

2. Historische Entwicklung der Energiewirtschaft in Großbritannien

2.1. Allgemeine Ausgangssituation

Der Einsatz von Kohle zur Bereitstellung elektrischer Energie spielte in Großbritannien lange Zeit eine maßgebende Rolle. Während die Kohlenachfrage bis zum Jahr 1983 fast ausschließlich durch die heimische Förderung gedeckt werden konnte, nahmen die Nettoimporte in den folgenden Jahren stetig zu [Bolton, 2013, S. 4]. Ein starker Einbruch der Kohleverstromung in den Jahren 1984/85 lässt sich auf den „Miners Strike“ zurückführen [Rotaru, 2013, S. 269], wobei der Einbruch zu einem Großteil über den Einsatz von Erdöl kompensiert wurde (vgl. Abbildung 1). Bis Mitte der 1990er Jahre wurden rund 50 % der Elektrizität über die Verstromung von Kohle erzeugt. Ein Großteil der Kohlenachfrage (rund 65 %) im Jahr 2015 wurde über Kohleimporte gedeckt [DECC 2015, S. 53]. Gleichzeitig verzeichnet die heimische Produktion einen absteigenden Trend. Im Dezember 2015 wurde das letzte untertägige Steinkohlebergwerk stillgelegt. Somit beschränkt sich die britische Kohleförderung ausschließlich auf Tagebauprojekte, welche vornehmlich im Norden Englands sowie im Süden von Wales und Schottland angesiedelt sind [EIA, 2016, S. 17]. Im Jahr 2015 wurden für Großbritannien Kohlereserven von 228 Mio. t ausgewiesen, wobei der jährliche Verbrauch bei 23,4 Mio. t lag [BP, 2015]. Unter Vernachlässigung von Importen ergibt sich somit eine statische Reichweite von 9,7 Jahren. Werden Kohleimporte bei der Berechnung der statischen Reichweite berücksichtigt und von einer heimischen Förderung von 9 Mio. t [DECC, 2016b, S. 41] ausgegangen, steigt diese auf 25 Jahre an. Die Bestimmung der Reichweite von Energierohstoffen über die statische Reichweite ist jedoch mit einer Problematik verbunden, die sich aus der begrifflichen Definition von „Reserven“ und deren Unterscheidung zu „Ressourcen“ ergibt. Ressourcen beschreiben „nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen“ [Andrleit et al., 2014, S. 123], während Reserven nachgewiesene und zu heutigen Preisen, mit heutiger Technik wirtschaftliche gewinnbare Energierohstoffmengen sind. Ein Anstieg der Marktpreise oder technologische Entwicklungen können daher Ressourcen in Reserven

„umwandeln“, womit diese Faktoren indirekt Einfluss auf die statische Reichweite nehmen. Eine Bestimmung der Reichweite ist demnach stark von Faktoren abhängig, welche nicht oder nur indirekt mit dem Ressourcenbestand in Verbindung stehen, dennoch ist zu beachten, dass die Gestaltung eines nationalen Kraftwerksparks durch langfristige Zeithorizonte gekennzeichnet ist; der künftige Verzicht auf den Einsatz von Kohle im britischen Stromsektor könnte daher nicht ausschließlich aufgrund klimapolitischer Erwägungen getroffen worden sein, sondern gleichzeitig auf der Notwendigkeit beruhen einen endlichen fossilen Primärenergieträger durch Alternativen zu ersetzen, welche für einen längeren Zeitraum zur Verfügung stehen.

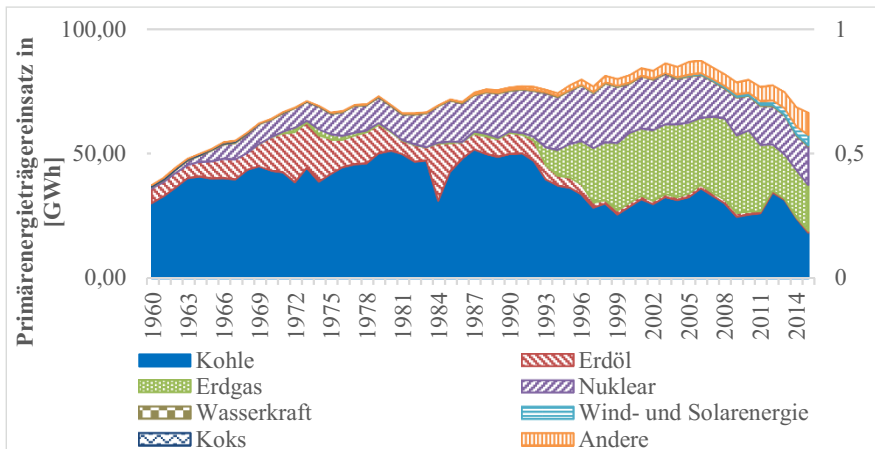


Abbildung 1: Zeitreihe des Strommixes in Großbritannien nach Primärenergieträger
 Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten von [BEIS, 2015a]

Innerhalb der europäischen Union ist Großbritannien das größte Erdölexportland, wobei die Reserven des Landes bei 746 Mio. t liegen [Andruleit et al., 2014, S. 70-79] und damit rund 35 % der europäischen Erdölreserven ausmachen. Im Bereich der Stromproduktion verliert Erdöl jedoch aufgrund hoher Betriebskosten zunehmend an Bedeutung. Die Erdölnachfrage erreichte im Jahr 2005 ein Hoch von 83 Millionen Tonnen [vgl. BP, 2015] und weist seither eine rückgängige Entwicklung auf. Da die Nachfrage jedoch weniger stark zurück ging als die Produktion, nimmt Großbritannien seit 2005 die Stellung eines Nettoimporteurs von Erdöl ein [EIA, 2016, S. 1].

Seit 1990 fand eine grundlegende Verschiebung der Erzeugungsstruktur von Elektrizität statt. Die Verstromung von Erdgas erfuhr ein rasantes Wachstum und erreichte bis 2000 ca. 35 % des Primärenergieträgereinsatzes zur Stromerzeugung. Diese Entwicklung, welche überwiegend auf Kosten der Kohleverstromung erfolgte, lässt sich im Wesentlichen auf die Privatisierung des Strom- und Gasmarktes zurückführen [vgl. Newbery, 1998, Robinson, 2016]. Als der Strommarkt noch in staatlicher Hand lag, sollte die heimische Kohleförderung durch langfristige Lieferverträge zu Preisen oberhalb des Marktpreises gestärkt werden. Mit der gleichen Motivation wurde weitestgehend auf die Verstromung von Erdgas verzichtet. Durch den regulatorischen Umbruch im Zuge der Privatisierung konnte sich Erdgas vermehrt gegenüber Kohle durchsetzen.

2.2. Energie- und Umweltpolitik

2.2.1. Liberalisierung und Privatisierung der Stromwirtschaft

Nach dem zweiten Weltkrieg war ein Großteil der Elektrizitätsindustrie in öffentlicher Hand: Nur rund ein Drittel der Unternehmen waren privatwirtschaftlicher Natur. Durch Inkrafttreten des „Electricity Acts“ von 1947 wurde die Stromwirtschaft in Großbritannien, Wales und Schottland neu geordnet und vollständig verstaatlicht. Bis zur darauf folgenden Privatisierung der Stromwirtschaft zeichnete sich die Marktstruktur in Großbritannien durch stark vertikal integrierte staatliche Monopole aus [Simmonds, 2002]. Die Bereitstellung von Elektrizität und deren Transmission übernahm in Großbritannien und Wales das „Central Electricity Generation Board“ (CEGB) und in Schottland das „South of Scotland Electricity Board“ (SSEB) sowie das „Hydro Electric Board“ (H-EB).

Während in England selbst die regionale Verteilung über 12 unabhängig voneinander agierende sog. „Area Electricity Boards“ erfolgte, wurde dies in Schottland ebenfalls von SSEB und H-EB übernommen. Darüber hinaus wurde der „Electricity Council“ ins Leben gerufen. Seine Aufgabe bestand hauptsächlich in der übergeordneten Koordinierung der nationalen stromwirtschaftlichen Aktivitäten. Die Preiskontrolle erfolgte über das „Office of Gas and Electricity Markets“ (Ofgem).

Somit unterlag der Markt einer starken Regulierung, war vollständig in staatlicher Hand ohne die Entkoppelung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Begünstigt durch diese Struktur wurde die Elektrizitätsbranche stark durch politisch motivierte Entscheidungen beeinflusst [vgl. Robinson, 2016]:

- Um die heimische Kohleproduktion zu fördern, wurde der Import von Kohle weitestgehend unterbunden.
- Des Weiteren wurde der Einsatz bestimmter Technologien für die Bereitstellung elektrischer Energie festgelegt. So wurde für die Errichtung der ersten Kernenergieanlagen auf den Einsatz von Magnox und fortgeschrittenen gasgekühlten Reaktoren (englisch: Advanced Gas-Cooled Reactors) nach britischem Design gesetzt.
- Die Herstellung von Kraftwerkskomponenten und der Bau von Kraftwerken wurden fast ausschließlich von britischen Akteuren übernommen, ohne einen internationalen Vergleich hinsichtlich Preis und Expertise zu berücksichtigen.

Seit den beiden Ölkrisen in den 1970er Jahren wurde in Großbritannien, aber auch weltweit, eine Restrukturierung der nationalen Energiewirtschaft und den zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen forciert. Dies spiegelt sich beispielsweise in der Gründung der Internationalen Energieagentur im Jahr 1974, als Reaktion auf die erste Ölkrise von 1973, wieder.

Wie in weiten Teilen Westeuropas, führten die Ölkrisen in Großbritannien zu einer Rezession. Ein Streik der Minenarbeiter verschärfte die Situation zusätzlich. Um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können, musste auf eine Drei-Tage-Woche zurückgegriffen werden, um die Stromnachfrage zu senken. Die politischen Eingriffe, die vornehmlich heimische Kohle unter der Motivation der Versorgungssicherheit favorisierten, führten also letztlich zu einer fehlenden Diversifikation der Stromerzeugung und damit einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit.

Die Entscheidung zur Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes in Großbritannien war jedoch ebenfalls von der Notwendigkeit großer Investitionen im Bereich der Stromerzeugung und –infrastruktur geprägt [vgl. Rotaru, 2013]. Gesetzliche Grundlage für eine erneute Umstrukturierung und anschließende Privatisierung

des britischen Strommarktes stellte der Electricity Act im Jahr 1989 dar. Abbildung 2 zeigt schematisch den Aufbau der Marktstruktur Großbritanniens nach der Reformierung.

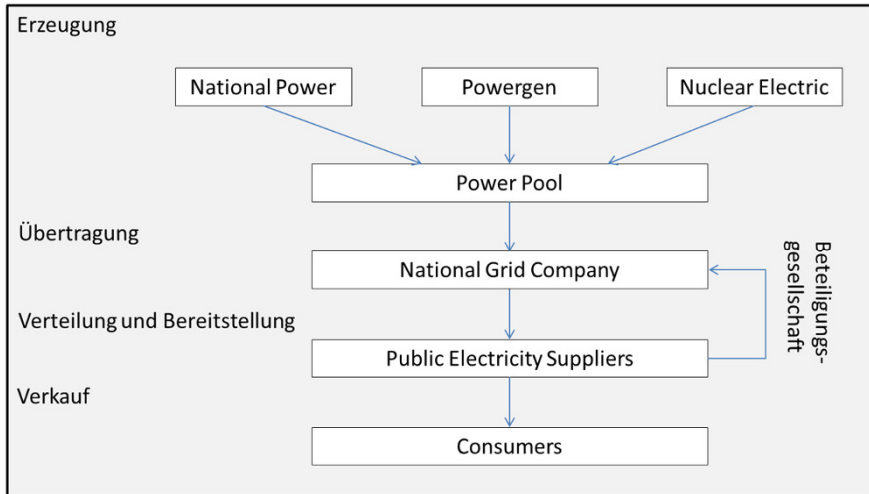


Abbildung 2: Struktur der Stromwirtschaft zum Zeitpunkt der Privatisierung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Simmonds, 2002], i.V.m. [Pond, 2006]

Bei der Privatisierung des Gasmarktes in Großbritannien wurde auf eine vorge-schaltete Reformierung verzichtet, wodurch die zuvor staatlichen Monopole weit-gehend durch privatwirtschaftliche Monopole ersetzt wurden [Simmonds, 2002, S. 2]. Die Restrukturierung des Strommarktes, vor der Privatisierung, sollte dieses Problem lösen. Im Zuge dieser Reformierung wurde die CEGB in vier Institutio-nen aufgeteilt. Die Erzeugung von elektrischer Energie übernahmen fortan Natio-nal Power, PowerGen und Nuclear Electric. Der Betrieb der Übertragungsnetze, der Pumpspeicherkraftwerke und der Stromverbindungsleitungen nach Frankreich und Schottland wurde von der National Grid Company (NGC) übernommen [vgl. Pond, 2006]. Die NGC stellt zwar somit weiterhin ein Monopol hinsichtlich der Übertragungsnetze dar, allerdings halten die 12 regionalen Stromversorgungs-unternehmen über eine Beteiligungsgesellschaft sämtliche Anteile an NGC. Wäh-rend Nuclear Electric als staatlicher Betrieb weitergeführt wurde und den Betrieb

der Atomkraftwerke übernahm, wurden National Power und PowerGen privatisiert. Die Öl-, Gas- und Kohlekraftwerke wurden zwischen National Power und PowerGen aufgeteilt.

Der „Electricity Pool“ stellte eine zentralisierte Handelsplattform dar. Auf diesem Spotmarkt wurde täglich und im halbstündlichen Takt gehandelt. Die einzelnen Kraftwerke gaben Gebote für jede halbstündige Periode des Tages ab. Diese werden nach dem Preis sortiert, um die günstigste Erzeugungsstruktur zu ermitteln, welche notwendig ist, um die Nachfrage zu decken. Den Marktpreis bestimmt das Grenzkraftwerk [vgl. Pearson & Watson, 2012].

Durch die Aufteilung der fossilen Kraftwerke sollte die Konkurrenz erhöht und die Effizienz der Stromversorgung verbessert werden. Diese Marktsituation kann mit dem Bertrand-Wettbewerb dargestellt werden [vgl. Green, 1992]. Das strategische Entscheidungskalkül innerhalb eines solchen Wettbewerbs lässt sich wie folgt beschreiben [Varian 1992, S. 262 ff.]:

Auf einem Markt mit einem homogenen Gut konkurrieren zwei Anbieter $i = \{1,2\}$ miteinander. Die Konsumenten können ohne Transaktionskosten bei jeder Kaufentscheidung den Anbieter wechseln, was dazu führt, dass sie stets bei demjenigen Anbieter kaufen, der zum niedrigsten Preis p_i verkauft. Sollten beide Anbieter den gleichen Preis setzen, teilen sich die Anbieter die gesamte Nachfrage im Verhältnis 1:1. Anders als bei dem Cournot-Oligopol-Modell beruht das strategische Kalkül also nicht auf der Wahl der zu produzierenden Menge, sondern auf der Wahl des Preises p_i . Keiner der beiden Anbieter kann dauerhaft zu einem Preis produzieren, welcher unterhalb seiner Grenzkosten (MC) liegt. Falls er jedoch zu einem höheren Preis als sein Konkurrent anbietet, wird jener die komplette Nachfrage bedienen. Falls beide Unternehmen i zum gleichen Preis p_i anbieten, der jedoch über den Grenzkosten liegt, besteht für beide Unternehmen i der Anreiz, den Preis geringfügig zu senken, um erneut die gesamte Nachfrage abschöpfen zu können. Ein stabiles Gleichgewicht kann hier also nur dann erreicht werden, falls gilt:

$$p_1 = p_2 = MC$$

Nach diesem Modell wird im Oligopol-Fall der Wettbewerbspreis erzielt. Die Annahme über die Homogenität des Gutes ist im Falle von Strom durchaus plausibel

[vgl. Vasin et al., 2007]¹, ebenso die Modellannahme, dass ausschließlich über den Preis konkurriert wird. Das Modell führt jedoch nur dann zu dem oben beschriebenen Nash-Gleichgewicht, falls die Grenzkosten der beiden Unternehmen identisch sind. Unter der Annahme, dass beide Unternehmen gleichwertige Kraftwerke erhielten, könnte auch diese Annahme als plausibel betrachtet werden. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die gesamte Kapazität des Kraftwerksparks Großbritanniens auf diese Unternehmen aufgeteilt wurde, wodurch die Annahme, dass ein Unternehmen die gesamte Stromnachfrage des Landes befriedigen kann, kaum überzeugend erscheint.

Entgegen der Erwartung eines sinkenden Preises durch den Bertrand Wettbewerb verzeichnete der durchschnittliche Strompreis einen Anstieg um 40 % innerhalb der ersten vier Jahre nachdem der Electricity Pool eingeführt wurde [vgl. Bower, 2002]. Als Reaktion wurde im Jahr 2001 der Electricity Pool durch ein neues Marktmodell, die „New Electricity Trading Arrangements“ (NETA) ersetzt. Dieses orientiert sich stärker an „klassischen“ Rohstoffmärkten und sieht bilaterale Verträge zwischen Erzeugern, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Händlern und Konsumenten vor. Synchron mit der Einführung dieses Modells sanken die Strompreise. Obwohl der Rückgang des Marktpreises grob mit der Einführung des NETA zusammenfällt, argumentiert Bower [2002], dass hier nur ein marginaler kausaler Zusammenhang besteht. Bedeutender für diese Entwicklung seien andere regulatorische Maßnahmen, wie beispielsweise die zunehmende Verstromung von Erdgas und vermehrte Importe von günstiger Steinkohle auf Kosten der heimischen Kohlegewinnung.

Obwohl die Netze von Nordirland, Schottland und England und Wales miteinander verbunden waren, agierte die Stromwirtschaft in den jeweiligen Regionen bis zum März 2005 unabhängig voneinander. Mit der Einführung der „British Electricity Trading and Transmission Arrangements“ (BETTA) wurden die Märkte in England, Wales und Schottland zusammengefasst. Im Zuge der „Electricity Market Reform“ (EMR), welche im Jahr 2013 in Kraft trat, wurden weitere Eingriffe in die britische Stromwirtschaft vorgenommen [IEA, 2012, S. 124 ff.]:

¹ Dies ist vor dem historischen Hintergrund zu betrachten. Seit dem steigenden öffentlichen Interesse nach klimaschonender und nachhaltiger Energiebereitstellung, kann durchaus argumentiert werden, dass eine vollständige Homogenität verschiedener Stromprodukte nicht unbedingt gegeben ist.

- Carbon Floor Price: Festlegung eines Preisminimums für CO₂-Emissionen, welches ausreichend Anreize zur Investition emissionsarmer Erzeugungstechnologien bieten soll (siehe hierzu: Kapitel 2.3).
- Kapazitätsmechanismus um eine ausreichende Systemflexibilität für die gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten.
- Contract for Difference (CfD): Förderkonzept für emissionsarme Erzeugungstechnologien über langfristige Verträge (siehe hierzu: Kapitel 2.2.3)
- Emissions Performance Standard: Einführung eines Emissionsstandards für neu errichtete Kraftwerke. Durch die Limitierung auf 450 g CO₂ pro kWh wird indirekt der Einsatz von „Carbon Capture and Storage“-Technologien (CCS) für fossile Öl- und Kohlekraftwerke verpflichtend.

2.2.2. Marktstruktur der britischen Stromwirtschaft

Großbritannien ist Nettoimporteur von Elektrizität und deckte im Jahr 2014 rund 6,5 % des Stromverbrauches über Importe [DECC 2015c]. Das Stromnetz wird über vier Verbindungsleitungen auf Höchstspannungsebene mit Frankreich, den Niederlanden, Nordirland und der Republik Irland verbunden. Insgesamt umfassen die Verbindungsleitungen eine Kapazität von vier Gigawatt, wobei zwei Gigawatt auf die Leitung zwischen Frankreich und Großbritannien entfallen, ein Gigawatt auf die Verbindung Niederlande-Vereinigtes Königreich und jeweils 500 Megawatt auf Nord- bzw. Südirland [vgl. Ofgem, 2014].

Den bedeutendsten Handelspartner stellt Frankreich dar: Im Jahr 2015 betrug die importierte Strommenge aus Frankreich ca. 14 TWh und machte damit fast 62 % der gesamten Stromimporte aus (vgl. Abbildung 3). Seit 2011 liefern auch die Niederlande vermehrt Strom nach Großbritannien.

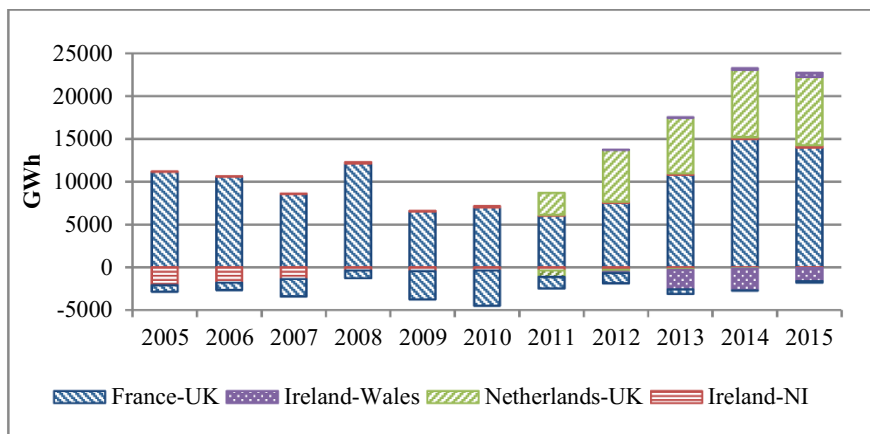


Abbildung 3: Import- und Exportstruktur in Großbritannien

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten von [DECC, 2015c]

Die Struktur des Strommarktes in Großbritannien zeichnet sich weiterhin durch eine starke Konzentration auf wenige vertikal integrierte Unternehmen aus. Zu den ursprünglichen 12 „Regional Electricity Companies“ (REC) zum Zeitpunkt der Privatisierung drängte eine Vielzahl neuer Akteure in den Markt. Bis zum Jahr 2006 existierten mehr als 70 Versorgungsunternehmen. Trotzdem wird der Markt durch die sechs größten Unternehmen dominiert. Diese werden oft mit dem Titel „the big six“ versehen. Zu ihnen zählen British Gas, EDF Energy, E.ON UK, RWE NPower, Scottish Power und SSE. Zusammen halten sie einen Marktanteil von knapp 90 % (vgl. Abbildung 4). Eine stärkere Diversifizierung im Bereich der Energieversorgungsunternehmen lässt sich besonders innerhalb der letzten fünf Jahre beobachten. Während kleinere Unternehmen 2010 lediglich 1 % des Marktanteiles hielten, ist dieser inzwischen auf 10 % angestiegen.

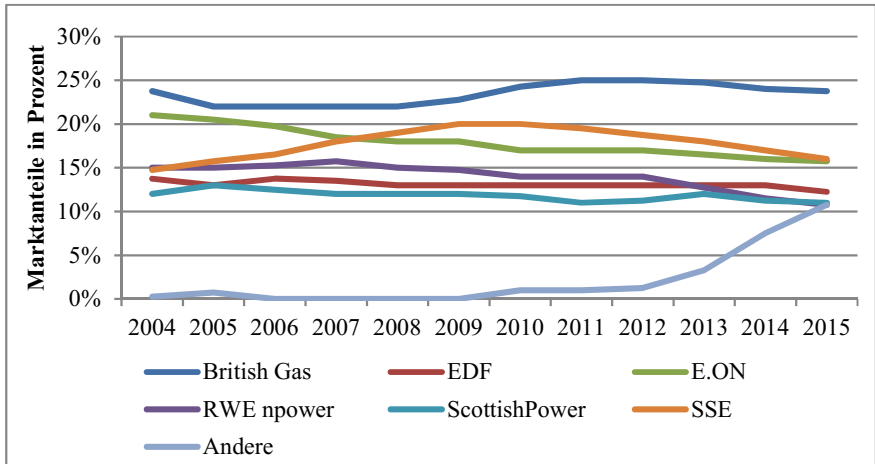


Abbildung 4: Marktanteile der Versorgungsunternehmen in Großbritannien
 Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten [Ofgem, 2016]

Ein vergleichbares Bild zeichnet sich bei der Betrachtung der Erzeugerebene des britischen Strommarktes ab. Die Betrachtung des Gewinns vor Zinsen und Steuern (EBIT)² stellt einen Indikator für die Marktmacht einzelner Unternehmen innerhalb eines definierten Marktes dar, denn unter der Annahme vollständigen Wettbewerbes sollte kein Unternehmen langfristig Residualgewinne erzielen können. Im jährlichen Marktbericht der Ofgem [2015] wurde für die größten Erzeugungsunternehmen eine durchschnittliche EBIT-Marge von 10 %-15 % berechnet. Besonders hervorzuheben sind die beiden Unternehmen E.ON UK und RWE NPower, welche seit 2013 bei ca. -10 % liegen.

Bei näherer Betrachtung der jeweiligen Erzeugungsanlagen zeigt sich, dass die EBIT-Margen für konventionelle Kraftwerke aller Erzeugungsunternehmen im negativen Bereich liegen. Mit Ausnahme von E.ON erzielen erneuerbare Energien-Anlagen positive Ergebnisse. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich über die Bewertung des Strommarktes durch den Indikator der EBIT-Marge, trotz einer starken Konzentration auf sechs Unternehmen, keine Ausübung von Marktmacht einzelner Unternehmen identifizieren lässt.

² Aus dem Englischen: Earnings Before Interest and Taxes.

Obwohl keine preisliche Verzerrung über die Ausübung von Marktmacht durch die Aufsichtsbehörde Ofgem festgestellt wurde, ist die Entwicklung der Energiepreise in Großbritannien von beständigem öffentlichem und politischem Interesse. Unter diesem Aspekt wird an dieser Stelle auf die Problematik der „fuel poverty“, bzw. Energiearmut eingegangen. Bisher existiert keine allgemein anerkannte Definition dieses Begriffs [vgl. EPEE, 2009] und Großbritannien ist bisher das einzige Land, welches eine offizielle Definition dieses Begriffs einführt:

„[A] household is in a situation of fuel poverty when it has to spend more than 10 % of its income on all domestic fuel use, including appliances, to heat the home to a level sufficient for health and comfort.“ [EPEE, 2009, S. 3]

Diese Definition bietet gegenüber einer vereinfachten Festlegung von Energiearmut über den prozentualen Anteil der Haushaltsausgaben für Energiedienstleistungen einen bedeutenden Vorteil. Falls ausschließlich der Anteil des zur Verfügung stehenden Einkommens berücksichtigt wird, welcher für den Erwerb von Energie aufgewendet wird, werden Energieeinsparungen die einen adäquaten Lebensstandard nicht gewährleisten können, nicht erfasst. Falls also beispielsweise auf die Beheizung während des Winters aufgrund zu hoher Kosten verzichtet werden müsste, könnten die Ausgaben unterhalb der 10 % Grenze liegen, obwohl der Haushalt unter die Kategorie der Energiearmut fallen müsste.

DECC veröffentlicht jährlich den „Annual Fuel Poverty Statistics Report“ [DECC, 2016c], welcher die Struktur der Energiearmut darlegt. Abbildung 5 stellt die chronologische Entwicklung der Energiearmut in Großbritannien dar.

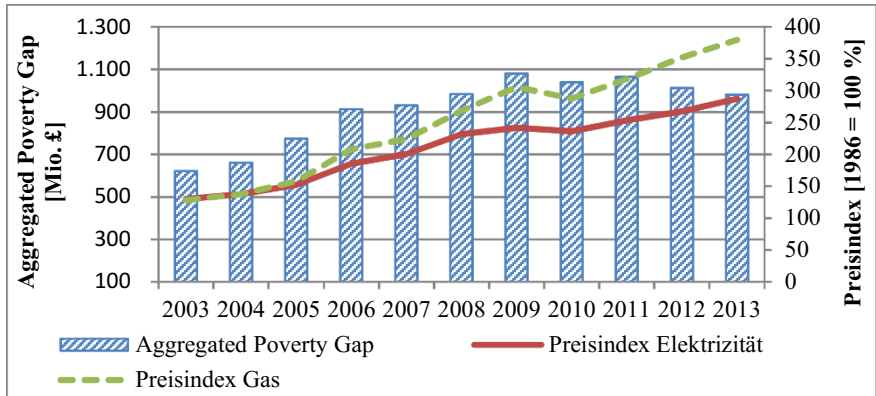


Abbildung 5: Haushalte in Energiearmut im zeitlichen Verlauf

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten von [DECC, 2016c] in Verbindung [ONS, 2016]

Auf der linken Achse ist die „aggregated poverty gap“, bzw. aggregierte Armuts-lücke abgetragen. Dieser Indikator umfasst die kumulierte Reduktion der Energiekosten aller Haushalte in Energiearmut, die notwendig wäre, um die Energiearmut zu überwinden. Auf der rechten Achse sind Preisindizes für Endverbraucher³ von Gas und Elektrizität abgetragen. Beide weisen zwischen 2003 und 2009 einen deutlichen Anstieg auf. Im Jahr 2003 lag die aggregierte Armuts-lücke bei 621 Mio. £ und wuchs innerhalb von sechs Jahren auf 1081 Mio. £. Seither ist ein verhalten-ner Rückgang festzustellen, während die Preisindizes gleichzeitig weiter anwachsen.

Im europäischen Vergleich lagen die Strompreise für Endverbraucher in Großbritannien bis zum Jahr 2014 unterhalb des Durchschnitts. In Abbildung 5 wird der zeitliche Verlauf der Strompreise von Deutschland (DE), Großbritannien (GB) und vom europäischen Mittelwert (EU) dargestellt. Die blauen Balken stellen dabei die Kosten der Stromerzeugung und des Netzbetriebes dar, während in rot die zusätzliche Kostenbelastung durch Steuern und Abgaben abgetragen sind. Ein deutlicher Anstieg der Preise lässt sich sowohl in Großbritannien als auch in Deutschland ausmachen. Bei einer Betrachtung der Besteuerung zeigt sich, dass diese im Vereinigten Königreich einen vergleichsweise geringen Anteil an den

³ Retail Price Index

gesamten Elektrizitätskosten (knapp 5 %, Stand 2015) trägt. In Deutschland machten im Jahr 2014 die Gesamtheit der Steuern rund 54 % der Strompreise aus.

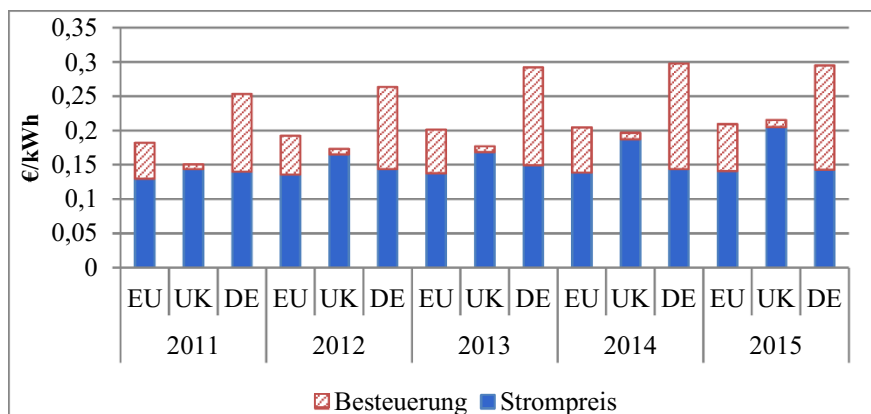


Abbildung 6: Entwicklung durchschnittlicher Stromkosten für Haushalte

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten von [EUROSTAT, 2016]

Im Vereinigten Königreich wird 30 % des Elektrizitätsbedarfes über die Verstromung von Erdgas gedeckt [DECC 2015b, S. 137]. Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, war Großbritannien bis zum Jahr 2005 Nettoexporteur von Erdgas. Mit zunehmendem Alter der Lagerstätten nahmen die Kosten der Förderung stetig zu, während die Förderquote zurückging. Diese Entwicklung resultierte in einer zunehmenden Importabhängigkeit von Erdgas. Großbritannien bezieht rund 75 % der Importe über Pipelines aus Belgien, den Niederlanden und Norwegen und 25 % über „Liquefied Natural Gas“ (LNG) Transporte⁴ [DECC, 2015b, S. 99 ff.]. Die Importe über LNG wiesen innerhalb der letzten fünf Jahre einen rückläufigen Trend auf, welcher in der erhöhten Nachfrage in Japan im Zuge der Abschaltung von Atomkraftwerken nach dem Fukushima-Unfall begründet liegt [Ofgem, 2015, S. 20]. Durchschnittlich liegen die Preise für Erdgas über die jeweiligen Importkanäle über den Preisen des in Großbritannien geförderten Erdgases. Dies lässt sich zum einen auf die langfristigen Lieferverträge mit einer Koppelung des Erdgaspreises an den Ölpreis, wie sie in Asien und Europa vorzufinden sind und zum anderen auf die anfallenden Transportkosten zurückführen [Ofgem, 2015, 20 f.].

⁴ Stand 2014

Die Erschließung unkonventioneller Erdgaslagerstätten durch „hydraulic fracturing“ könnte einen positiven Einfluss auf die Importabhängigkeit mit sich bringen und gleichzeitig zu einer Preissenkung von Erdgas im britischen Markt führen. Seit 2011 rückte in Großbritannien Fracking sowohl in die politische als auch in die öffentliche Aufmerksamkeit. Um die Entwicklung von Fracking-Projekten in Großbritannien voranzutreiben, schaffte die Regierung im Jahr 2013 geeignete Rahmenbedingungen in Form von Steueranreizen [Cotton et al., 2014, S. 427 f.]. Derzeit beschränken sich Projekte allerdings noch auf die Exploration von Lagerstätten, weshalb der künftige Einfluss von Schiefergas auf die Energiewirtschaft im Vereinigten Königreich noch mit großer Unsicherheit belastet ist. Die Abschaltung von Kohlekraftwerken bis zum Jahr 2025 könnte die Bedeutung von Gaskraftwerken zur Deckung der Stromnachfrage deutlich erhöhen⁵. Eine erhöhte heimische Förderung von Erdgas könnte somit einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und gleichzeitig geringere Kosten der Strombereitstellung von Gaskraftwerken mit sich bringen.

2.2.3. Erneuerbare Energien in Großbritannien

Erneuerbare Energien wurden energiepolitisch erstmals in der „Non Fossil Fuel Obligation“ (NFFO) berücksichtigt [vgl. Mitchell, 1995]. Diese legte fest, dass ein bestimmter prozentualer Anteil der Elektrizität aus nicht fossilen Brennstoffen bereitgestellt werden muss und stellte ein Ausschreibungsverfahren von Vergütungsverträgen dar. Primär wurde die NFFO ins Leben gerufen um Kernenergie zu fördern, weshalb die NFFO zunächst keine nennenswerte Rolle bei dem Ausbau erneuerbarer Energien spielte [vgl. Pearson & Watson, 2012, Mitchell, 2000]. NFFO Verträge wurden zwischen Erzeuger und den RECs geschlossen und legten bestimmte Premiumzahlungen fest, welche die RECs an die Erzeuger zu entrichten hatten. Die Differenz aus tatsächlichem Marktpreis für Elektrizität und Premiumzahlung, was der tatsächlichen Förderungshöhe entspricht, wurde den RECs über die Einnahmen des „Fossil Fuel Levy“ (FFL) zurückerstattet. Die Vergabe dieser NFFO-Verträge erfolgte über Preisgebote durch die jeweiligen Erzeuger. Diese Gebote wurden nach Preisen gestaffelt und nach Erzeugungsart sortiert, wodurch beispielsweise Onshore-Windkraftanlagen nicht mit Offshore-Windkraftanlagen

⁵ Eine Betrachtung des künftigen Kraftwerksparks Großbritanniens und der Stromerzeugung wird in Kapitel 3.4.1 vorgenommen.

oder Müllverbrennungsanlagen konkurrierten. Für die Anteile der jeweiligen Erzeugungstechnologie innerhalb eines Vergabeverfahrens existierte jedoch keine feste Regelung. Das Ministerium für Handel und Industrie (Department for Trade and Industry), welches mit der Vergabe der Kontrakte betraut wurde, legte für jede Erzeugungstechnologie eine bestimmte Preisobergrenze fest. Somit konnten unter Berücksichtigung der prognostizierten Marktpreise die voraussichtlichen Kosten der Förderung innerhalb eines Jahres berechnet werden. Lagen diese Kosten oberhalb des Anteils aus den Einnahmen des FFL, welcher für die NFFO-Verträge vorgesehen war, so wurden die Preisobergrenzen der einzelnen Erzeugungstechnologien angepasst, bis das Budget gedeckt war [vgl. Mitchell, 2000]. In den Jahren 1990 bis 1998 wurden über die NFFO insgesamt fünf Ausschreibungsrunden abgehalten. Während die Laufzeiten unter NFFO-1 und NFFO-2 bis zum Jahr 1998 limitiert waren, wurden sie in den folgenden Verfahren auf 15 Jahre festgesetzt [Espey, 2001, S. 205]. Wie bereits erwähnt, zeigte die NFFO nur geringe Wirkung auf den Ausbau regenerativer Kapazitäten.

Erst im April 2002 wurde ein neuer Mechanismus zur Förderung erneuerbarer Energien eingeführt, wodurch über einen Zeitraum von vier Jahren keine Option für die Förderung neu errichteter erneuerbarer Energien-Anlagen bestand. Die „Renewable Obligation“ (RO) richtete sich im Gegensatz zur NFFO ausschließlich an erneuerbare Energieerzeugungstechnologien und ist deutlich stärker als reiner Marktmechanismus zu werten als die NFFO. Die RO verpflichtet die Versorgungsunternehmen einen bestimmten Prozentsatz des Produktportfolios aus regenerativen Energien zu beziehen. Anders als bei der NFFO wird dies jedoch nicht über einen Auktionsmechanismus für Kapazitäten erzielt, sondern die Verpflichtung bezieht sich auf tatsächlich bereitgestellte elektrische Energie. Die Ausgestaltung der Verträge wurde nicht spezifiziert, weshalb die Verträge meist deutlich geringere Laufzeiten aufwiesen als diejenigen, welche unter der NFFO abgeschlossen wurden, da die RECs dem Risiko möglicher Preissenkungen entgegenwirken wollten. Darüber hinaus wurde die RO nicht technologiespezifisch ausgestaltet, somit standen die jeweiligen erneuerbaren Energien in preislicher Konkurrenz zu sämtlichen Erzeugungstechnologien. Die Erfüllung der Quote wird bei der

zuständigen Behörde Ofgem über den Erwerb von „Renewable Obligation Certificates“ (ROC) nachgewiesen⁶. Falls sich ein Versorgungsunternehmen dazu entschließt den Verpflichtungen, die sich aus der RO ergeben, nicht nachzukommen, besteht die Möglichkeit des „buy out“. Dadurch wird den RECs die Möglichkeit gewährt auf den Erwerb des durch die RO geforderten Anteils an erneuerbarem Strom zu verzichten und an deren Stelle eine Ausgleichszahlung von 3 £/kWh zu leisten. Diese Erlöse werden im Anschluss unter denjenigen Versorgungsunternehmen aufgeteilt, die ihre RO-Verpflichtungen einhielten [vgl. Mitchell & Connor, 2004].

Dadurch, dass die Erzeuger erneuerbarer Energien technologieübergreifend über den Preis konkurrieren, konnten sich unter dem System der RO hauptsächlich diejenigen Technologien behaupten, die bereits nahe der Marktreife waren. Teurere Technologien wie beispielsweise Photovoltaik wurden daher kaum weiter ausgebaut. Die bereits erwähnte freie Ausgestaltung der Lieferverträge resultierte in erheblichen Preis-, Markt- und Volumenrisiken [vgl. Mitchell, 2008, Connor, 2003] für Erzeuger und stellte keine geeignete Grundlage für Finanzierungsmöglichkeiten dar.

Als Folge profitierten hauptsächlich etablierte Unternehmen von der RO, welchen ausreichend finanzielle Mittel zur Verfügung standen um die Erzeugungsanlagen aus Unternehmensvermögen zu finanzieren. Eine weitere Problematik bei der Ausgestaltung der RO ergab sich aus dem Fehlen einer Fortführung des 10,4 % Anteils bis zum Jahr 2010, denn sobald sich abzeichnete, dass dieses Niveau erreicht werden würde, bestand für die Erzeuger kein Anreiz weitere Kapazitäten bereitzustellen.

Um dieser Problematik entgegenzuwirken, wurde im Energy White Paper von 2007 ein erweiterter Korridor von 20 % erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 formuliert.

⁶ Pro erteiltes Zertifikat musste eine MWh aus erneuerbaren Quellen nachgewiesen werden.

Auch die Technologieneutralität wurde durch die Einführung einer Gewichtung der ROC nach Erzeugungsart außer Kraft gesetzt:

- Deponie- und Klärgas: 0.25 ROC/MWh
- Onshore-WKA, Energie aus Müllverbrennung und Ko-Feuerung von Energiepflanzen: 1 ROC/MWh
- Offshore-WKA und Biomasse: 1,5 ROC/MWh
- Photovoltaik, Wellen- und Gezeitenkraftwerke: 2 ROC/MWh

Im Zuge der „Electricity Market Reform“ im Jahr 2013, wurden weitere Änderungen am bestehenden Förderkonzept für erneuerbare Energien vorgenommen: Die Einführung einer Form von Einspeisevergütung durch CfDs, die lange Zeit von der britischen Regierung kategorisch als zu marktverzerrend verworfen wurde. Dieses Konzept wird bis zum Jahr 2017 das bestehende RO-System ersetzen. Im Gegensatz zu starren Vergütungskonzepten wird die Höhe der Förderung hier durch den Marktpreis bestimmt. Für jede Erzeugungstechnologie wird ein bestimmter „Strike-Price“ festgelegt. Liegt dieser Preis oberhalb des Marktpreises, wird dem Erzeuger die Differenz aus Strike-Price und Marktpreis ausgezahlt, liegt er darunter, hat der Erzeuger die Überschüsse abzutreten. Die CfDs stellen bilaterale privatrechtliche Verträge zwischen Erzeugern und der „Low Carbon Contracts Company“ dar, einem staatlichen Unternehmen, welches die CfDs und die Zahlungsströme verwaltet. Diese Förderung bezieht sich jedoch nicht ausschließlich auf Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, sondern das Anwendungsgebiet erstreckt sich allgemein auf „low carbon“ Technologien. Dies beinhaltet neben erneuerbaren Energien ebenfalls CCS- Systeme sowie Kernkraftwerke.

Um stärkere Investitionsanreize für kleinere Erzeugungsanlagen zu schaffen, wurde ein neues Gesetz verabschiedet, welches im April 2010 in Kraft trat⁷. Dieses energiepolitische Instrument ähnelt deutlich dem deutschen Vorbild des EEG und regelt feste „Feed in Tariffs“ (FIT) für kleine bis mittelgroße Anlagen mit einer Kapazität von maximal 5 MW über einen Zeitraum von 20-25 Jahren, wobei die Höhe der Vergütung sowohl von Anlagenart als auch –größe abhängt.

⁷ The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) Order 2010 No. 678

2.2.4. *Der Einfluss Europas auf die britische Umweltpolitik*

In den 1970er Jahren wurde Großbritannien der Name „Dirty Man of Europe“ verliehen; eine Anspielung auf erhebliche Umweltbelastungen und einen hohen Verschmutzungsgrad von Luft, Böden und Gewässern [vgl. Rose, 1990]. Regulatorische Maßnahmen im Bereich des Umweltschutzes waren in Großbritannien vor dem Beitritt zur Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) selten präventiver Natur, vielmehr wurden Lösungsansätze erst nach dem Auftreten eines spezifischen Problems erarbeitet [Burns & Jordan, 2016, S. 6], wobei die resultierenden Umweltschutzmaßnahmen das Ergebnis von Verhandlungen zwischen Regulator und Emittent waren [Lowe & Ward, 1988, S. 24-25]. Auf Formulierung verbindlicher Emissionsstandards oder die Festlegung langfristiger Emissionsziele wurde daher weitestgehend verzichtet. Zum Zeitpunkt des Beitritts zur EWG im Jahr 1973 nahmen Regularien im Bereich des Umweltschutzes in der damals vorrangig wirtschaftlich orientierten Union eine untergeordnete Stellung ein, weshalb die Entscheidungsträger der britischen Regierung nur eine marginale Beeinflussung der nationalen Umweltpolitik antizipierten [Jordan, 2002, S. 1-2]. Viele Experten erwarteten vielmehr eine bedeutendere Einflussnahme Großbritanniens auf die restliche Union, da das Paradigma eines sequentiellen Vorantreibens des Umweltschutzes als die überlegenere Strategie gegenüber dem in Kontinentaleuropa vertretenen Ansatzes von standardisierten Emissionsgrenzwerten und langfristigen Emissionszielen betrachtet wurde [Burns & Jordan, 2016, S. 6-7].

Primäres Ziel der EWG war die Harmonisierung des europäischen Binnenmarktes über die Schaffung eines gemeinsamen Marktes. Abweichende Standards in den Bereichen Arbeitnehmerschutz, Gesundheits- und Umweltschutz innerhalb der Vertragsstaaten wurden als wettbewerbsverzerrende Handelsbarrieren betrachtet, da sich Unternehmen in Ländern mit niedrigeren Standards einen Wettbewerbsvorteil gegenüber ihren Konkurrenten aus Ländern strikterer Gesetzgebungen verschaffen konnten.

Bei der Umsetzung erster Direktiven im Bereich des Umweltschutzes und menschlicher Gesundheit welche Vorgaben zu Qualität von Badegewässern und Trinkwasser beinhalteten, zeigte sich, dass die britische Regierung die Grenzwerte erst nach erheblichen Bemühungen und Kosten erreichen konnte. Zudem konnte Großbritannien als Verantwortlicher für sauren Regen in Skandinavien sowie radioak-

tive Kontamination der Irischen See identifiziert werden und lokale Luftverschmutzungen durch SO₂- und NO_x-Emissionen wiesen steigende Trends auf [Lowe & Ward, 1988, S. 18 ff.]. Es zeigte sich, dass viele Problemstellungen im Bereich des Umweltschutzes nicht ausschließlich auf nationaler Ebene gelöst werden konnten, da viele Aspekte des Umweltschutzes der Charakteristik eines Allmendegutes entsprechen; Konsumenten können dabei nicht von der Nutzung eines Gutes ausgeschlossen werden, wobei die Nutzung gleichzeitig einer Rivalität unterliegt [vgl. Hardin, 1968]. Diese Problematik in Verbindung mit einem wachsenden öffentlichen Interesse an einer nachhaltigen Umweltpolitik führte zu einer veränderten Auffassung der Rolle der europäischen Gemeinschaft bei der Entwicklung und Umsetzung ökologischer Maßnahmen. Während die Natur zu Beginn der EWG vorwiegend über deren Einfluss auf das ökonomische Geschehen bewertet wurde, wurde ihr zunehmend ein intrinsischer Wert zugesprochen, wodurch die ursprünglich eher als sekundär zu bezeichnende Relevanz des Umweltschutzes innerhalb der Kompetenzen der EU heute einen wesentlichen Bestandteil europäischer Regulation darstellt.

Entgegen der bereits erwähnten Erwartung einer geringen Auswirkung der nationalen Umweltschutz-Gesetzgebung durch Großbritanniens Beitritt zur EWG, spielte die europäische Gemeinschaft eine maßgebliche Rolle bei deren künftiger Entwicklung.

Im Hinblick auf den angekündigten Ausstieg Großbritanniens aus der EU stellt sich die Frage, wie sich die künftige britische Umweltpolitik entwickeln wird. Die Umsetzung von EU-Richtlinien auf staatlicher Ebene erfolgt über die Übertragung in nationales Recht, daher gestaltet es sich oft schwierig exakte Aussagen über die Herkunft und den Grad europäischer Einflussnahme auf nationale Umweltschutzgesetzgebung zu treffen, jedoch wird in einem Bericht des „Environmental Audit Committee“ [HC, 2016, Para. 12] darauf hingewiesen, dass viele Experten im Falle eines Austritts Großbritanniens aus der EU eine Lockerung der Umweltschutzmaßnahmen erwarten.

2.3. Zielsetzungen der zukünftigen Energie- und Umweltpolitik

Als Vertragsstaat des „United Nations Framework Convention on Climate Change“ und im Zuge des Kyoto Protokolls hat sich der Staat Großbritannien zu umfassenden Emissionsminderungen verpflichtet. Gemäß der gemeinschaftlichen europäischen Auflage, die gesamten THG-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 20 % gegenüber dem Jahr 1990 zu verringern, muss in Großbritannien der THG-Ausstoß, welcher nicht bereits über den „EU Trading Scheme“ (ETS) erfasst ist, auf einen Wert reduziert werden, welcher 16 % unterhalb des Niveaus von 2005 liegt [IEA, 2012, S. 31]. Der „Climate Change Act“ aus dem Jahr 2008 legt darüber hinaus weiterführende, verbindliche Ziele auf nationaler Ebene für die Emissionsminderung bis zum Jahr 2050 fest. Bis zu diesem Zeitpunkt sollen die THG-Emissionen um 80 % gegenüber 1990 verringert werden. Um dieses langfristige Ziel zu erreichen, legte die Regierung einen festen Reduktionsplan vor. Bis 2020 muss demnach eine Reduktion von 37 % erreicht werden, wobei 40 % der Elektrizität aus „low carbon“ Technologien⁸ bereitgestellt werden sollen.

Um Investitionsanreize in diese Technologien zu erhöhen, wurde im Jahr 2011 ein Mindestpreis für CO₂-Emissionen festgelegt. Dieser „Carbon Floor Price“ (CFP) besteht neben dem europäischen Zertifikatehandel und folgt einem festgelegten Wachstumskorridor. Bis zum Jahr 2030 soll der CFP bei 70 £/t CO₂ liegen. Abbildung 7 zeigt die prognostizierte Entwicklung des Zertifikatepreises bis zum Jahr 2030 in Verbindung mit dem festgelegten Entwicklungspfad des CFP. Es wird deutlich, dass der CFP zum Zeitpunkt der Einführung nur knapp über dem tatsächlichen ETS-Preis liegt. Sollte jedoch an dem Preisniveau von 70 £/t CO₂ bis 2030 festgehalten werden, könnte die Belastung von britischen Unternehmen fast doppelt so hoch ausfallen wie im restlichen europäischen Raum.

⁸ Unter diese Kategorie fallen regenerative Energien, Kernenergie und CCS-Technologien

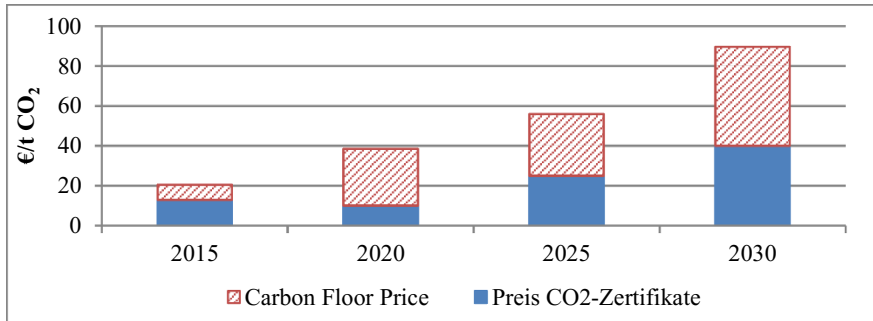


Abbildung 7: Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten in Verbindung mit dem CFP

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten von [Schlesinger et al., 2014] und [Ares, 2014]⁹

Die Umsetzung des CFP erfolgt nicht über einen separaten Emissionshandel innerhalb Großbritanniens, sondern wird über die Übertragung auf den „Climate Change Levy“ (CCL) erreicht. Die Höhe dieses Steuersatzes ergibt sich aus der Differenz des prognostizierten ETS-Preises und dem Floor-Price. Darüber hinaus wird Unternehmen die Möglichkeit eingeräumt die Steuerlast durch den CCL zu reduzieren, falls sie „Climate Change Agreements“ (CCA) eingehen. CCA's stellen freiwillige Selbstverpflichtungen dar, den Energieeinsatz zu verringern bzw. Emissionen innerhalb des Unternehmens einzusparen. Im Gegenzug wird der CCL um 90 % für Stromrechnungen und um 65 % für andere fossile Energieträger verringert.

Die Einführung eines Mindestpreises für CO₂-Emissionen könnte zu unerwünschten Wechselwirkungen mit dem ETS führen: Der Anstieg der Kosten für CO₂-Emissionen in Großbritannien führt dort zu einem stärkeren Anreiz in emissionsarme Erzeugungsanlagen zu investieren. Durch die höhere Emissionsvermeidung verzeichnet die Zertifikatenachfrage innerhalb der EU einen Rückgang, wodurch der Zertifikatepreis sinkt. Dies hätte zur Folge, dass Emissionsvermeidungsanstrengungen in anderen Mitgliedstaaten mäßiger vorangetrieben werden. Dies wiederum würde sich negativ auf die ökonomische Effizienz des ETS auswirken. Die Vermeidung von Emissionen würde auf europäischer Ebene nicht mehr ausschließlich auf die kostengünstigsten Möglichkeiten entfallen, da in Großbritan-

⁹ Für die Umrechnung in Pfund wurde ein Wechselkurs von 1,28 £/€ unterstellt.

nien wesentlich höhere Vermeidungskosten in Kauf genommen werden. Zumindest kurzfristig hätte die Einführung des CFP daher nur einen marginalen Einfluss auf die europäischen CO₂-Emissionen, denn es würde lediglich eine Verschiebung der Lastenverteilung innerhalb der EU stattfinden.

Abbildung 8 zeigt die Treibhausgasemissionen Großbritanniens im zeitlichen Verlauf, nach verschiedenen Sektoren gegliedert. Während einige Sektoren, wie Transport und Haushalte relativ konstante Emissionsniveaus verzeichnen, können in den Bereichen Gewerbe und Energiebereitstellung starke Emissionsreduktionen festgestellt werden. Im Jahr 2014 lagen die CO₂-Emissionen Großbritanniens bei 422 Mio. t [DECC, 2016a, S. 12]. Dies entspricht einer Reduktion um 28,7 % gegenüber dem Jahr 1990. Der Bereich der Energiebereitstellung nimmt mit 31 % den größten Anteil der gesamten CO₂-Emissionen der in Abbildung 8 aufgeführten Sektoren ein und 74 % der CO₂-Emissionen in diesem Sektor gehen auf die Bereitstellung elektrischer Energie zurück.

Um die im „Climate Change Act“ formulierten Emissionsziele bis zum Jahr 2050, welche eine Reduktion um 80 % gegenüber dem Jahr 1990¹⁰ vorsehen, zu erreichen ist demnach eine zusätzliche Emissionsreduktion von 303 Mio. t erforderlich¹¹. Das bis zum Jahr 2050 angestrebte Emissionsniveau von 118 Mio. t kann selbst bei einer vollständigen Dekarbonisierung der Stromerzeugung nicht erreicht werden, ohne zusätzlich erhebliche Einsparungen der anderen Sektoren. Dennoch ist die Reduktion der CO₂-Intensität der Strombereitstellung von zentraler Bedeutung für die Erreichung der festgelegten Emissionsziele, denn Elektrizität könnte in vielen Bereich den Einsatz fossiler Energieträger substituieren.

¹⁰ Eine Reduktion um 80 % gegenüber dem Jahr 1990 entspricht einem Emissionsniveau von 118,4 Mio. t CO₂.

¹¹ Das Ziel der Emissionsreduktion bezieht sich auf THG-Emissionen; da in der Modellierung für die direkten Emissionen der Strombereitstellung jedoch nur CO₂-Emissionen berücksichtigt werden, werden andere Emissionen die den Treibhauseffekt beeinflussen an dieser Stelle vernachlässigt.

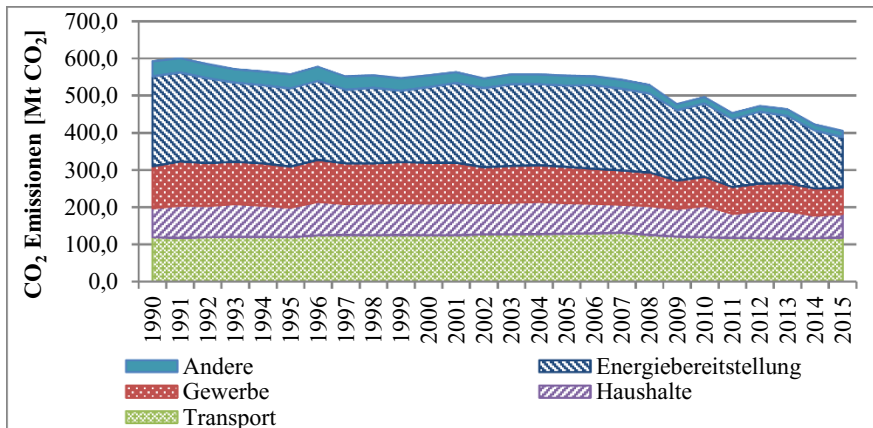


Abbildung 8: CO₂-Emissionen in Großbritannien nach Sektoren¹²

Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten von [DECC 2016d]

Der Anteil an den gesamten Emissionen durch die Verbrennung von Erdgas liegt mit 40 % im europäischen Vergleich (durchschnittlich 25%) sehr hoch und Großbritannien ist damit eines von drei europäischen Ländern¹³, bei welchen der Emissionsanteil durch Erdgas höher liegt als derjenige durch Öl oder Kohle [IEA, 2012, S. 31]. Dieses Verhältnis könnte durch aktuelle Entwicklungen im Bereich der Energiepolitik Großbritanniens weiter anwachsen. Am 18. November 2015, wenige Tage vor der UN-Klimakonferenz in Paris, gab die Energieministerin Amber Rudd¹⁴ im Zuge einer Rede bekannt, dass in Großbritannien bis zum Jahr 2025 alle Kohlekraftwerke vom Netz gehen sollen.

Einer der Hauptbeweggründe sei es ein Zeichen für den Klimaschutz zu setzen. Mittelfristig sollen die wegfallenden Kapazitäten durch Gaskraftwerke ersetzt werden. Langfristig baue die britische Regierung jedoch ebenfalls auf zusätzliche Kernkraftwerke. Die Rolle der regenerativen Energieträger wird in der Rede äußerst ambivalent diskutiert. Nur wenn erneuerbare Energien langfristig zu wettbewerbsfähigen Preisen betrieben werden können, wäre ihre Stellung im britischen Strommix der Zukunft gerechtfertigt. Diese Haltung verdeutlicht sich auch in den

¹² Unter „Andere“ wurden folgende Bereiche zusammengefasst: Öffentliche Einrichtungen, Agrarwirtschaft, Abfallentsorgung und Landnutzung/Landnutzungsänderung/Forstwirtschaft.

¹³ Bei den zwei weiteren Ländern handelt es sich um Ungarn und die Niederlande.

¹⁴ Amber Rudd (18.11.15) Speech on a new direction for UK energy policy, Institution of Civil Engineers, London

umfangreichen Kürzungen der Einspeisevergütungen für kleine Anlagen, welche zum Beginn des Jahres 2016 bekannt gegeben wurden. Ursprünglich war im Bereich der PV-Einspeisevergütung beispielsweise die Rede von einer Kürzung um bis zu 87 %. Nach intensiver Lobbyaktivität beschränkte sich die britische Regierung jedoch auf eine Dezimierung des FIT von 64 %.¹⁵ Viele Forscher kritisierten bereits die chronologische Inkonsistenz der erneuerbaren Energien-Politik, welche eine zu hohe Unsicherheit für die langfristige Akquirierung neuer Investitionspotenziale darstellt, [vgl. Connor, 2003, Mitchell, 2008] und die aktuellen Entwicklungen wirken dieser Problematik kaum entgegen.

In der Rede wird des Weiteren die Altersstruktur des Kohlekraftwerksparks in Großbritannien thematisiert und bei näherer Betrachtung wird deutlich, dass eine künftige Nutzung von Kohleverstromung bedeutende Reinvestitionen voraussetzen würde. Abbildung 9 zeigt die Altersstruktur der britischen Kohlekraftwerksflotte. Wie sich erkennen lässt, ist die Altersstruktur durch Kraftwerke geprägt, deren Errichtung vor 1970 zurückgeht. Eine Restrukturierung und Umgestaltung der britischen Stromwirtschaft könnte daher ebenfalls auf eine altersbedingte Notwendigkeit zurückzuführen sein.

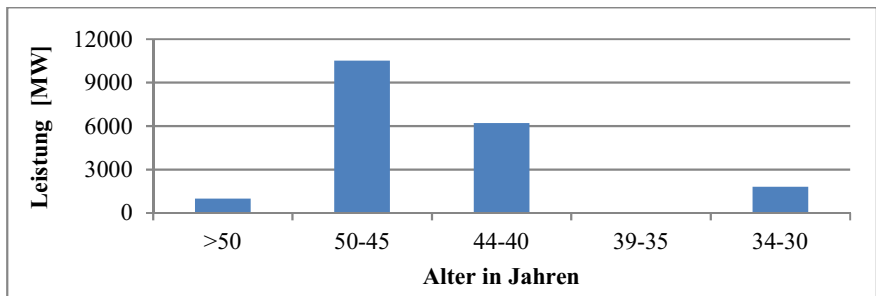


Abbildung 9: Altersstruktur der Kohlekraftwerke in Großbritannien
 Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von Daten von [DECC 2015d]

Auf die Rolle, welche CCS in der künftigen Entwicklung des Strommarkts spielen soll, wird kaum eingegangen. Bisher galt Großbritannien als einer der maßgebendsten Verfechter des Einsatzes von CCS-Technologien, trotzdem erwies es sich in der Vergangenheit als schwierig geplante CCS-Projekte zu verwirklichen. Vor dem Hintergrund des geplanten Kohleausstiegs stellt sich die Frage, ob der

¹⁵ Vgl. hierzu: [Beetz, 2015]

Einsatz von CCS zur Erreichung der festgelegten Emissionsreduktionen zielführend ist. Gaskraftwerke weisen gegenüber Kohlekraftwerken deutlich geringere CO₂-Emissionen auf und falls Großbritannien langfristig auf den Einsatz neuer Kernkraftwerke setzt, könnte sich der Einsatz von CCS-Technologien bei Gaskraftwerken für die Erreichung der langfristigen Emissionsziele als überflüssig erweisen.

Großbritanniens Abschied aus der Kohleverstromung
Die Anwendung eines europäischen Strommarktmodells
Mayer, P.

2018, XIII, 86 S. 28 Abb., 10 Abb. in Farbe., Softcover

ISBN: 978-3-658-20048-0