, deren Kapazität kleiner oder gleich 10 kWp ist, Module den größten Kostenträger darstellen. Dieser Effekt ist besonders in den ersten Jahren dieser Analyse zu beobachten, weil die Anwesenheit vieler kostenineffizienter heimischer Produzenten höhere Modulpreise verursacht hat, als in den späteren Jahren in denen die meisten Module aus China importiert und nur von den kosteneffizientesten europäischen Modulherstellern gehandelt wurden.

Es lässt sich jedoch zumindest, laut den oben gezeigten Ergebnissen, behaupten, dass Förderungen einen positiven Einfluss auf Anlagepreise haben. Für Modell 2 ist es offensichtlich, dass Förderungen einen signifikanten positiven Einfluss auf Anlagepreise ausüben. Es gibt Hinweise darauf, wenn die statistischen Auswertungen von Modell 1 und 2 miteinander verglichen werden, dass der positive signifikante Einfluss von Förderungen, auf Anlagepreise zwischen 2009 und 2013, in Modell 1 „versteckt“ wird, weil man in diesem Modell jene FHL- Werte annimmt, die einen zwischenstaatlichen Vergleich erschweren.

Wie es scheint, hat das GDP für die sieben Staaten keinen Einfluss auf die Anlagepreise. Somit lässt sich nicht behaupten, dass reichere Staaten niedrigere oder gar höhere Anlagepreise haben.

Vollständigkeitshalber werden die Ergebnisse in Tabelle 12 für das Random Effekt Modell zusammengefasst, das beide, zeitspezifische und individualspezifische, Unterschiede in beiden Modelle annimmt. Modulpreise haben, in diesem Fall, wieder einen positiven signifikanten Einfluss auf Anlagepreise, während Förderungen keinen signifikanten Einfluss haben. Falls individualspezifische Unterschiede in das Modell 1 miteinbezogen werden, so erhält man auch einen negativen Zusammenhang zwischen den beiden Variablen.

RE Modell mit Effekt...	Modell 1 Pr(> t)	Modell 2 Pr(> t)
„time“(zeitspezifische Unterschiede)	Modul: 7.675e-07 ***(+) Subvention: 0.4816 (+)	Modul: 1.241e-07 ***(+) Subvention: 0.007552 ** (+)
„twoways“ (individual- und zeitspezifische Unterschiede)	Modul: 6.621e-14 ***(+) Subvention: 0.1928(-)	Modul: 4.309e-11 ***(+) Subvention: 0.6955 (+)

Tabelle 12: Zusammengefasste Auswertung (nur p-Wert) (Selbsterstelter R-Output)

6.6 Schlussfolgerung der statistischen Analyse

Man kann zum eindeutigen Schluss kommen, dass der Modulpreis, für beide Modelle, einen positiven signifikanten Einfluss auf den Anlagepreis hat. Das Ergebnis ist nicht überraschend, weil, wie schon im theoretischen Teil dieser Arbeit gezeigt wurde, die Modulkosten den größten Kostenträger für kleinere Wohn PV-Anlagen darstellen.

Die in diesem Kapitel formulierte Hypothese wurde, unter bestimmten Voraussetzungen, bestätigt. Durch die statistischen Tests wurde gezeigt, dass individualspezifische Unterschiede weniger relevant für diese statistische Analyse sind als zeitspezifische Unterschiede. Das bedeutet, dass sich die durchschnittlichen Anlagepreise zeitlich signifikant voneinander unterscheiden. Nachdem, durch den Hausman Test, bewiesen wurde, dass das Random Effekt Modell das passende Modell für diese Analyse ist, wurden beide linearen Modelle so ausgewertet, dass zeitspezifische Unterschiede als random Effekte gewählt wurden, wobei für Modell 2 die Hypothese bestätigt und für Modell 1 gezeigt wurde, dass Förderungen zwar einen positiven aber keinen signifikanten Einfluss auf Anlagepreise haben.

Obwohl diese statistische Analyse kleinere Stichprobe enthält, könnte sie uns dabei helfen, gewisse Trends im PV-Markt zu analysieren und zu erkennen. Andererseits stellt genau so eine kleine Stichprobe eines der größten Probleme dieser Analyse dar, da man durch die größere Stichprobe breitere und tiefgründiger statistische Analysen durchführen könnte. Das zweite Problem stellt die Findung der relevanten Daten, die einen empirischen zwischenstaatlichen Vergleich ermöglichen, dar. Obwohl CEER, IEA-PVPS Daten sehr hilfreich sind, verwenden diese Institutionen eigene Methodologien und dadurch gehen viele Informationen verloren, was eine erschwerte zwischenstaatliche Kompatibilität zur Folge haben kann. Nichtsdestotrotz ermöglicht dieser empirische Teil der Arbeit einen guten Einblick in die Problematik der Förderungspolitik.

7. Fazit

Die Gründe für die Subventionierung von erneuerbarer Energie sind unter anderem das ständig wachsende Energieproblem, welches in Kapitel 2 definiert wurde und mögliche Diversifikationen vom Energieangebot. Dadurch entstehen Probleme der Umverteilung, das bedeutet, dass die Kosten der Projekte von erneuerbarer Energie auf den Stromendkonsumenten weitergeleitet werden. Ein weiteres Problem stellt in diesem Zusammenhang der Staat selbst dar, da er, unter gewissen Voraussetzungen, seine Förderungspolitik nicht konsequent durchziehen kann - das beste Beispiel hierfür stellt Spanien dar, welches retroaktiv seine Förderungspolitik geändert hat. Damit gibt der Staat schlechte Signale ab und riskiert das Vertrauen der PV- Investoren endültig zu verlieren.

Die PV-Technologie erster Generation hat es durch Lerneffekte geschafft, signifikante Kostenreduktionen aufzuweisen. Man könnte daher ausschließen, dass technologisch unterschiedliche Zellen und Module unterschiedliche Auswirkungen auf Anlagepreise ausüben, da der Markt sowieso durch eine Art von Technologie dominiert wird. Die Anwesenheit von kleineren Wohn PV-Anlagen weist nicht nur auf den Diversifikationsgrad der Förderungspolitik, sondern auch auf die Attraktivität des PV-Marktes hin. Zusammenfassend lässt sich hier sagen, dass nur die erste Generation von PV- Technologie tatsächlich den Durchbruch geschafft hat und dass kleinere Wohn- und PV- Anlagen gewissermaßen die Attraktivität vom PV-Markt steigern. In jenen Staaten, wo es eine höhere Anzahl an Wohn- und PV- Anlagen sowie Transparenz gibt, herrscht genügend Vertrauen zum Staat.

Modulkosten kleinerer PV Wohnanlagen stellen den größten Kostenträger dar, während die Modulkostenrelevanz mit der Kapazitätsgröße sinkt. Aus diesem Grund und weil der Modulmarkt integrierter wird, spielen BOS-Kosten bei der Kostenstruktur von PV-Anlagen eine bedeutende Rolle.

Obwohl jeder Staat eine unterschiedliche gesetzliche Basis zur Verwendung von Förderungen hat, kann man zum Entschluss kommen, dass Förderungen, die preis- oder quantitätsgetrieben sind, wie beispielsweise FIT, FIP, TGC, in den letzten zehn Jahren am häufigsten angewandt worden sind. Förderungspolitik, die Preiselastizität der Nachfrage, die

Verfolgung der Kostenreduktion der PV-Industrie und die Sicherheit durch eine stabile Förderungspolitik ermöglichen kann, wird meistens effizient für alle Marktteilnehmer sein.

Durch die Paneldatenanalyse wurde gezeigt, dass, unter bestimmten Voraussetzungen, die am häufigsten angewandten Förderungsformen nicht optimal sind, da sie die Anlagepreise erhöhen. Die Modulpreise haben eindeutig, als größter Kostenträger, positiven signifikanten Einfluss auf Anlagenpreise. Die große Herausforderung bei der Untersuchung zwischen dem Zusammenhang von staatlichen Förderungen und Anlagepreisen bestand darin, vollständige und korrekte Daten sowie ein passendes mathematisches Modell, welches all jene Variablen zusammenfassen kann, die sich für diese Berechnung am besten eignen, zu finden. In dieser Arbeit wurde mittels Hausmantests gezeigt, dass das Randomeffektmodell mit Zeit als Randomeffekt am besten für diese Panelanalyse geeignet ist.

Modulpreise haben immer einen positiven signifikanten Einfluss auf Anlagepreise, während Subventionen nur dann positiven signifikanten Einfluss auf Anlagepreise haben, wenn Modell 2 angewandt wird. GDP hat hierbei überhaupt keinen Einfluss auf Anlagepreise. Trotz dieser kleinen Stichprobe wurde gezeigt, dass in den oben genannten 7 europäischen Staaten die Förderungspolitik ineffizient ist - anders ausgedrückt: sie führt zu Wohlfahrtsverlusten. Es bleibt jedoch offen, ob diese Wohlfahrtsverluste im value chane entstehen, sprich Installateure, Produzenten oder Großhändler höhere Preise auf ihre Anlagen setzen oder Investoren eine unelastische Nachfrage nach PV- Anlagen haben. Das bedeutet, dass sie indifferent zu Anlagepreisveränderungen sind, da sie stark subventioniert werden.

8. Ausblick

Da Staaten wie Deutschland oder Italien bald ihre Kapazitätsobergrenze für PV-Anlagen erreichen werden, wird es wahrscheinlich zu signifikanten Veränderungen in der Förderungspolitik kommen. Das ist aber nicht der einzige Grund. Erst in den letzten paar Jahren wurde erkannt, dass die gegenwärtige Förderungspolitik in der Zukunft große Probleme, insbesondere durch hohe Verschuldungen, verursachen wird. Für Investoren kleinerer PV-Anlagen würde das bedeuten, dass sie schwieriger zum Profit kommen werden. Ob aber Anlagenpreise sinken werden bleibt immer noch offen. Auf jeden Fall wird diese Thematik, über Förderungen und ihre Auswirkungen auf die Höhe der Preise, an Bedeutung gewinnen. Deswegen sollte der Gesetzgeber über die ökonomischen Prinzipien nachdenken und die Auswirkungen der Förderungspolitik frühzeitig erkennen, um von falschen Signalen und Anreizen rechtzeitig abraten bzw. auch ablenken zu können.

Da sich diese Arbeit, als einzige bis jetzt, mit dem Zusammenhang zwischen PV-Anlagenpreisen und staatlichen Förderungen in Europa beschäftigt und diese quantitativ analysiert hat, kann sie als eine gute Basis für weitere Forschungen in dem Bereich dienen. Für weitere Forschungen wäre auch interessant, die Preiselastizitäten von PV-Anlageninvestoren zu messen - je nachdem ob sich die Anlagenpreise oder Subventionen ändern.

9. Bibliographie:

ADEME: “Photovoltaic Power Applications in France, National Survey Report 2012“, IEA-PVPS, 2013

Ahm Peter, PA Energy Ltd.: “National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2014“, IEA-PVPS, 2015

Altenhöfer-Pflaum Georg: “National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2014“, IEA-PVPS, 2015

Andor Mark Frondel, Manuel, Vance Colin: “Installing Photovoltaics in Germany: A license to print money?“, Economic Analysis and Policy 48 (2015) S.106-116, 2015

Antonelli Marco, Desideri Umberto: “Do feed in tariffs drive PV cost or viceversa“, Applied Energy 135 (2014) S.721-729, 2014

Antony Falk, Dürschner Christian, Remmers Karl-Heinz: “Photovoltaik für Profis“, Solarpraxis Berlin, 2005

Bagnall Darren M., Boreland Matt: “Photovoltaic technologies“, Energy Policy 36 (2008) S. 4390-4396, 2008

Candelise Chiara, Winkler Mark, Robert J.K. Gross: “The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting“, Renewable and Sustainable Energy Reviews 26 (2013) S.96-107, 2013

Castello Salvatore, Tilli Francesca, Guastella Salvatore: “National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2014“, IEA-PVPS, 2015

CEER (Central European Energy Regulators): “CEER Report on Renewable Energy Support in Europe“, Ref: C10-SDE-19-04a, 2011

CEER: “Key support elements of RES in Europe: moving towards market intergration“, Ref: C15-SDE-49-03, 2016

CEER: “Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe“, Ref: C12-SDE-33-03, 2013

CEER: “Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013“, Ref: C14-SDE-44-03, 2015

del Rio Pablo, Artigues Pere Mir-: “A Cautinary Tale: Spain’s Solar PV Investment Bubble“, International Institute for Sustainable Development and the Development Research Center of the State Council, 2014

Donoso José, Palencia Pedro: National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2014”, IEA-PVPS, 2015

Durand Yvonnick: “National Survey Report of PV Power Applications in France 2013”, IEA-PVPS, IEA-PVPS, 2014

EC (European Commission): “Best practices on Renewable Energy Self-consumption“, Commission Staff Working Document, 2015

ECOFYS Netherlands BV: “National Survey Report of PV Power Applications in The Netherlands 2011“, 2012

ECOFYS: “Design features of support schemes for renewable electricity“, Task 2 Report, By: Anne Held, Mario Ragwitz, Fraunhofer ISI, Malte Gephart, Erika de Visser, Corinna Klessmann, Ecofys, 2014

EPIA (European Photovoltaic Industry Association): “Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018“, 2014

EPIA: “Global Market Outlook for Photovoltaics until 2013“, 2009

EPIA: “Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015“, 2011

EPIA: “Global Market Outlook For Solar Power/ 2015-2019“, 2015

EPIA: “Self Consumption of PV Electricity“ Position Paper, 2013

EPIA: “Global Market Outlook For Solar Power/2016-2020“, 2016

European Commission: “EU Energy Markets in 2014“, Publications Office of the European Union, 2014

Fechner Hubert, Tabakovic Momir, Leonhartsberger Kurt: “National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2014“, IEA-PVPS, 2015

Goetzberger, Hoffmann Adolf Volker U.: “Photovoltaic solar energy generation“, Springer Series in Optical Sciences, 2005

Goodrich Alan, James Ted, Woodhouse Michael: “Residential, commercial and utility-scale photovoltaic (PV) system prices in United States: Current drivers and cost-reduction opportunities“, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012

Green William H. : “Econometric Analysis“, Prentice Hall, Fifth Edition, 2002

Haas Reinhard, Hartner M.: “Efficient subsidy schemes: Effects of the Austrian small-scale PV systems on PV-prices and investment decisions“, Institute of Energy Systems and Electrical Drivers, Energy Economics Group, 2014(?)

Haas Reinhard, Amela Ajanovic: “Introduction to Energy Systems“, Energy Economics Group (EEG), CZ-AT Winter-Summer School, 2015

Haas Reinhard, Lettner Georg, Auer Hans, Duic Neven: “The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally?“, Energy 57 (2013), S.38-43, 2013

Haas Reinhard, Panzer Christian Resch, Gustav, Ragwitz Mario, Reece Gemma, Held Anne: “Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources- Lessons from EU countries“, Energy 36 (2011) S.2186-2193, 2010

Haas Reinhard, Panzer Christian, Resch Gustav, Ragwitz Mario, Reece Gemma, Held Anne: “A historical review of promotion strategies for electricity form renewable energy sources in EU countries“, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) S.1003-1034, 2010

Hosenuzzaman M., Rahim N.A., Selvaraj J., Hasanuzzaman M.: “Global prospects, progress, policies and environmental impact of solar photovoltaic power generation“, Renewable and Sustainable Energy Reviews 41 (2015), S.284-297, 2014

IEA-PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme): “ 2014 Snapshot of Global PV Markets“, 2015, Report IEA-PVPS T1-26:2015

IEA-PVPS: “ Snapshot of Global PV 1992-2013”2014, Report IEA-PVPS T1-24:2014

IEA-PVPS: “PVPS Report, Snapshot of Global PV 1992-2013“ Preliminary Trends Information from the IEA PVPS Programme, 2014, Report IEA-PVPS T1-24:2014

IEA: “Energy Policies of IEA Countries- European Union“, Executive Summary, 2014

IRENA (International Renewable Energy Agency): “Renewable power generation costs in 2014“, 2015

IRENA: Cost Analysis Series, “Solar Photovoltaics“, Volume 1: Power Sector, Issue 4/5, Juni 2012

Jäger-Waldau, Arnulf et.al. : “Renewable electricity in Europe“, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) S. 3703-3716

Kaaijk Paul, Durand Yvonnick: “National Survey Report of PV Power Applications in France 2014“, IEA-PVPS, 2015

Katchova Ani: “Panel Data Models“, 2013

KEMA Nederland BV: “National Survey Report of PV Power Applications in Netherlands 2009“, 2010

Kitzing Lena, Mitchell Catherine, Morthorst Poul Erik: “Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging“, Energy Policy 51 (2012) S.192-201, 2012

Leepa Claudia, Unfried Matthias: “Effects of a cut-off in feed-in tariffs on photovoltaic capacity: Evidence from Germany“, Energy Policy 56 (2013) S.536-542, 2013

Lindahl Johann: “National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2014“, IEA-PVPS, 2015

Mankiw N. Gregory, Taylor Mark P.: “Economics“, Thomson Learning, 2006

Mertens K.: “Photovoltaik“ Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 3. Auflage 2011

MIT: “The Future of Solar Energy“, an Interdisciplinary MIT Study, Energy Initiative Massachusetts Institute of Technology, 2015

Newbery David M.: “Towards a green energy economy? The EU Energy Union’s transition to a low-carbon zero subsidy electricity system- Lessons from the UK’s Electricity Market Reform“, Applied Energy xxx (2016; S. xxx-xxx)

Oliver M., Jackson T.: “The market for solar photovoltaics“, Energy Policy 27 (1999) S. 371-385, 1999

Pacesila M., Burcea S.G., Colesca S.E.: “Analysis of renewable energies in European Union“ Renewable and Sustainable Energy Reviews 56 (2016) S. 156-170, 2015

Photovoltaic Technology Platform: “A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Energy Technology“, 2nd Edition, 2011

Poullikkas Andreas et.al: “A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources“, International Journal of Energy and Environment Volume 4, Issue 6, 2013 (S.975-1002)

Preiser Luther & Wileke: “Solar Modules and Photovoltaic Systems 2003 in A. Bubenzer & J. Luther: “Photovoltaics Guidebook for Decision-Makers , Berlin Heidelberg; Springer Verlag

Ross Michael, Jimmy Royer: “Photovoltaics in Cold Climates“, IEA, 1999

RVO, Netherlands Enterprise Agency:” National Survey Report of PV Power Applications in Netherlands 2013”, IEA-PVPS, 2014

Schiffer Hans-Wilhelm: “Europe’s road to a sustainable energy-supply system“, Energy & Environment Vol. 26 No. 1 & 2, 2015

SunShot: “Photovoltaic(PV) Pricing Trends: Historical, Recent and Near-Term Projecttions”, U.S. Department of Energy, 2012

Torres-Reyna Oscar: “Panel Data Analysis Fixed and Radnom Effects using Stata (v.4.2.)“, Princeton University, 2007

Torres-Reyna Oscar: “Getting Started in Fixed/Random Effects Models using R” (ver 0.1-Draft), Princeton University, 2010

van der Ploeg Frederick: “Macroeconomics of sustainability transitions :Second-best climate policy, Green Paradox and renewables subsidies“, Environmental Innovation and Social Transitions 1 (2011; 130-134), 2011

van der Zwaan Bob, Rabl Ari: “The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy“, Energy Policy 32 (2004), S.1545-1554, 2003

van Dril Ton, van Tilburg: Xander “Renewable energy- Investing in energy and resource efficiency“, United Nations Environment Programme (“Towards a green economy“), 2011

Verbruggen Aviel, Lauber Volkmar: “Basic concepts for designing renewable electricity support aiming at full-scale transition by 2050“, Energy Policy 37(2009) S.5732-5743, 200

Wirl Franz: “Global Warming“, Vorlesungslides für International Environmental Management, SS2015

Internetquellen:

URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2020-energy-strategy>
(Stand:12.05.2016)

EUROSTAT URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Consumption_of_energy/de (Stand: 12.05.2016)

URL: <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarzelle/photoeffekt.html> (Stand: 20.05.2016)

URL: <https://www.halbleiter.org/grundlagen/dotieren> (Stand:27.05.2016)

URL: <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarzelle/photoeffekt.html> (Stand: 20.05.2016)

URL: <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie> (Stand: 21.05.2016)

URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/anlage> (Stand: 17.08.2016)

URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten> (Stand:12.06.2016)

URL: <http://www.enfsolar.com/directory/material/cell> (Stand: 26.05.2016)

URL: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/eu-energy-subsidies--eur-40-billion-for-renewables_100016782/#axzz4HL30LSbx (Stand: 31.05.2016)

URL: <http://www.wri.org/blog/2014/01/how-green-tariffs-can-benefit-utilities-and-consumers> (Stand:02.06.2016)

URL: <http://solarpowereurope.org/media/downloads/> (Stand:15.08.2016)

URL: <http://solarpowereurope.org/media/downloads/> (Stand:15.08.2016)

URL: <http://cleantechnica.com/2016/03/10/parliament-spain-removes-punitive-sun-tax/>
(Stand: 25.07.2016)

URL: <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2013/08/16/no-end-in-sight-for-spains-escalating-solar-crisis/#7bdc8e5e627c> Stand (25.07.2016)

URL: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spain-publishes-retroactive-pv-fit-cuts_100010298/#axzz4IBwLcNL9 Stand (25.07.2016)

URL: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nama_10_gdp&lang=en
(Stand: 21.05.2016)

URL: <http://www.windpowermonthly.com/article/1163492/gaining-better-understanding-capacity-factor-productivity-efficiency> (Stand: 14.08.2016)

URL: http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE
(Stand: 11.07.2016)

URL: <http://www.pvxchange.com> (Stand: 11.07.2016)

URL: <http://www.x-rates.com/average/?from=DKK&to=EUR&amount=1&year=2009>
(Stand: 11.07.2016)

URL: <http://www.x-rates.com/average/?from=SEK&to=EUR&amount=sek&year=2009>
(Stand: 11.07.2016)

10. Anhang 1

a) Modulpreise

Staat/Jahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Österreich ⁹⁶	2,250	2,000	1,450	0,940	0,750	0,670
Deutschland ⁹⁷	*2,000	1,893	1,456	0,923	0,752	0,642
Italien ⁹⁸	**2,200	1,500	1,000	0,700	0,650	0,550
Frankreich ⁹⁹	2,000	1,660	0,910	0,720	0,650	0,600
Niederlande ¹⁰⁰ (NL)	***2,300	2,100	1,920	1,350	0,948	
Dänemark ¹⁰¹	****2,620	1,678	1,342	1,075	1,006	
Schweden ¹⁰²	*****4,710	2,831	2,105	1,632	1,121	
Spanien ¹⁰³				0,7	0,65	0,6

Tabelle 13: Modulpreise (MP) in Euro pro Watt (€/W) zwischen 2009 und 2014

* Monatliche Modulpreise, für Deutschland zwischen 2009 und 2014, befinden sich unter folgendem Link: URL:

http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE

(Stand: 11.07.2016)

Die jährlichen Modulpreise wurden auf Basis der unter dem Link gefundenen Daten, mittels arithmetischen Durchschnitt, berechnet.

** Für Italien wurden Standardmodulpreise ausgewählt, weil diese einen Durchschnittspreis repräsentieren, während „Best Price“ ausschließlich importierte Module darstellen.

⁹⁶ Siehe: Fechner et. al (2015:S.7)

⁹⁷ Siehe: Altenhöfer-Pflaum (2015:S.11) in Anlehnung URL: <http://www.pvxchange.com> (Stand: 11.07.2016)

⁹⁸ Siehe: Castello et.al (2015:S.9)

⁹⁹ Siehe: Durand (2014:S.11), ADEME (2013:S.19)

¹⁰⁰ Siehe: RVO (2014:S.6), ECOFYS Netherlands BV (2012:S.32), KEMA (2010:S. 25)

¹⁰¹ Siehe: Ahm (2015:S.9)

¹⁰² Siehe: Lindhal(2015:S.9)

¹⁰³ Siehe: Donoso et.al (2015:S.8)

*** Modulpreise zwischen 2011 und 2013 wurden als arithmetischer Durchschnitt von Quartaldaten ausgerechnet, der Preis für 2009 wurde mit 2,3 angenommen, obwohl die Preise zwischen 1,5 und 2,3 €/W variierten, da in 2010 der Durchschnittspreis bei lag 2,1 und man damit keinen konstant fallenden Trend verletzt.

**** Die Preise wurden in dänischen Kronen angegeben. Mittels URL: <http://www.x-rates.com/average/?from=DKK&to=EUR&amount=1&year=2009> (Stand:11.07.2016) und durch, den arithmetischen Durchschnitt ausgerechnete, jährliche Kurse, wurden die Preise in Euro umgerechnet. Dasselbe gilt für die Anlagepreise!

***** Siehe ***** Link für SKK-€ Kurs: Die originalen Daten wurden in schwedische Kronen dargestellt und der Umrechnungskurs ist unter folgendem Link zu finden: <http://www.x-rates.com/average/?from=SEK&to=EUR&amount=sek&year=2009>

b) Anlagepreise

Staat/Jahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Österreich ¹⁰⁴	4,370	3,680	2,970	2,216	1,934	1,752
Deutschland ¹⁰⁵	3,255	2,842	2,147	1,751	1,698	1,640
Italien ¹⁰⁶	4,500	4,000	3,200	2,400	2,200	1,670
Frankreich ¹⁰⁷	6,900	5,900	3,900	3,700	3,600	3,500
Niederlande ¹⁰⁸	*3,400	2,800	2,400	1,525	1,420	
Dänemark ¹⁰⁹	4,366	3,357	2,886	2,687	2,145	
Schweden ¹¹⁰	6,594	6,292	3,567	2,494	1,931	
Spanien ¹¹¹			2,7	2,6	2,4	2,2

Tabelle 14: Anlagepreise (AP) in Euro pro Watt peak (€/Wp) zwischen 2009 und 2014

* Die Anlagepreise in 2010 und 2011 wurden so angenommen, dass der höhere Preis aus ECOFYS Netherlands Report Preis für 2010 gilt und der niedrigere Preis für 2011.

¹⁰⁴ Siehe: Fechner et. al (2015:S.7)

¹⁰⁵ Siehe: Altenhöfer-Pflaum (2015:S.11)

¹⁰⁶ Siehe: Castello et.al (2015:S.10) und !

¹⁰⁷ Siehe: Durand (2014:S.11) ADEME (2013:S.20)

¹⁰⁸ Siehe: RVO (2014:S.6), ECOFYS Netherlands BV (2012:S.34), KEMA (2010:S. 27)

¹⁰⁹ Siehe: Ahm (2015:S.9)

¹¹⁰ Siehe: Lindhal(2015:S.11)

¹¹¹ Siehe: Donoso et.al (2015:S.9)

11. Anhang 2

Vollständige Daten für statistische Auswertung

Staat	Jahr	Modulpreis	Anlagepreis	Subvention	SubventionK	GDP
Österreich	2009	3,2	4,37	0,5193616	0,5601985	286.188,40
	2010	0,4	3,68	0,2844702	0,316078	294.627,50
	2011	1,7	2,97	0,25019436	0,2820948	308.630,30
	2012	3,6	2,216	0,2367578	0,2695009	317.117,00
	2013	2,6	1,934	0,19847436	0,2198422	322.539,20
Deutschland	2009	1,94552529	3,16634241	0,2897832	0,36911392	2.460.280,00
	2010	1,88922156	2,83632735	0,27891448	0,34835216	2.580.060,00
	2011	1,440455	2,12363996	0,29685498	0,31773036	2.703.120,00
	2012	0,90081268	1,70829268	0,27653185	0,28708162	2.754.860,00
	2013	0,73620634	1,66307542	0,26442678	0,26180292	2.820.820,00
Italien	2009	2,12560387	4,34782609	0,2488025	0,5300575	1.572.878,30
	2010	1,48809524	3,96825397	0,219672	0,49833	1.604.514,50
	2011	0,98425197	3,1496063	0,30442538	0,4498445	1.637.462,90
	2012	0,68027211	2,33236152	0,38420475	0,41104875	1.613.265,00
	2013	0,62923524	2,12971926	0,3621184	0,375928	1.604.477,90
Frankreich	2009	1,9379845	6,68604651	0,21823545	0,53681421	1.939.017,00
	2010	1,65834166	5,89410589	0,25892766	0,59176379	1.998.481,00
	2011	0,89478859	3,83480826	0,33691732	0,56932346	2.059.284,00
	2012	0,70381232	3,61681329	0,45078662	0,53886617	2.086.929,00
	2013	0,63600783	3,52250489	0,43307212	0,51769042	2.115.256,00
Niederlande	2009	2,25048924	3,32681018	0,08206985	0,10974596	617.540,00
	2010	2,07920792	2,77227723	0,2669308	0,35694688	631.512,00
	2011	1,90287413	2,37859267	0,28323592	0,35346608	642.929,00
	2012	1,31707317	1,48780488	0,1874856	0,2247864	645.164,00
	2013	0,92169261	1,38132296	0,17576241	0,20200548	652.748,00
Dänemark	2009	2,52858	4,21429999	N/A	N/A	230.213,30
	2010	1,66175227	3,32350454	N/A	N/A	241.516,90
	2011	1,313379	2,82376484	N/A	N/A	246.074,70
	2012	1,04643817	2,61609542	N/A	N/A	252.915,20
	2013	0,9821051	2,09515755	N/A	N/A	255.235,40
Schweden	2009	4,55965634	6,38351888	0,02905166	0,01394234	309.678,70
	2010	2,77843646	6,17430324	0,0243411	0,01277556	369.076,60
	2011	2,06558497	3,50062295	0,02362668	0,01160878	404.945,50
	2012	1,60929949	2,45928162	0,021643	0,010442	423.340,70
	2013	1,11141908	1,91347408	0,01878449	0,01067354	435.752,10

Tabelle 15: Vollständige Daten anhand Tabelle 2, Tabelle 6, Tabelle 7, Tabelle 8 und für die Regressionsmodelle 1 und 2

12. Anhang 3

Heterogenität zwischen Staaten und über die Zeit

```
summary( lm( Anlage ~ country ) )

##
## Call:
## lm(formula = Anlage ~ country)
##
## Residuals:
##      Min       1Q   Median       3Q      Max
## -2.2448 -0.8745 -0.1916  0.8282  2.4187
##
## Coefficients:
##              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
## (Intercept)    3.03400    0.55555   5.461 7.87e-06 ***
## countryDeutschland -0.69540    0.78567  -0.885  0.3836
## countryItalien     0.22600    0.78567   0.288  0.7757
## countryFrankreich  1.76600    0.78567   2.248  0.0327 *
## countryNiederlande -0.72500    0.78567  -0.923  0.3640
## countryDänemark    0.05416    0.78567   0.069  0.9455
## countrySchweden    1.14147    0.78567   1.453  0.1574
## ---
## Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
##
## Residual standard error: 1.242 on 28 degrees of freedom
## Multiple R-squared:  0.3683, Adjusted R-squared:  0.233
## F-statistic: 2.721 on 6 and 28 DF, p-value: 0.03286
```

Abbildung 28: Heterogenität zwischen Staaten (Selbsterstellter R-Studio Output)

```
summary( lm( Anlage ~ factor( year ) ) )

##
## Call:
## lm(formula = Anlage ~ factor(year))
##
## Residuals:
##      Min       1Q   Median       3Q      Max
## -1.5143 -0.6275 -0.1801  0.2403  2.1673
##
## Coefficients:
##              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
## (Intercept)    4.7693    0.3946  12.088 4.65e-13 ***
## factor(year)2010 -0.6450    0.5580  -1.156  0.25685
## factor(year)2011 -1.7593    0.5580  -3.153  0.00366 **
## factor(year)2012 -2.3733    0.5580  -4.253  0.00019 ***
## factor(year)2013 -2.6367    0.5580  -4.725 5.05e-05 ***
## ---
## Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
##
## Residual standard error: 1.044 on 30 degrees of freedom
## Multiple R-squared:  0.5221, Adjusted R-squared:  0.4583
## F-statistic: 8.193 on 4 and 30 DF, p-value: 0.0001369
```

Abbildung 29: Heterogenität über die Zeit (Selbsterstellter R-Studio Output)

13. Anhang 4

Modell 1 und 2 Auswertung (zeitliche und individuelle Effekte als “random“ Variable)

```
plm(formula = Anlage ~ Modul + Subvention + GDP + 1, data = Panel2,
     effect = "twoways", model = "random")

Balanced Panel: n=7, T=5, N=35

Effects:
              var std.dev share
idiosyncratic 0.2101  0.4584 0.117
individual    1.5914  1.2615 0.883
time          0.0000  0.0000 0.000
theta  : 0.8396 (id) 0 (time) 0 (total)

Residuals :
      Min. 1st Qu.  Median 3rd Qu.    Max.
-0.9260 -0.2100 -0.0666  0.0717  1.5300

Coefficients :
              Estimate Std. Error t-value Pr(>|t|)
(Intercept)  7.9078e-01  8.2803e-01  0.9550   0.3470
Modul        1.4872e+00  1.1626e-01 12.7923 6.621e-14 ***
Subvention   -1.5313e+00  1.1502e+00 -1.3314   0.1928
GDP           4.1596e-07  5.3527e-07  0.7771   0.4430
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares:    43.857
Residual Sum of Squares: 6.5593
R-Squared:              0.85044
```

Abbildung 30: Modell 1 Auswertung (zeitliche und individuelle Effekte als “random“ Variable) (Selbsterstellter R-Studio Output)

```
plm(formula = Anlage ~ Modul + SubventionK + GDP + 1, data = Panel2,
     effect = "twoways", model = "random")
```

Balanced Panel: n=7, T=5, N=35

Effects:

	var	std.dev	share
idiosyncratic	0.21612	0.46488	0.140
individual	1.31489	1.14669	0.850
time	0.01652	0.12853	0.011
theta	: 0.8216 (id)	0.1929 (time)	0.1914 (total)

Residuals :

Min.	1st Qu.	Median	3rd Qu.	Max.
-0.7700	-0.2080	-0.0765	0.1190	1.5400

Coefficients :

	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(> t)
(Intercept)	6.7158e-01	7.7621e-01	0.8652	0.3936
Modul	1.4233e+00	1.4411e-01	9.8765	4.309e-11 ***
SubventionK	4.8159e-01	1.2190e+00	0.3951	0.6955
GDP	2.1381e-07	5.0834e-07	0.4206	0.6769

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares: 31.564

Residual Sum of Squares: 6.7882

R-Squared: 0.78494

Abbildung 31: Modell 2 Auswertung (zeitliche und individuelle Effekte als “random“ Variable) (Selbsterstellter R-Studio Output)