



Länderprofil Großbritannien

Stand: Juli / 2013

Informationen zur Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien
für Unternehmen der deutschen Branche

www.exportinitiative.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Regenerative Energien
Chausseestraße 128a
10115 Berlin, Germany

Telefon: + 49 (0)30 72 6165 - 600
Telefax: + 49 (0)30 72 6165 - 699
E-Mail: exportinfo@dena.de
info@dena.de
Internet: www.dena.de

Die dena unterstützt im Rahmen der Exportinitiative Erneuerbare Energien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) deutsche Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche bei der Auslandsmarkterschließung.

Dieses Länderprofil liefert Informationen zur Energiesituation, zu energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie Standort- und Geschäftsbedingungen für erneuerbare Energien im Überblick.

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung der dena. Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzen oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Offizielle Websites

www.renewables-made-in-germany.com
www.exportinitiative.de

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Abbildungsverzeichnis | 3 |
| Tabellenverzeichnis | 4 |
| Abkürzungen..... | 5 |
| Währungsumrechnung | 6 |
| Maßeinheiten | 6 |
| Datenblatt | 7 |
| Executive Summary..... | 9 |
| 1 Einleitung | 12 |
| 2 Energiesituation | 15 |
| 2.1 Energiemarkt..... | 15 |
| 2.2 Energieerzeugungs- und -verbrauchsstruktur..... | 18 |
| 3 Energiepolitik | 29 |
| 3.1 Energiepolitische Administration | 29 |
| 3.2 Politische Ziele und Strategien | 30 |
| 3.3 Gesetze, Verordnungen und Anreizsysteme für erneuerbare Energien | 35 |
| 3.4 Genehmigungsverfahren..... | 48 |
| 3.5 Netzanschlussbedingungen | 50 |
| 4 Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien | 53 |
| 4.1 Windenergie | 53 |
| 4.1.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial | 53 |
| 4.1.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten | 56 |
| 4.1.3 Projektinformationen..... | 57 |
| 4.2 Solarenergie..... | 61 |
| 4.2.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial | 61 |
| 4.2.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten | 62 |
| 4.2.3 Projektinformationen..... | 64 |
| 4.3 Bioenergie..... | 64 |
| 4.3.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial | 64 |
| 4.3.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten | 68 |
| 4.3.3 Projektinformationen..... | 70 |
| 4.4 Geothermie | 70 |
| 4.4.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial | 70 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 4.4.2 | Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten | 72 |
| 4.4.3 | Projektinformationen..... | 73 |
| 4.5 | Wasserkraft..... | 74 |
| 4.5.1 | Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial | 74 |
| 4.5.2 | Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten | 76 |
| 4.5.3 | Projektinformationen..... | 77 |
| 5 | Kontakte | 79 |
| 5.1 | Staatliche Institutionen..... | 79 |
| 5.2 | Wirtschaftskontakte | 81 |
| | Literatur-/Quellenverzeichnis | 112 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abb. 1: Karte von Großbritannien | 14 |
| Abb. 2: Karte des britischen Strom- und Gasübertragungsnetzes | 16 |
| Abb. 3: Anteile der Energieträger am inländischen Primärenergieverbrauch 2011 | 20 |
| Abb. 4: Aufteilung der Stromerzeugungskapazität auf die Kraftwerksarten, Stand: Ende Dezember 2011 ... | 21 |
| Abb. 5: Stromverbrauch nach Sektoren 2011 | 25 |
| Abb. 6: Verbrauch an gehandelter Wärme nach Sektoren..... | 27 |
| Abb. 7: Windkarte Großbritannien | 55 |
| Abb. 8: Solarkarte Großbritannien, durchschnittliche jährliche Einstrahlung in kWh / m ² | 61 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tab. 1: Zusammenfassung der Eckdaten des Zielmarktes | 7 |
| Tab. 2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (in Mt RÖE), 2002 bis 2011..... | 18 |
| Tab. 3: Import-Export-Bilanz der benötigten Energieträger zur PEV (in kt RÖE) | 18 |
| Tab. 4: Inländischer Primärenergieverbrauch nach Energieträger (in Mt RÖE) | 19 |
| Tab. 5: Kraftwerkskapazität in Großbritannien (Stand Ende Dezember 2011) | 21 |
| Tab. 6: Stromerzeugung nach Energieträger in TWh | 22 |
| Tab. 7: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in GWh | 23 |
| Tab. 8: Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren 2011 (in kt ROE) | 24 |
| Tab. 9: Stromversorgung nach Energieträgern (in GWh)..... | 25 |
| Tab. 10: Verkaufte Wärme nach Energieträgern, Reallokation | 26 |
| Tab. 11: Erneuerbare Wärmeerzeugung nach Energieträgern in kt RÖE | 26 |
| Tab. 12: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise in p / kWh (Eurocent / kWh) | 28 |
| Tab. 13: Entwicklung der durchschnittlichen Gaspreise in p / kWh (Eurocent / kWh) | 28 |
| Tab. 14: Zielsetzung der Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bis 2020 | 31 |
| Tab. 15: Einspeisetarife (FITs) ohne PV für 2013 / 14 | 36 |
| Tab. 16: Einspeisetarife (FITs) für PV für 2013 / 14 | 37 |
| Tab. 17: Im RO und ROS-System für den Erhalt eines ROCs jeweils bereitzustellende Strommenge in MWh | 40 |
| Tab. 18: Bestätigte RO-Vergütungssätze in Nordirland ab April 2013 in ROC / MWh | 41 |
| Tab. 19: RO, ROS und NIRO Zuordnungssätze für reguläre Biomasse Stand April 2013, vorläufig | 44 |
| Tab. 20: Vergütungssätze des RHI | 46 |
| Tab. 21: Vergütungssätze des NI RHI | 46 |

Abkürzungen

| | |
|--------|--|
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BIS | Department for Business, Innovation and Skills |
| BIP | Bruttoinlandsprodukt |
| CCC | Committee on Climate Change |
| CCL | Climate Change Levy (Klimasteuer) |
| CfD | Contracts for Difference |
| CHP | Combined Heat and Power (Kraft-Wärme-Kopplung) |
| CLG | Department for Communities and Local Government |
| DECC | Department of Energy and Climate Change |
| Defra | Department for Environment, Food and Rural Affairs |
| DETINI | Department of Energy Trade and Investment Northern Ireland |
| DfT | Department for Transport |
| DNC | Declared Net Capacity |
| DNO | Distribution Network Operator |
| Dti | Department of Trade and Industry |
| EIA | Environmental Impact Assessment |
| EMEC | European Marine Energy Centre |
| EMR | Electricity Market Reform |
| ETI | Energy Technologies Institute |
| EU | Europäische Union |
| FIT | Feed-In Tariffs (Einspeisevergütung) |
| GEMA | Gas and Electricity Markets Authority |
| MCS | Microgeneration Certification Scheme |
| MEAD | Marine Energy Array Demonstrator |
| NAREC | National Renewable Energy Centre |
| NIRO | Renewables Obligation Nordirland |
| NIROC | Bezeichnung für ROC in Nordirland |
| NREAP | National Renewable Energy Action Plan |
| LNG | Flüssiggas |
| Ofgem | Office of Gas and Electricity Markets |
| OLEV | Office for Low-Emission Vehicles |
| PV | Photovoltaik |
| RHI | Renewable Heat Incentive (Vergütung für Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieformen) |
| RO | Renewables Obligations (Fördersystem für erneuerbare Energien) |
| ROC | Renewables Obligation Certificate |
| ROS | schottisches RO-System |
| RTFO | Renewable Transport Fuel Obligation |
| SEA | Strategic Environmental Assessment |
| UK | Vereinigtes Königreich |
| UKERC | UK Energy Research Centre der Universität Edinburgh |

Währungsumrechnung

Stand: 09.05.2013, Yahoo Finance (<http://de.finance.yahoo.com>)

Währungsname Britisches Pfund (GBP)

1 US-Dollar = 0,6473 GBP (£)

1 Euro = 0,8441 GBP (£)

Maßeinheiten

Wh Wattstunde

J Joule

RÖE Rohöleinheit

SKE Steinkohleeinheit

Energieeinheiten und Umrechnungsfaktoren

| 1 Wh | 1 kg RÖE | 1 kg SKE | Brennstoffe (in kg SKE) |
|------------|----------------|---------------|--------------------------------|
| = 3.600 Ws | = 41,868 MJ | = 29.307,6 kJ | 1 kg Flüssiggas = 1,60 kg SKE |
| = 3.600 J | = 11,63 kWh | = 8,141 kWh | 1 kg Benzin = 1,486 kg SKE |
| = 3,6 kJ | ≈ 1,428 kg SKE | = 0,7 kg RÖE | 1 m³ Erdgas = 1,083 kg SKE |
| | | | 1 kg Braunkohle = 0,290 kg SKE |

Weitere verwendete Maßeinheiten

| Gewicht | Volumen | Geschwindigkeit |
|---------------|--------------------------|--|
| 1t (Tonne) | 1 bbl (Barrel Rohöl) | 1 m/s (Meter pro Sekunde) = 3,6 km/h |
| = 1.000 kg | ≈ 159 l (Liter Rohöl) | 1 mph (Meilen pro Stunde) = 1,609 km/h |
| = 1.000.000 g | ≈ 0,136 t (Tonnen Rohöl) | 1 kn (Knoten) = 1,852 km/h |

Vorsatzzeichen

| | | | | | |
|---|--------|--------------------|-----------------------------|-------------|--------|
| k | = Kilo | = 10 ³ | = 1.000 | = Tausend | T |
| M | = Mega | = 10 ⁶ | = 1.000.000 | = Million | Mio. |
| G | = Giga | = 10 ⁹ | = 1.000.000.000 | = Milliarde | Mrd. |
| T | = Tera | = 10 ¹² | = 1.000.000.000.000 | = Billion | Bill. |
| P | = Peta | = 10 ¹⁵ | = 1.000.000.000.000.000 | = Billiarde | Brd. |
| E | = Exa | = 10 ¹⁸ | = 1.000.000.000.000.000.000 | = Trillion | Trill. |

Datenblatt

Tab. 1: Zusammenfassung der Eckdaten des Zielmarktes

| Einheit | Wert |
|---|---|
| Wirtschaftsdaten (Jahresangabe) | |
| BIP pro Kopf (2011) | 27.400 Euro ¹ |
| Gesamt Export / Hauptexportland (2011) | 484,5 Mrd. Euro / USA ² |
| Gesamt Import / Hauptimportland (2011) | 361,3 Mrd. Euro / Deutschland ³ |
| Energiedaten (2011) | |
| Primärenergieverbrauch (PEV) | 212,3 Mtoe ⁴ |
| Anteil erneuerbarer Energien am PEV | 8,5 Mtoe, rd. 4 % ⁵ |
| Stromverbrauch | 27.344 ktoe ⁶ |
| Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch | 34,4 TWh (9,4 %) ⁷ |
| Installierte Gesamtkapazitäten erneuerbare Energien (Stromerzeugung) (2012 prognostiziert⁸) | |
| Wasserkraft | 1.688 MW |
| Wind ⁹ | 3,3 GW Offshore, 6,2 GW Onshore |
| PV | 1.655 MW |
| Wellen / Gezeitenkraft | 6 MW |
| Geothermie | - |
| Bioenergie | |
| Deponiegas | 1.068 MW |
| Klärgas | 199 MW |
| Müllverbrennung (städtische, feste Abfälle) | 609 MW |
| Tierische Biomasse (ohne anaerobe Vergärung) | 111 MW |
| Anaerobe Vergärung | 82 MW |
| Pflanzliche Biomasse | 1.191 MW |
| Förderung | |
| Einspeisevergütung | Elektrisch: Einspeisetarife (nicht in Nordirland) Tab. 16 und Tab. 17 Wärmeerzeugung: Renewable Heat Incentive Tab. 21 Renewable Heat Incentive Nordirland |

¹ gtaï, 2011² gtaï, 2012³ gtaï, 2012⁴ DECC, 2012e⁵ DECC, 2013q⁶ DECC, 2012e⁷ DECC, 2013q⁸ DECC, 2013p⁹ <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wind-energy/onshore-wind/index.cfm> (Stand: Mai 2013)

| | |
|-----------------------------------|---|
| | Tab. 22 |
| Quotenregelung/Zertifikate | <p>Zertifikatvergabe für erneuerbare Stromerzeugung über Renewables Obligation:</p> <p>Renewables Obligation (England, Wales) Tab. 18</p> <p>Renewables Obligation Scotland (Schottland) Tab. 18</p> <p>Northern Ireland Renewables Obligation (Nordirland) Tab. 19</p> <p>Zertifikatvergabe für Energie aus regulärer Biomasse über RO, ROS, NIRO Tab. 20</p> |
| Ausschreibungen | Standorte für die marine Energieerzeugung werden über das Crown Estate bzw. in Schottland und Nordirland direkt ausgeschrieben. |
| Die wichtigsten Adressaten | |
| Energierrelevantes Ministerium | <p>Department of Energy & Climate Change (DECC)</p> <p>3 Whitehall Place</p> <p>London SW1A 2AW</p> <p>Tel.: 0044 (0) 20 7979 7777</p> <p>Email: correspondence@decc.qsi.gov.uk</p> <p>www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change</p> |
| Regulierungsbehörde | <p>Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)</p> <p>9 Millbank</p> <p>London SW1P 3GE</p> <p>Tel.: +44 (0) 207 9017 000</p> <p>Fax: +44 (0) 207 9017 066</p> <p>www.ofgem.gov.uk</p> |
| Hauptenergieversorger | <p>National Grid</p> <p>www.nationalgrid.com</p> |

Executive Summary

Nachdem Großbritannien in Verbindung mit der Finanzkrise rezessive Zeiten durchlief und erst im ersten Quartal 2013 eine erneute Rezession abgewendet werden konnte¹⁰, befindet sich das Land in einer Phase der Neuorientierung. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der zukunftsfähigen Ausrichtung des Energiesektors und der Förderung des Wirtschaftswachstums. Das Bruttoinlandsprodukt lag 2012 bei £ 1.539 Milliarden (1.899 Milliarden Euro)¹¹. Derzeit fußt die britische Energiewirtschaft immer noch stark auf den einheimischen fossilen Energieträgern Erdöl, Erdgas und in geringerem Umfang Kohle. Erdöl trug 33,5% zum Gesamtenergieverbrauch bei, Erdgas 38,0% und Kohle 16,0 Prozent. Die Kernenergie steuerte 7,7% bei. Ein weiterer Ausbau der Kernenergie ist beschlossen. Da die Erdöl- und Erdgasförderung in der Nordsee aufgrund abnehmender Reserven in den vergangenen Jahren zurückging, geriet das Land bei diesen Energieträgern in immer stärkere Importabhängigkeit. Da parallel dazu das enorme Potenzial einheimischer erneuerbarer Energieträger, insbesondere der Windkraft, erkannt wurde und zudem die technologischen Voraussetzungen für einen zunehmend wirtschaftlicheren Einsatz geschaffen wurden, erhielt der Ausbau alternativer Energien besondere Beachtung. Bis 2020 steht zudem der Ersatz eines beträchtlichen Anteils des konventionellen Kraftwerksparks an. In Schottland wird das ambitionierte Ziel verfolgt, den Transportsektor bis 2050 auf eine kohlendioxidfreie Energiebasis zu stellen¹². Daher muss die Stromerzeugungskapazität aus Erneuerbaren stark erhöht werden. Die Windkraft, sowie der Ausbau der marinen Wasserkraft und die Kernenergie sind dabei die Mittel der Wahl. Ergänzend werden Bioenergie, kleine Wasserkraft und PV eingesetzt. Der Ausbau des alternativen Energiesektors, insbesondere der marinen Energieerzeugung, bietet außerdem die Möglichkeit des Aufbaus industrieller Kapazitäten in einem Wachstumssektor, in dem sich Großbritannien einen technologischen Vorsprung verspricht. Dadurch werden Impulse für wirtschaftliches Wachstum in ansonsten weniger industrialisierten Regionen, etwa in Schottland oder Wales gesetzt. Um die Wirtschaft Großbritanniens insgesamt wieder stärker auf Wachstumskurs zu bringen, bemüht sich die Regierung weiterhin darum, durch Anpassungen im Steuersystem das im internationalen Vergleich bereits sehr günstige Investitionsklima weiter zu verbessern. Innerhalb der politischen Zielsetzung hat die Sicherung bezahlbarer Energie für einkommensschwache Bevölkerungsgruppen einen hohen Stellenwert, der sich unter anderem in Verpflichtungen der Energieversorger zur Unterstützung dieser Bevölkerungsgruppen bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz ihrer Wohnungen und bei der Einführung von kleinen Erzeugungsanlagen niederschlägt.

In Großbritannien bestehen technologiespezifische Vergütungssysteme für erneuerbare Energien. Für die Mikrogeneration besteht ein Einspeisesystem (außer in Nordirland). Weiterhin sind die Energieversorger verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihrer Stromlieferungen aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Die Verpflichtung soll in Form von handelbaren Erneuerbare-Energien-Zertifikaten erfüllt werden. Diese Zertifikate (ROs) werden für die Erzeugung von erneuerbarem Strom vergeben. Die Regionen Großbritanniens, Schottland, Wales und England gemeinsam, sowie Nordirland haben eigene RO-Systeme, die unterschiedliche Schwerpunkte setzen und nur zum Teil kompatibel sind. Sowohl das Einspeisetarifsystem als auch die ROs sind hinsichtlich Energieerzeugungsart und Größenklasse sehr spezifisch. Das Zertifikatsystem der Renewable Obligations soll mittelfristig durch ein neues Zertifikatsystem, die Contracts for Difference, ersetzt werden. Dieses neue Zertifikatsystem wird den geänderten Zielsetzungen in der Gestaltung des Energiemix gerecht und schließt auch die Kernenergie und - in Verbindung mit Kohlendioxidspeicherung - die konventionelle Energieerzeugung ein.

10 Handelsblatt, 2013

11 Auswärtiges Amt, 2012

12 The Scottish Government, 2011

Die Windkraft ist die bedeutendste erneuerbare Energieform Großbritanniens. Bereits jetzt stehen 6,3 GW¹³ Onshore und 3,3 GW¹⁴ Offshore an Windkraftanlagen zur Verfügung. Die Ausbaupotenziale (On- und Offshore) werden mit 31 GW bis 2020 angegeben¹⁵. Schottland will bis 2020 sämtlichen Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen¹⁶, wobei sich die Ausbaupotenziale auf die Nutzung der hervorragenden Windkraftpotenziale konzentrieren. Die Region sieht ihre Zukunft als Stromlieferant nicht nur für den Rest des Landes, sondern auch für das europäische Festland. Eine Herausforderung für die erneuerbare Stromerzeugung insgesamt sowie für die Offshore-Windkraft und die marine Wasserkraft im Besonderen stellen die erforderlichen Investitionen in die Netzanbindung sowie den Netzausbau zur Sicherung der Netzbalance dar. Die Rentabilität der Stromerzeugung sowie die erforderliche Kostenumlage sind dabei als kritische Punkte anzusehen.

Für die Nutzung der Solarenergie weist Großbritannien aufgrund seiner Lage ein begrenztes Potenzial auf. Solarthermische Anlagen werden vorrangig für die Warmwasserversorgung in Haushalten eingesetzt, stehen aber in ihrer Verbreitung hinter Wärmepumpensystemen zurück. Eine großzügige Förderung verbunden mit einem starken Preisverfall führte zur zügigen Verbreitung von PV-Anlagen. Daraufhin wurde die Förderhöhe vor allem für große Anlagen verringert. Aktuell (2012 prog.) sind 1.655 MW an PV installiert¹⁷. Durch die Preissenkungen für PV-Systeme wurde die Nutzung als Option für den Strommix Großbritanniens interessant und in den strategischen Planungen der Energieversorgung bis 2020, der aktualisierten Energy Roadmap, werden ohne ein Ausbauziel zu konkretisieren sechs bis 18 TWh Solarstromerzeugung bis 2020 als möglich erachtet¹⁸.

Der Bioenergiesektor ist neben der Windkraft der zweite große Bereich erneuerbarer Energieerzeugung in Großbritannien. Die Grundlage für die Stromerzeugung aus Bioenergie sind vor allem (importierte) Biomasse, Deponiegas und die Verwertung von Abfallstoffen. Auch der Anbau von Energiepflanzen spielt eine Rolle. Die installierte Kapazität an Bioenergie beträgt 3,4 GW (2012)¹⁹. Bis 2020 sollen 33 bis 58 TWh Strom und 36 bis 50 TWh Wärme aus Biomasse produziert werden²⁰. Außerdem soll die Bioenergie auch in der Mikrogeneration und im Transportsektor einen in seiner Höhe nicht bezeichneten Betrag leisten. Die Verfügbarkeit der Substrate für die Bioenergieerzeugung ist der wichtigste begrenzende Faktor für das Wachstum dieses Sektors. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen wurden in jüngster Zeit zudem stärker auf die Nachhaltigkeit und tatsächliche Kohlendioxidbilanz von Bioenergieträgern ausgerichtet. Diese Nachhaltigkeitskriterien betreffen auch den Biotreibstoffsektor. Dieser entwickelte sich auf Basis der Beimischungssziele, die sukzessive sowohl für Biodiesel als auch für Bioethanol auf fünf Prozent erhöht wurden. Darüber hinaus ist derzeit keine Erhöhung geplant. Die Zielsetzung hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung und Dekarbonisierung des Transportsektors wurde verändert. Die Dekarbonisierung des Transportsektors soll nun in erster Linie durch die Umstellung des Fahrzeugbestands an PKWs und Vans auf erneuerbaren Strom als Energiequelle erfolgen. Die dafür notwendigen Ressourcen sollen durch die Nutzung der Windkraft und marinen Wasserkraft bereitgestellt werden. Im Laufe dieser Entwicklung wird sich die Verwendung von Biotreibstoffen daher auf die übrigen Bereiche des Transportsektors beschränken.

Auch für die Nutzung der Geothermie und den Einsatz von Wärmepumpen verfügt Großbritannien über beträchtliche Potenziale. Wärmepumpen verschiedener Art werden in großem Umfang in die Gebäudebeheizung eingeführt. Zudem gibt es vermehrt Bemühungen auch tiefegeothermische Ressourcen zu erforschen und für die Energieerzeugung zu erschließen. Das Potenzial für die geothermische Energieerzeugung wird auf 35 TWh pro Jahr über 50 Jahre geschätzt²¹. Im

13 Renewable UK, 2013e

14 Renewable UK, 2013a

15 Renewable UK, 2012a

16 The Scottish Government, 2011

17 DECC, 2013p

18 DECC, 2012c

19 DECC, 2012c

20 DECC, 2011a

21 DECC, 2010a

Rahmen der Energy Roadmap sollen zudem 16 bis 22 TWh Wärme durch den Einsatz von Wärmepumpen im nicht-häuslichen Bereich erzeugt werden²².

Die Wasserkraft hatte 2011 einen Anteil von rund 2,4% an der britischen Stromerzeugung. Den Hauptanteil daran tragen große konventionelle Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Außerdem wurde durch die Einführung des Vergütungssystems für erneuerbare Stromerzeugung (Einspeisetarifsystem) und den Renewables Obligations die Reaktivierung stillgelegter und auch der Neubau kleiner Wasserkraftanlagen wirtschaftlich vielerorts interessant. Diese traditionell in den Energiemix des Landes eingebundene Energieform erlebte durch diese Entwicklung eine Renaissance und es bestehen in diesem Bereich Möglichkeiten zur Erschließung weiterer Potenziale. Dennoch wurden in der Energieplanung bis 2020 (Energy Roadmap) keine konkreten Ausbauziele für die Wasserkraft festgelegt.

Nicht zu vernachlässigen ist das Potenzial Großbritanniens für die marine Wasserkraft, die die Gezeitenenergie, die Strömungs- und Wellenkraft einschließt. Noch befinden sich diese Technologien in der Entwicklungs- und Demonstrationsphase, doch bestehen bereits erste Ansätze zur Errichtung kommerzieller Anlagen. Das Crown Estate vergab erste Standorte für die marine Wasserkraft. Großbritannien besitzt im internationalen Maßstab hervorragende technische Bedingungen für den Test von marinen Energiesystemen und ist technologisch führend in diesem Sektor. Die Regierung unterstützt den Aufbau weiterer Testkapazitäten und den Ausbau der Forschungsaktivitäten. Forschungseinrichtungen wie das European Marine Energy Centre (EMEC) schaffen durch begleitende Forschungen, etwa zur Auswirkung dieser Energiesysteme auf marine Ökosysteme, notwendige fachliche Grundlagen für die nachhaltige Nutzung dieser Energieform. Es ist zu erwarten, dass in den nächsten Jahren die Technologien der marinen Wasserkraft die Schwelle zur Marktreife durchbrechen und nach ersten kleineren kommerziellen Anlagen rasch größere Kapazitäten realisiert werden. Eine nicht zu unterschätzende Hürde werden dabei die erforderlichen Aufwendungen für den Netzausbau und die Netzanbindung sein. Positiv zu bewerten ist in dieser Hinsicht die geplante Konzentration der Produktion und Installation von marinen Wasserkraftanlagen in dafür ausgewiesenen Zentren, in denen dann auch die notwendige Hafen- und Logistikinfrastruktur bereitgestellt werden kann. Synergien mit der Offshore-Windkraft sind dabei möglich. Von Vorteil ist zudem die aus der Reduzierung der Öl- und Gasförderung freiwerdende fachliche Kapazität im Bereich der Offshore-Ingenieurtechnik.

Die Neustrukturierung des Energiesektors Großbritanniens und die damit verbundene stärkere Einführung erneuerbarer Energien in den Energiemix des Landes erfordern umfangreiche Investitionen in den Bereichen Energieerzeugung und Energieinfrastruktur. Besondere Potenziale liegen dabei in den in der strategischen Energieplanung favorisierten Sektoren Windkraft, marine Wasserkraft, PV, Bioenergie und kleine Wasserkraft sowie der elektrischen Anbindung. Auch die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen in der Gebäudeheizung bietet Potenziale. Die laufenden Investitionen in die Steigerung der Energieeffizienz und in der energetischen Gebäudesanierung eröffnen deutschen Lieferanten ebenfalls Marktchancen. Investitionsfreundliche Rahmenbedingungen erleichtern den Markteintritt.

²² DECC, 2011a

1 Einleitung

Umgeben von der Nordsee und dem Atlantik liegt Großbritannien nordwestlich des europäischen Festlands. Außer der Hauptinsel der Britischen Inselgruppe gehören ein Teil der Insel Irland, die Hebriden, die Shetlandinseln, die Isle of Man, die Orkneyinseln und die Insel Rockall zu Großbritannien²³. Insgesamt besitzt das Land eine Fläche von etwa 243.820 km².²⁴ Die Abb. 1 zeigt eine physische Karte Großbritanniens. Eine Landgrenze besteht lediglich zu Irland. Ein 50 km langer, unter dem Ärmelkanal verlaufender Eisenbahntunnel verbindet Großbritannien mit dem europäischen Festland. Das Landschaftsbild wird von Hügellandschaften sowie den im Osten und Südosten vorhandenen Tieflandgebieten bestimmt. Eine Besonderheit ist die starke Gliederung der Küstenzonen, aus der eine Gesamtküstenlänge von mehr als 12.000 km²⁵ resultiert. Kühle Sommer, milde Winter und gleichmäßig über das Jahr anfallende, reichliche Niederschläge sind typisch für das maritime Klima Großbritanniens.

Politisch ist Großbritannien, das offiziell den Namen Vereinigtes Königreich von Großbritannien und Nordirland (United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland) trägt, ein Zusammenschluss von England, Schottland, Wales und Nordirland. In Schottland, Wales und Nordirland gibt es Regionalparlamente, die in innenpolitischen Bereichen wie Bildung, Landwirtschaft und Gesundheit über Entscheidungsgewalt verfügen, während Aspekte der Verteidigung, die Klärung von Verfassungsfragen und außenpolitischer Belange in den Händen der Landesregierung in London liegen. In England, Wales, Schottland und Nordirland bestehen Unterschiede in der Verwaltungsstruktur. So gibt es entsprechend dem britischen Statistikamt (Office for National Statistics – ONS) in England 27 Grafschaften (counties), die wiederum in 201 Distrikte (non-metropolitan districts) aufgeteilt sind²⁶. Außerdem gibt es in England 56 Verwaltungsbezirke (Unitary authorities). London ist in 32 Stadtbezirke (London Boroughs) gegliedert. Der Großraum London ist in 36 Verwaltungseinheiten (Metropolitan Districts) unterteilt. Schottland ist in 32 Council Areas, Wales in 22 Unitary Authorities und Nordirland in 26 District Council Areas aufgeteilt. Weitere Untergliederungen bestehen als Wahlbezirke. Die kleinste Organisationseinheit sind in England, Schottland und Wales die Gemeinden (Parishes in England bzw. Communities in Wales und Schottland).

Großbritannien hat etwa 63,2 Mio. Einwohner (Schätzung 2012)²⁷ und verzeichnet ein Bevölkerungswachstum von knapp 0,6%²⁸. Die durchschnittliche Bevölkerungsdichte liegt bei 259 Einwohnern / km², jedoch bestehen erhebliche regionale Unterschiede. England zählt zu den am dichtesten besiedelten Regionen der Welt, während Teile von Schottland, Wales und Nordirland nur gering besiedelt sind. In London, der Hauptstadt Großbritanniens, leben etwa 8,2 Mio. Einwohner. Weitere bedeutende Ballungszentren befinden sich im Bereich der Städte Birmingham und Leeds, Liverpool, Manchester, Bristol, Bradford sowie Glasgow und Edinburgh. Neben der einheimischen Bevölkerungsmehrheit (92% Briten) hat Großbritannien etwa 8% Einwohner anderer ethnischer Herkunft, vorrangig aus afrikanischen Ländern sowie aus den ehemaligen Kolonien wie Indien oder Pakistan²⁹. Rund 72% der Einwohner Großbritanniens gehören einem christlichen Bekenntnis, überwiegend der anglikanischen Kirche, an. Etwa 23% sind Mitglieder einer nicht näher bezeichneten Religionsgemeinschaft oder machen keine Angaben diesbezüglich, außerdem gibt es rund drei Prozent Muslime sowie ein Prozent Hindus und geringe Anteile anderer Religionen³⁰.

²³ Großbritannien steht im Dokument synonym für Vereinigtes Königreich.

²⁴ Auswärtiges Amt, 2012

²⁵ CIA, 2013

²⁶ ONS

²⁷ CIA, 2013

²⁸ CIA, 2013

²⁹ CIA, 2013

³⁰ CIA, 2013

Die Staatsform Großbritanniens wird als parlamentarische Monarchie bezeichnet. Staatsoberhaupt ist seit 1952 Königin Elisabeth II. Der amtierende Premierminister David Cameron trat sein Amt 2010 an. Er ist Vorsitzender der Mehrheitsfraktion im Parlament. Es gibt zwei Kammern der Legislative, das 650 Sitze umfassende Unterhaus sowie das derzeit 750 Sitze umfassende Oberhaus³¹. Die Mitglieder des Unterhauses werden gewählt, während die Sitze des Oberhauses auf Lebenszeit an ausgewählte Personen vergeben werden. Die nächste Unterhauswahl findet 2015 statt. Aktuell wird Großbritannien von einer Koalition aus der Conservative Party (303 Sitze im Unterhaus) und den Liberal Democrats (57 Sitze) regiert³². Stärkste Kraft der Opposition ist mit 249 Unterhaussitzen die Labour Party³³. Großbritannien ist Mitglied der EU, beteiligte sich jedoch nicht an der Währungsgemeinschaft.

Das Land hat eine sehr gute Verkehrsinfrastruktur. Es besitzt 272 Flughäfen mit asphaltierter Landebahn, davon sind 38 für große Flugzeuge geeignet³⁴. Die Streckenlänge des vor allem im Bereich der Großstädte dichten Schienennetzes beträgt 16.454 km³⁵. Daneben verfügt Großbritannien über ein Straßennetz von mehr als 394.000 km Gesamtlänge, davon etwa 3.500 km mit Autobahnstatus³⁶. Bedeutende Häfen sowie 3.200 km Wasserwege, von den mehr als 600 km kommerziell genutzt werden, stehen zur Verfügung.

Die Wirtschaft Großbritanniens geriet im Zusammenhang mit der Finanzkrise 2008 / 2009 in eine Rezession, danach folgten Erholungsphasen, an die sich jedoch im ersten Quartal 2012 ein erneuter Rückgang des BIP anschloss³⁷. Dieser wurde durch positive wirtschaftliche Impulse der Olympiade im Sommer 2012 unterbrochen und nach einer weiteren Schwächephase konnte im ersten Quartal 2013 ein Wachstum des BIP verzeichnet werden³⁸. Die Inflationsrate betrug zum Stand Januar 2013 2,7%³⁹, die Arbeitslosigkeit 7,8%⁴⁰. Die Wirtschaftskraft des Landes beruht zu einem wesentlichen Teil auf dem Dienstleistungssektor, der in Folge der Finanzkrise Einbußen hinnehmen musste. Um der Rezession zu entkommen, unternimmt die Regierung bedeutende Anstrengungen, den produktiven Sektor durch Verbesserungen der Investitionsbedingungen zu beleben. Grundsätzlich ist Großbritannien einer der investitionsfreundlichsten Wirtschaftsstandorte Europas. Bei der Höhe der Direktinvestitionen liegt das Land an erster Stelle in Europa⁴¹. Unsicherheiten bestehen jedoch hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der wirtschaftlichen Integration des Landes in die EU. So lehnte der Premierminister David Cameron 2011 den Fiskalpakt ab und hielt sich 2013 die Durchführung einer Volksabstimmung im Zeitraum bis 2017 über den Verbleib des Landes in der EU offen⁴².

31 Auswärtiges Amt, 2012

32 Auswärtiges Amt, 2012

33 Auswärtiges Amt, 2012

34 CIA, 2013

35 CIA, 2013

36 CIA, 2013

37 Spiegel Online Wirtschaft, 2012

38 Handelsblatt, 2013

39 ONS, 2013a

40 ONS, 2013a

41 gtai, 2013a

42 Focus Online, 2013a

Abb. 1: Karte von Großbritannien⁴³



⁴³ University of Texas, Perry-Castaneda-Library Map Collection

2 Energiesituation

2.1 Energiemarkt

In den vergangenen Jahren stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix Großbritanniens stetig an, trotzdem werden immer noch 96% des Gesamtenergiebedarfs aus fossilen Energieträgern gedeckt. Den überwiegenden Anteil haben daran Erdöl und Erdgas. Die Ölförderung in der Nordsee sinkt und gleichzeitig muss etwa ein Viertel bis ein Drittel der britischen Kraftwerkskapazität in den kommenden Jahren ersetzt werden. Die erforderlichen Aufwendungen für Modernisierung und Ausbau des Elektrizitätsnetzes und den Ersatz veralteter Kraftwerke werden vom DECC auf £ 110 Milliarden geschätzt⁴⁴. Diese Situation nutzt die Regierung, um durch die verstärkte Einbeziehung der natürlichen Ressourcen an erneuerbaren Energien, die Energieversorgung des Landes stärker zu diversifizieren. Eine besondere Rolle spielen in diesem Zusammenhang die Onshore- und Offshore-Windkraft, die marine Wasserkraft, die energetische Biomassenutzung, die erneuerbare Wärmezeugung und die Einführung strombetriebener Fahrzeuge im Transportsektor. Weitere Stützpfeiler der Entwicklung sind die Kernenergie und die Kohlenutzung in Verbindung mit CO₂-Speicherung. Der Strommarkt Großbritanniens ist sowohl vertikal als auch horizontal weitgehend entflochten. Die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung sind getrennt. Lediglich der Netzbetrieb liegt in der Hand von wenigen Unternehmen, die zumindest regional eine Monopolstellung einnehmen. Stromkunden haben seit 1999 generell das Recht, ihren Versorger zu wechseln. Aktuell steht eine Reform des Elektrizitätsmarktes an, deren wesentliche Eckpunkte die Umstellung der Förderung für Investitionen in erneuerbare Energien, Kernenergie und Kohlendioxidspeicherung (vgl. Kap. 3.3) sowie die Sicherung ausreichender Strombereitstellungskapazitäten auch in Spitzenzeiten sind. Im März 2013 wurden im Rahmen des Final Investment Decision Enabling Programme bereits Informationen zur Umsetzung der Elektrizitätsmarktreform (EMR) und damit verbunden den zu erwartenden Förderbedingungen vorgestellt⁴⁵.

Die Energieregulierungsbehörde Ofgem überwacht die Preisbildung auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt und begrenzt jeweils für Fünfjahreszeiträume die Gewinnspanne, die Netzeigner auf ihre Kunden umlegen dürfen. Die National Grid Electricity Transmission plc. übernimmt die Aufgabe des Übertragungsnetzbetriebs. Außerdem ist National Grid Electricity Transmission in England und Schottland Eigner des Stromübertragungsnetzes. Der Scottish Power Transmission Ltd. gehört in Südschottland das Übertragungsnetz und der Scottish Hydro-Electric Transmission Ltd. in Nordschottland, während in Nordirland der System Operator Northern Ireland (gehört zum irischen Energieunternehmen EirGrid) Eigner des Stromübertragungsnetzes ist. Für Bau und Betrieb der Übertragungsleitungen zur Anbindung von Offshore-Energieerzeugern werden im Rahmen einer Ausschreibung durch Ofgem Lizenzen an sogenannte Offshore Transmission Owners vergeben⁴⁶. Das britische Stromübertragungsnetz verfügt über jeweils einen Interkonnektor zum Nachbarland Frankreich sowie seit 2011 zu den Niederlanden. Durch einen noch zu installierenden Interkonnektor zwischen Island und Großbritannien soll zudem die Möglichkeit zum Import von geothermisch erzeugter Elektrizität aus Island geschaffen werden⁴⁷. Interkonnektoren zu Belgien und Irland sind ebenfalls in Planung. Aufgrund des gegenwärtig durch den Aufschwung der erneuerbaren Stromerzeugung beschleunigten Ausbaus des Übertragungsnetzes stellt National Grid vierteljährlich aktualisierte Netzübersichten zur Verfügung. Diese sind unter <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/GettingConnected/ContractedGenerationInformation/TNQuUpdate/> abrufbar. Im britischen Stromverteilungsnetz gibt es regionale Netzbetreiber. Dies sind Scottish and Southern Energy Power Distribution, UK Power Networks, Western Power Distribution, Northern Power Grid, SP Energy Networks, Electricity Northwest, Northern Ireland Electricity sowie unabhängige lokale Netzbetreiber wie Inexys, GTC oder

44 DECC, 2013h

45 DECC, 2013i

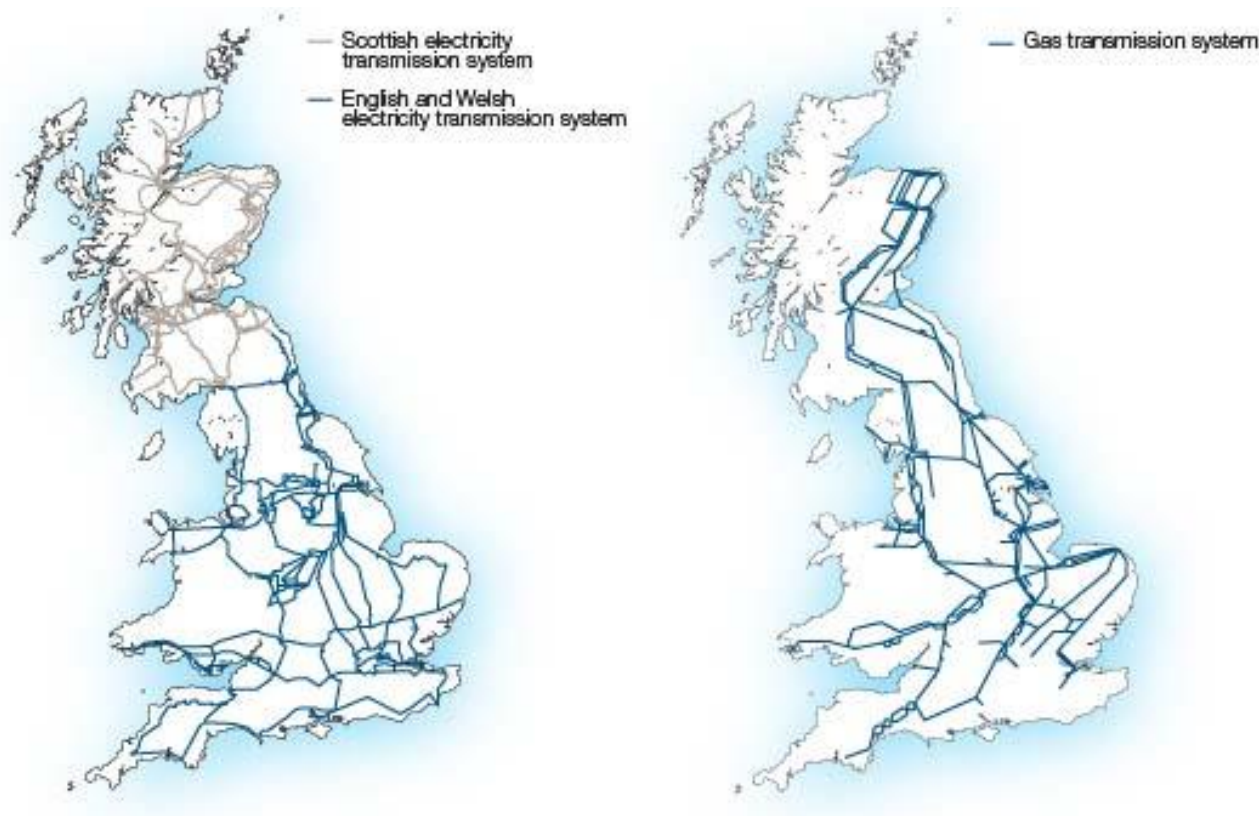
46 Ofgem

47 DECC, 2012a

Fulcrum. Insgesamt gibt es 14 regionale, von Ofgem lizenzierte Verteilnetzbereiche⁴⁸, die sich derzeit in den Händen von sieben Betreibern befinden. Kleinere Netzbetreiber versorgen lokale Netze innerhalb der regionalen Distributionsgebiete. Auf der Internetseite National Grid's steht unter <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/AboutElectricity/DistributionCompanies/> eine Karte zur Verfügung, die die Distributionsgebiete aufzeigt.

Die Abb. 2 zeigt eine Abbildung der britischen Strom- und Gasübertragungsnetze.

Abb. 2: Karte des britischen Strom- und Gasübertragungsnetzes⁴⁹



Der britische Gasmarkt ist ebenfalls vertikal und horizontal liberalisiert. Die Entwicklung des Marktes ist gekennzeichnet durch die Abnahme des Anteils an Gas aus heimischer Produktion und eine Zunahme der Gasimporte. Gas wird in bedeutendem Umfang in Form von Flüssiggas (LNG) importiert. Das britische Gasübertragungsnetz sowie ein Teil des Gasverteilnetzes in England gehören der National Grid Gas plc.. Das Gasverteilnetz ist in acht regionale Einheiten untergliedert. Zusätzlich zu den regionalen Einheiten gibt es noch kleinere Einheiten, die von unabhängigen Gaslieferanten (Independent Gas Transporters) versorgt werden. Vier der acht regionalen Einheiten werden von National Grid versorgt. Scotia Gas, der zweitgrößte Netzbetreiber, ist für das Southern Gas Network und das Scotland Gas Network verantwortlich, die verbleibenden beiden Einheiten werden von Northern Gas Networks und Wales & West Utilities betrieben⁵⁰. Auch beim Gasnetz übernimmt Ofgem eine Kontrollfunktion bezüglich der Höhe der Netzgebühren. Die Wahl des Gasversorgers steht seit 1998 allen Abnehmern frei. Industriekunden und Großabnehmer erhalten Gas direkt aus dem Übertragungsnetz, kleinere Abnehmer werden an das Verteilungsnetz angebunden.

48 Ofgem

49 National Grid (a)

50 National Grid (b)

Nahezu die Hälfte des Gesamtenergieverbrauchs Großbritanniens dient der Wärmeerzeugung und von dieser werden wiederum 80% aus Erdgas, der verbleibende Rest mittels Strom und Öl erzeugt⁵¹. Der überwiegende Teil dieser Wärme wird zur Gebäudebeheizung verwendet. Lediglich 0,5% werden für Kühlungs Zwecke eingesetzt⁵². In Großbritannien gibt es einen dezentralen Wärmemarkt, bei dem auf lokaler Ebene aus einer oder mehreren Energieformen, meist Kraft-Wärmekopplung in Verbindung mit erneuerbaren Energieformen, z. B. Geothermie, Wärme erzeugt und über Nah- und Fernwärmenetze an Abnehmer geliefert wird. Ein bedeutender Akteur ist in diesem Zusammenhang Cofely GDF Suez, der in Großbritannien 13 dezentrale Energieversorgungseinheiten (District Energy Schemes) betreibt⁵³. Die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen für die häusliche Wärmeversorgung sowie die beabsichtigte Einführung von Elektrofahrzeugen werden einen spürbaren Einfluss auf die Entwicklung des Stromverbrauchs haben⁵⁴. Da die Wärmeerzeugung einen bedeutenden Anteil an den Kohlendioxidemissionen des Landes hat und aufgrund der zunehmenden Anzahl an Haushalten und gestiegener Komforttemperaturen mit einem starken Anstieg des Wärmebedarfs gerechnet werden muss⁵⁵, wird der Umstellung der Wärmeerzeugung auf erneuerbare Energien sowie der Verbesserung der Effizienz der Wärmenutzung große Aufmerksamkeit geschenkt. Möglichkeiten zur Integration erneuerbarer Energieformen sind die Nutzung von geothermischer Energie, industrieller Abwärme und von erneuerbaren Brennstoffen auf Haushaltsebene oder im kommerziellen Bereich. Um größere Wärmelieferanten, etwa Kraft-Wärmekopplungsanlagen, industrielle Abwärme oder erneuerbare Energieerzeugung, in die Wärmeversorgung der Haushalte einzubinden, wird der Ausbau von Nahwärmenetzen vorangetrieben. Eine Planungshilfe für Nahwärmenetze steht unter <http://ceo.decc.gov.uk/nationalheatmap> zur Verfügung. Durch die Reduzierung des Wärmebedarfs von Gebäuden mittels Isolierung und anderer effizienzsteigernder Maßnahmen soll der Anstieg des Wärmeverbrauchs begrenzt werden. Im Neubaubereich werden für Wohngebäude ab 2016 und für Nicht-Wohngebäude ab 2019 Null-Energie-Standards eingeführt⁵⁶. Die Nutzung von Gas zur Gebäudebeheizung soll drastisch reduziert werden. Ab 2050 soll Gas nur noch über Fernwärmenetze zur Gebäudebeheizung verwendet werden, da dies mit Kohlendioxidspeicherung verbunden werden kann. Dadurch soll es ab 2050 keine direkten Kohlendioxid-Emissionen aus der Gebäudebeheizung mehr geben⁵⁷. Das größte britische Wärmenetz wird in der Stadt Nottingham durch eine Müllverbrennungsanlage mit Wärme gespeist. Ein weiteres großes Wärmenetz wird in Sheffield durch Veolia Environmental Services betrieben. Es wird ebenfalls durch eine Müllverbrennungsanlage gespeist. In Manchester und North Tynefield werden Wärmenetzprojekte in Anbindung an tiefegeothermische Systeme realisiert.

Großbritannien besitzt sieben große Raffinerien, ein ausgedehntes Netz an Pipelines und zahlreiche Vertriebsunternehmen im Treibstoffsektor⁵⁸. Nach Angaben der United Kingdom Petroleum Industry Association sind mehr als 200 Unternehmen in den Treibstoffsektor involviert. Bedeutende Unternehmen des britischen Treibstoffsektors sind BP, Shell, Total Oil Great Britain, Esso und Texaco. Die Supermarktkette Tesco ist der bedeutendste Akteur im Treibstoffeinzelfhandel. Die starke Präsenz von Supermarktketten im Treibstoffhandel ist charakteristisch für Großbritannien. Im Biotreibstoffsektor ist Greenergy der größte Produzent und Händler. Sowohl für Biodiesel als auch für Bioethanol besteht eine Beimischungsquote von 5%.

51 DECC, 2012d

52 DECC, 2012d

53 Cofely GDF Suez

54 The Scottish Government, 2011

55 DECC, 2012d

56 Reduzierung des Wärmebedarfs von Gebäuden durch Isolierung und andere effizienzsteigernde Maßnahmen,

57 DECC, 2012d

58 United Kingdom Petroleum Industry Association

2.2 Energieerzeugungs- und -verbrauchsstruktur

Der Gesamtenergieverbrauch Großbritanniens (Tab. 2) lag im Zeitraum von 2002 bis 2011 zwischen 248,1 Mt RÖE und 212,3 Mt RÖE jährlich⁵⁹. Insgesamt ist eine fallende Tendenz zu beobachten, wobei die niedrigsten Werte durch die Finanzkrise in 2009 sowie eine schwache konjunkturelle Entwicklung in 2011 bedingt sind. Die Abnahme des Gesamtenergieverbrauchs zwischen 2002 und 2011 beträgt rund 12%.

Tab. 2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (in Mt RÖE), 2002 bis 2011⁶⁰

| Jahr | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PEV | 241,2 | 244,4 | 246,1 | 248,1 | 244,7 | 237,5 | 234,9 | 220,2 | 226,9 | 212,3 |

Großbritannien verfügt über Öl- und Gasreserven, deren Fördermenge aufgrund der zunehmenden Erschöpfung der Fördergebiete in der Nordsee stark sinkt. Die bestätigten Ölvorkommen werden mit 413 Mio. t⁶¹, die bestätigten Erdgasreserven mit 246 Milliarden Kubikmetern⁶² angegeben. Von 2002 bis 2011 nahm die inländische Ölförderung um rund 55% ab, die Gasförderung ging im gleichen Zeitraum um rund 56% zurück. Auch die inländische Erzeugung im Kohlesektor reduzierte sich um etwa 38 Prozent. Bei insgesamt fallendem Primärenergieverbrauch wird die Lücke zwischen Erzeugung und Bedarf durch Importe sowie durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien gedeckt. Die auch bei erneuerbaren Energien mit rund 30% vergleichsweise hohe Importquote beruht darauf, dass der Bioenergieanteil derzeit hoch ist und ein bedeutender Anteil dieser Energieerzeugung auf importierter Biomasse (Holzabfälle) basiert.

Tab. 3: Import-Export-Bilanz der benötigten Energieträger zur PEV (in kt RÖE)⁶³

| | Jahr | Inländische Erzeugung | Import | Export | Bilanz Nettoimport (+) Nettoexport (-) | Bilanz % |
|--------|------|-----------------------|--------|--------|---|----------|
| Erdöl | 2002 | 127.037 | 62.152 | 95.288 | -33.136 | 26,1 |
| | 2008 | 78.580 | 65.575 | 52.984 | +12.591 | 16,0 |
| | 2009 | 74.739 | 59.395 | 49.452 | +9.943 | 13,3 |
| | 2010 | 68.983 | 59.613 | 46.153 | +13.460 | 19,5 |
| | 2011 | 56.902 | 62.917 | 36.910 | +26.007 | 45,7 |
| Erdgas | 2002 | 103.646 | 5.201 | 12.961 | -7.760 | 7,5 |
| | 2008 | 69.681 | 35.000 | 10.548 | +24.452 | 35,1 |
| | 2009 | 59.737 | 39.191 | 11.788 | +27.403 | 45,9 |
| | 2010 | 57.187 | 50.688 | 15.168 | +35.520 | 62,1 |
| | 2011 | 45.288 | 50.251 | 15.794 | +34.457 | 76,1 |
| Kohle | 2002 | 18.808 | 18.814 | 394 | +18.420 | 97,9 |
| | 2008 | 11.305 | 28.410 | 457 | +27.953 | 247,3 |
| | 2009 | 11.039 | 24.688 | 489 | +24.199 | 219,2 |
| | 2010 | 11.470 | 17.098 | 537 | +16.561 | 144,4 |
| | 2011 | 11.580 | 21.399 | 370 | +21.029 | 181,6 |

59 DECC, 2012c

60 DECC, 2012e

61 DECC, 2012l

62 DECC, 2012m

63 DECC, 2012e

| | Jahr | Inländische Erzeugung | Import | Export | Bilanz Nettoimport (+) Nettoexport (-) | Bilanz % |
|---------------------------------|------|-----------------------|--------|--------|--|----------|
| Erneuerbare Energien und Abfall | 2002 | 2.755 | - | - | - | - |
| | 2008 | 4.502 | 975 | - | +975 | 21,7 |
| | 2009 | 4.900 | 1.311 | 46 | +1.265 | 25,8 |
| | 2010 | 5.135 | 1.925 | 189 | +1.736 | 33,8 |
| | 2011 | 5.751 | 1.890 | 184 | +1.706 | 29,7 |

In Tab. 4 bzw. Abb. 1 ist der Primärenergieverbrauch des Landes nach Energieträgern aufgeschlüsselt. Erdgas und Erdöl decken 38% bzw. rund 34% des inländischen Primärenergieverbrauchs. Vor dem Hintergrund einer wachsenden Importquote, die bei Erdgas rund 76% und rund 46% bei Erdöl (Stand 2011) betrug, ergibt sich daraus eine von Jahr zu Jahr höhere Abhängigkeit von den Weltmärkten. Kohle trug in 2011 etwa 16% zur Deckung des inländischen Primärenergieverbrauchs bei. Hier betragen die Importe etwa das Doppelte der inländischen Erzeugung. Die Anteile der konventionellen Energieträger an der Deckung des Primärenergieverbrauchs veränderten sich von 2002 bis 2011 geringfügig. Bei Kohle, Erdgas und Kernenergie ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen, bei Erdöl eine leichte Zunahme. Relativ größere Veränderungen ergaben sich in den Bereichen Wasserkraft und Windenergie, deren Anteil sich fast verdoppelte und im Bereich erneuerbare Energie und Abfall, dessen Anteil sich etwa verdreifachte. Dabei ist zu beachten, dass der Beitrag der erneuerbaren Energieträger an der Deckung des Primärenergieverbrauchs mit knapp vier Prozent in 2011 immer noch sehr gering war. Er wird nach Erwartungen des DECC bis 2020 auf über 4% steigen⁶⁴.

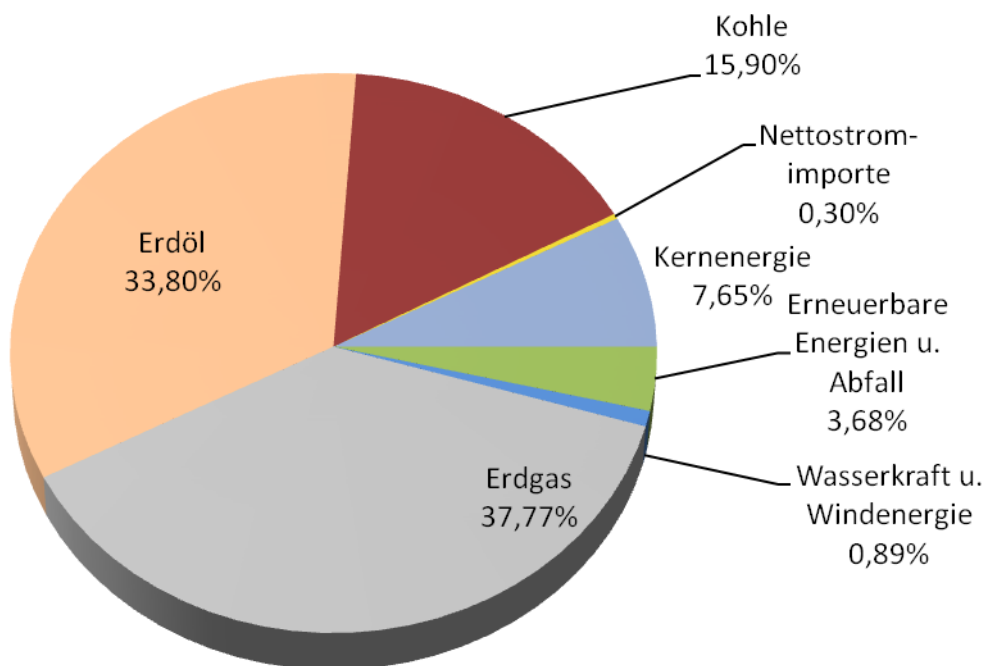
Tab. 4: Inländischer Primärenergieverbrauch nach Energieträger (in Mt RÖE)⁶⁵

| Energieträger | 2002 | 2009 | 2010 | 2011 | In % (2011) |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Kohle * | 37,7 | 31,0 | 32,2 | 32,4 | 16,0 |
| Erdöl ** | 73,5 | 71,0 | 70,3 | 68,0 | 33,5 |
| Erdgas *** | 94,3 | 86,0 | 93,3 | 77,1 | 38,0 |
| Kernenergie | 20,1 | 15,2 | 13,9 | 15,6 | 7,7 |
| Wasserkraft und Windenergie **** | 0,5 | 1,3 | 1,2 | 1,8 | 0,9 |
| Erneuerbare Energien und Abfall | 2,8 | 6,2 | 6,9 | 7,5 | 3,7 |
| Nettostromimporte | 0,7 | 0,2 | 0,2 | 0,5 | 0,3 |
| Insgesamt | 229,6 | 211,0 | 218,0 | 203,0 | 100 |

* inkl. anderer Festbrennstoffe; ** ohne Erdöl für Nichtenergienutzung und marine Speicherkapazitäten; *** ggf. inkl. Kohlegas; **** ohne Strom aus Pumpspeicherkraftwerken, inkl. Windkraft

64 DECC, 2012c

65 DECC, 2012f

Abb. 3: Anteile der Energieträger am inländischen Primärenergieverbrauch 2011⁶⁶

Die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten sind in Tab.5 und ihre Aufteilung auf die verschiedenen Kraftwerksarten in Abb. 4 aufgeführt. In 2011 betrug die Kraftwerkskapazität 89.115 MW⁶⁷. Daran haben konventionelle Kraftwerke mit 39% und Gasturbinenkombikraftwerke mit 36% die größten Anteile, während die Anteile der Kernkraftwerke zwölf Prozent, Gasturbinen / Dieselmotoren und konventionelle Wasserkraftwerke jeweils 1,7 Prozent, Pumpspeicherkraftwerke und Windkraft jeweils 3,1% und andere erneuerbare Energien 3,5% betragen⁶⁸. Da ein bedeutender Anteil der britischen Kraftwerke bis 2020 seinem Laufzeitende entgegengeht, besteht aktuell die Notwendigkeit und zugleich die Chance durch gezielten Kapazitätsersatz den Energiemix des Landes neu aufzustellen. So ist zukünftig mit einem verstärkten Zubau an erneuerbaren Energiekapazitäten, insbesondere von mariner Wasser- und Windkraft sowie Onshore-Windkraftkapazitäten zu rechnen. Allein in Schottland stehen geschätzte 206 GW an realisierbarer mariner Energie zur Verfügung⁶⁹. Außerdem bekannte sich die Regierung in einem 2013 veröffentlichten Strategiepapier zu Fortführung und Intensivierung der Aktivitäten im Bereich Kernenergie. In einem den Zeitraum bis 2050 abdeckenden Szenario sollen 75 GW der bis dahin prognostizierten Gesamtkapazität von 160 GW durch Kernenergie realisiert werden⁷⁰. Weiterhin wird auch die angestrebte Verlagerung der Energieversorgung des Transportsektors weg von fossilen Treibstoffen hin zu sauberem Strom als Energiegrundlage einen wesentlichen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung des Energiemix haben. Gewissermaßen als erster Schritt in Umsetzung der Nuklearstrategie wurde im Frühjahr 2013 seit fast zwanzig Jahren erstmals wieder ein Kernkraftwerk genehmigt. Es handelt sich dabei um das Projekt Hinkley Point mit einer geplanten Kapazität von 3,2 GW, das von EDF Energy vorangetrieben wird⁷¹. Vier weitere Kernenergiestandorte sind in der Planung, die mit dem bereits

66 DECC, 2012f

67 DECC, 2012g

68 DECC, 2012g

69 The Scottish Government, 2011

70 DECC, 2013o

71 DECC, 2013o

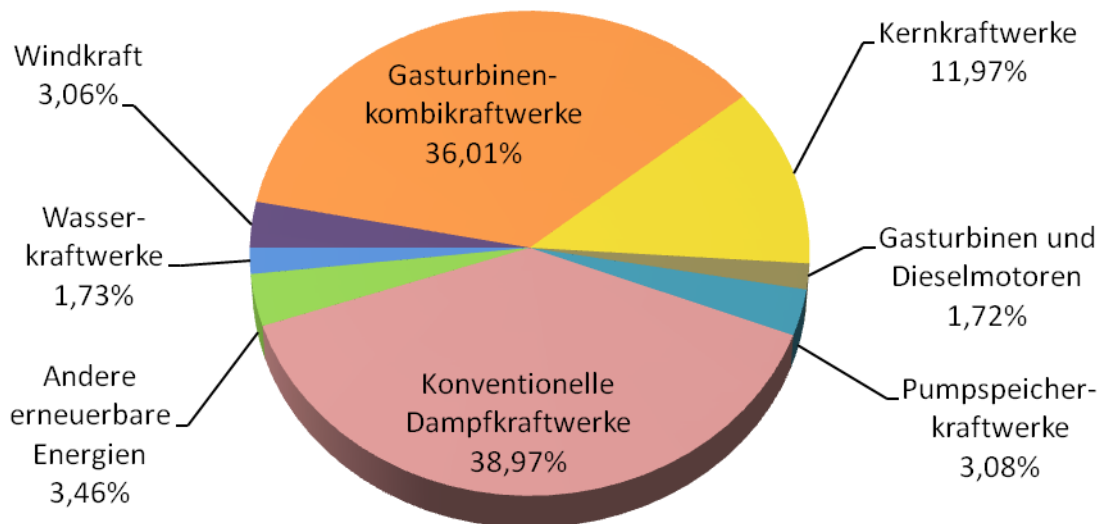
genehmigten zusammen eine zusätzliche Kapazität von 16 GW bis 2030 ermöglichen sollen⁷². Alle neu zu installierenden Kohlekraftwerke sollen in Zukunft mit Kohlendioxidspeicherung ausgerüstet werden⁷³.

Tab. 5: Kraftwerkskapazität in Großbritannien (Stand Ende Dezember 2011)⁷⁴

| Kraftwerksart | Kapazität in | |
|--------------------------------|---------------|------------|
| | MW | % |
| Konventionelle Dampfkraftwerke | 34.729 | 39,0 |
| Gasturbinenkombikraftwerke | 32.091 | 36,0 |
| Kernkraftwerke | 10.663 | 12,0 |
| Gasturbinen und Dieselmotoren | 1.532 | 1,7 |
| Wasserkraftwerke* | 1.545 | 1,7 |
| Pumpspeicherwerke | 2.744 | 3,1 |
| Windkraft* | 2.727 | 3,1 |
| Andere erneuerbare Energien* | 3.084 | 3,5 |
| Insgesamt | 89.115 | 100 |

*Bei kleiner Wasserkraft, Windkraft und PV wurde die Nettokapazität unter Berücksichtigung der wechselnden Stromverfügbarkeit berücksichtigt. Verwendete Anpassungsfaktoren: 0,365, 0,43, 0,17.

Abb. 4: Aufteilung der Stromerzeugungskapazität auf die Kraftwerksarten, Stand: Ende Dezember 2011⁷⁵



72 DECC, 2013o

73 DECC, 2013e

74 DECC, 2012g

75 DECC, 2012g

Die wichtigsten Energieträger für die Stromerzeugung sind wie in Tab. 6 dargestellt Kohle, Erdgas und Kernenergie gefolgt von geringeren Anteilen erneuerbarer Energien wie Wasser- und Windkraft sowie Bioenergie. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung betrug für 2012 prognostizierten Daten des DECC zufolge 12,8 Prozent. Die Daten ergeben von 2011 auf 2012 einen Wandel hinsichtlich des wichtigsten Energieträgers für die Stromerzeugung von Gas zu Kohle. Die wichtigsten erneuerbaren Energieformen in der Stromerzeugung sind Windkraft und Bioenergie. Obwohl die Daten für die letzten Jahre eine abnehmende Tendenz der Gesamtstromerzeugung aufweisen, ist in naher Zukunft mit einem drastischen Anstieg der Nachfrage zu rechnen, wenn der Transportsektor wie geplant in stärkerem Maße auf Strom umgestellt wird. Dies erfordert den Zubau weiterer Kraftwerkskapazitäten und bedeutende Investitionen in den Netzausbau.

Tab. 6: Stromerzeugung nach Energieträger in TWh⁷⁶

| Energieträger | Einheit | 2002 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012p |
|---|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Kohle | TWh | 124,28 | 103,04 | 107,69 | 108,58 | 142,83 |
| | % | 32,1 | 27,3 | 28,2 | 29,5 | 39,3 |
| Erdöl | TWh | 4,80 | 5,99 | 4,80 | 3,66 | 3,55 |
| | % | 1,2 | 1,6 | 1,3 | 1,0 | 1,0 |
| Erdgas | TWh | 152,28 | 166,50 | 175,65 | 146,81 | 99,75 |
| | % | 39,3 | 44,2 | 46,0 | 39,9 | 27,5 |
| Kernenergie | TWh | 87,85 | 69,10 | 62,14 | 68,98 | 70,41 |
| | % | 22,7 | 18,3 | 16,3 | 18,8 | 19,4 |
| Wasserkraft* | TWh | 4,79 | 5,24 | 3,64 | 5,69 | 5,23 |
| | % | 1,2 | 1,4 | 1,0 | 1,5 | 1,4 |
| Windkraft davon Offshore Anteil Windkraft | TWh | 1,26 | 9,32 | 10,22 | 15,75 | 20,71 |
| | TWh | - | - | 3,04 | 5,13 | 7,46 |
| | % | 0,3 | 2,5 | 2,7 | 4,3 | 5,7 |
| Bioenergie | TWh | 5,63 | 10,69 | 11,99 | 12,97 | 15,20 |
| | % | 1,5 | 2,8 | 3,1 | 3,5 | 4,2 |
| Pumpspeicherkraft | TWh | 2,65 | 3,69 | 3,15 | 2,91 | 2,97 |
| | % | 0,7 | 1,0 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Sonstige Treibstoffe | TWh | 3,72 | 3,20 | 2,48 | 2,44 | 2,54 |
| | % | 1,0 | 0,8 | 0,6 | 0,7 | 0,7 |
| Insgesamt | TWh | 387,25 | 376,77 | 381,77 | 367,80 | 363,19 |
| | % | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |

* nur Flusswasserkraftwerke

Die Tab. 7 zeigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Zu beachten ist der sprunghafte Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung von 2010 auf 2011, der vor allem eine Folge der Inbetriebnahme von Windparks und großen Biomassekraftwerken ist. Die Windkraft war 2011 mit rund 45% Anteil an der erneuerbaren Stromerzeugung die bedeutendste erneuerbare Energieform, wobei der Hauptanteil immer noch von der Onshore-Windkraft gestellt wird. Die Stromerzeugung aus Bioenergie stand mit rund 38% an zweiter Stelle in der erneuerbaren Stromerzeugung. Die starken

jährlichen Zunahmen in den vergangenen Jahren in der erneuerbaren Stromerzeugung sind ein Beleg für die Wirksamkeit der umgesetzten Förderinstrumente und Anreizsysteme. Allein von 2010 auf 2011 nahm die Stromerzeugung aus Windkraft um rund 52% zu und die Stromerzeugung aus PV erhöhte sich auf mehr als das Siebenfache des Vorjahreswerts. Zunahmen verzeichnen auch die kleine Wasserkraft, die Bioenergie und die energetische Nutzung nicht-biologisch abbaubarer Abfallstoffe. Vor dem Hintergrund der politischen Zielsetzungen ist ein weiteres starkes Wachstum der erneuerbaren Stromerzeugung, insbesondere durch den Ausbau der Windkraft, zu erwarten.

Tab. 7: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in GWh⁷⁷

| Energieträger | 2009 | 2010 | 2011 | 2011 % |
|--|---------------|---------------|---------------|------------|
| Wind Offshore | 1.740 | 3.044 | 5.126 | 14,9 |
| Wind Onshore | 7.564 | 7.137 | 10.372 | 30,1 |
| Küstennahe Wellen- und Gezeitenkraft | 1 | 2 | 1 | 0 |
| Photovoltaik | 20 | 33 | 252 | 0,7 |
| Kleine Wasserkraftwerke | 577 | 497 | 697 | 2,0 |
| Große Wasserkraftwerke | 4.664 | 3.147 | 4.989 | 14,5 |
| Bioenergie, davon: | 10.694 | 11.986 | 12.973 | 37,7 |
| Deponiegas | 4.952 | 5.014 | 4.979 | 14,5 |
| Klärgas | 598 | 698 | 755 | 2,2 |
| Müllverbrennung (städtischer biologisch abbaubarer Müll) | 1.509 | 1.597 | 1.739 | 5,1 |
| Kofeuerung mit fossilen Brennstoffen | 1.625 | 2.332 | 2.964 | 8,6 |
| Biomasse tierischen Ursprungs | 637 | 627 | 614 | 1,8 |
| Anaerobe Vergärung | 30 | 92 | 239 | 0,7 |
| Pflanzliche Biomasse | 1.343 | 1.624 | 1.683 | 4,9 |
| Insgesamt | 25.259 | 25.845 | 34.410 | 100 |
| Nicht-biologisch abbaubare Abfälle | 873 | 924 | 1.005 | - |

Nachfolgend ist der Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren für das Jahr 2011 aufgegliedert. Bei der Betrachtung des Stromverbrauchs nach Sektoren (Abb. 5) wird deutlich, dass die Haushalte und die Industrie mit rund 35% bzw. rund 32% beim Stromverbrauch in etwa gleichauf liegen. An dritter Stelle beim Energieverbrauch nach Sektoren steht der Bereich Handel mit rund 24%.

⁷⁷ DECC, 2012h

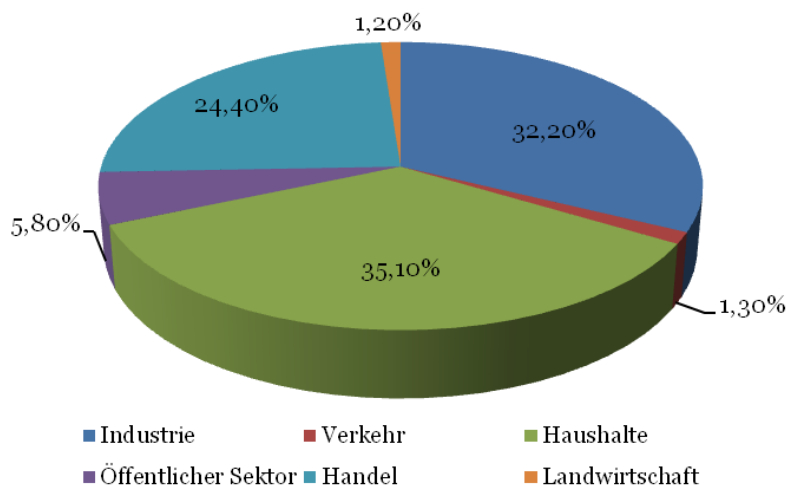
Tab. 8: Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren 2011 (in kt ROE)⁷⁸

| | Kohle | Brennstoffe, verarb.* | Erdöl- produkte | Erdgas** | Erneuerbare Energien und Abfall*** | Strom | Wärme |
|-----------------------------|-------|--------------------------|--------------------|----------|---|--------|-------|
| Energieindustrie, davon | 3 | 660 | 5.189 | 5.161 | - | 2.171 | 94 |
| Öl- und Gasförderung | - | - | 571 | 4.571 | - | 50 | 50 |
| Raffinerien | - | - | 4.618 | 376 | - | 387 | 387 |
| Industrie, davon | 1.111 | 628 | 4.526 | 10.701 | 535 | 8.804 | 839 |
| Nicht klassifiziert | - | 184 | 2.404 | 2 | 535 | - | - |
| Eisen und Stahl | 38 | 443 | 5 | 495 | - | 330 | - |
| NE-Metalle | 14 | - | 23 | 231 | - | 599 | - |
| Mineralische Produkte | 697 | - | 142 | 1.387 | - | 603 | - |
| Chemische Industrie | 50 | - | 105 | 2.321 | - | 1.505 | 420 |
| Mechanische Industriezweige | 8 | - | 67 | 571 | - | 634 | - |
| Elektroindustrie | 3 | - | 32 | 298 | - | 550 | - |
| Fahrzeugbau | 37 | - | 78 | 666 | - | 446 | - |
| Ernährungsindustrie | 32 | - | 200 | 1.987 | - | 976 | 2 |
| Textil- und Lederindustrie | 45 | - | 75 | 465 | - | 257 | - |
| Papier- und Druckindustrie | 71 | - | 36 | 1.312 | - | 938 | 1 |
| Sonstige Industriezweige | 110 | - | 1.247 | 772 | - | 1.834 | 417 |
| Baugewerbe | 6 | - | 112 | 193 | - | 132 | - |
| Verkehr | 11 | - | 53.698 | - | 1.128 | 351 | - |
| Luftfahrt | - | - | 12.802 | - | - | - | - |
| Schienenverkehr | 11 | - | 652 | - | - | 349 | - |
| Straßenverkehr | - | - | 38.646 | - | 1.128 | 2 | - |
| Nationale Schifffahrt | - | - | 1.597 | - | - | - | - |
| Andere Wirtschaftsbereiche | 568 | 216 | 4.040 | 31.677 | 889 | 18.189 | 431 |
| Haushalte | 540 | 216 | 2.681 | 25.191 | 567 | 9.595 | 52 |
| Öffentliche Verwaltung | 18 | - | 366 | 2.680 | 112 | 1.591 | 376 |
| Handel | 4 | - | 433 | 2.399 | 21 | 6.663 | 3 |
| Landwirtschaft | 1 | - | 303 | 157 | 187 | 339 | - |
| Sonstige | 5 | - | 258 | 1.250 | - | - | - |

* schließt verarbeitete Festbrennstoffe, Benzole, Kokereigase, Teer und Hochofengase ein

** inkl. Grubengas

*** inkl. Geothermie und Solarwärme

Abb. 5: Stromverbrauch nach Sektoren 2011⁷⁹

Die Stromversorgung nach Energieträgern ist in Tab. 9 dargestellt. Im Zeitraum von 2007 bis 2011 ist dabei eine Abnahme um etwa sieben Prozent festzustellen. Erdgas hat mit rund 41% den höchsten Anteil an der Stromversorgung, Kohle mit rund 29% den zweithöchsten und die Kernenergie mit rund 18% den dritthöchsten Anteil.

Tab. 9: Stromversorgung nach Energieträgern (in GWh)⁸⁰

| Energieträger | Einheit | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Kohle | GWh | 129.030 | 118.053 | 97.798 | 102.266 | 103.134 |
| | % | 34,0 | 31,7 | 27,2 | 28,0 | 29,4 |
| Erdöl | GWh | 4.465 | 5.887 | 5.365 | 4.308 | 3.313 |
| | % | 1,2 | 1,6 | 1,5 | 1,2 | 0,9 |
| Erdgas | GWh | 162.389 | 172.988 | 163.455 | 172.454 | 144.112 |
| | % | 42,8 | 46,4 | 45,4 | 47,2 | 41,0 |
| Kernenergie | GWh | 57.249 | 47.673 | 62.762 | 56.442 | 62.655 |
| | % | 15,1 | 12,8 | 17,4 | 15,4 | 17,8 |
| EE* | GWh | 8.534 | 8.700 | 9.581 | 10.876 | 11.536 |
| | % | 2,3 | 2,3 | 2,7 | 3,0 | 3,3 |
| Sonstige** | GWh | 3.303 | 3.031 | 3.035 | 2.346 | 2.304 |
| | % | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,7 |
| Wasserkraft (Flusswasserkraft) | GWh | 5.032 | 5.124 | 5.209 | 3.618 | 5.650 |
| | % | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,0 | 1,6 |
| Pumpspeicherkraft | GWh | 3.846 | 4.075 | 3.672 | 3.139 | 2.895 |
| | % | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 0,9 | 0,8 |
| Windkraft | GWh | 5.288 | 7.114 | 9.324 | 10.216 | 15.750 |
| | % | 1,4 | 1,9 | 2,6 | 2,8 | 4,5 |

79 DECC, 2012e

80 DECC, 2012i

| Energieträger | Einheit | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Insgesamt | GWh | 379.136 | 372.643 | 360.202 | 365.666 | 351.349 |
| | % | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Konventionelle thermische Stromerzeugung | GWh | 158.594 | 140.294 | 120.076 | 124.353 | 124.733 |
| Gasturbinenkombikraftwerke | GWh | 149.127 | 168.364 | 159.159 | 167.898 | 139.666 |

* thermische erneuerbare Energiequellen; ** sonstige thermische Quellen, z. B. Kokereigas, Hochofengas, chemische Abfallprodukte und nicht biologisch abbaubare Abfälle

Die verfügbaren Wärmedaten beruhen auf einer Reallokation nach Energieträgern. Sie sind Tab. 10 zu entnehmen.

Tab. 10: Verkaufte Wärme nach Energieträgern, Reallokation⁸¹

| Energieträger | 2001 | 2009 | 2010 | 2011 |
|--|--------|--------|--------|--------|
| Kohle in kt | 750 | 482 | 477 | 477 |
| Kokereigas (Coke Oven gas) in GWh | 1.875 | 418 | 418 | 418 |
| Hochofengas (blast furnace gas) in GWh | 532 | 179 | 179 | 179 |
| Erdgas in GWh | 23.586 | 22.758 | 23.707 | 23.672 |
| Schweröl in kt | 640 | 52 | 52 | 52 |
| Gasöl in kt | 31 | 5 | 5 | 5 |
| Propan in kt | 1 | 5 | 5 | 5 |
| Feste Abfälle und Biomasse in kt RÖE | 72 | 79 | 41 | 84 |

Tab. 11: Erneuerbare Wärmeherzeugung nach Energieträgern in kt RÖE⁸²

| Energieträger | 2009 | 2010 | 2011 | 2011 % |
|---|--------------|----------------|----------------|-------------|
| Solarthermie | 69,5 | 87,0 | 109,3 | 9,0 |
| Bioenergie, davon | 958,5 | 1.055,9 | 1.076,8 | 88,3 |
| Deponiegas | 13,6 | 13,6 | 13,6 | 1,1 |
| Klärgas | 51,0 | 57,8 | 66,1 | 5,4 |
| Holz (Haushaltssektor) | 375,2 | 391,8 | 425,0 | 34,9 |
| Holz (Industriesektor) | 223,4 | 255,7 | 280,6 | 23,0 |
| Biomasse tierischer Herkunft* | 38,3 | 40,3 | - | - |
| Anaerobe Vergärung | 2,0 | 4,8 | 9,8 | 0,8 |
| Pflanzliche Biomasse | 223,8 | 266,4 | 249,1 | 20,4 |
| Müllverbrennung (biolog. abbaubare, städtische Abfälle) | 31,3 | 25,6 | 32,7 | 2,7 |

81 DECC, 2012j

82 DECC, 2012k

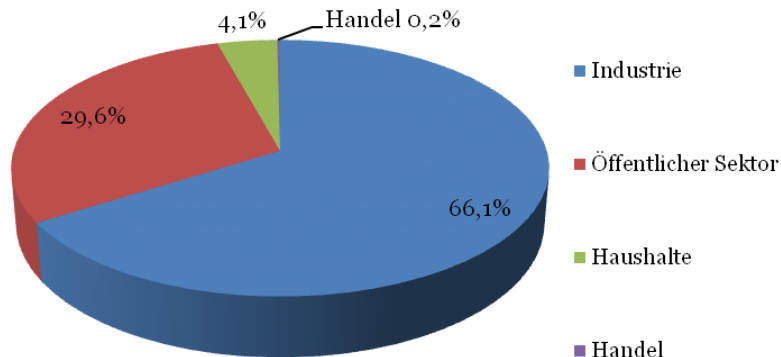
| | | | | |
|------------------------------|----------------|----------------|----------------|------------|
| Geothermie (Aquifere) | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0 |
| Wärmepumpen | 10,9 | 21,2 | 32,5 | 2,7 |
| Insgesamt | 1.039,7 | 1.165,0 | 1.219,5 | 100 |

* Wärmeerzeugung aus landwirtschaftlichen Abfällen tierischer Herkunft, Fleisch- und Knochenverbrennung; ** Wärmeerzeugung aus Stroh, Energiepflanzen, Papier und Verpackungen

Die in Tab. 11 dargestellte erneuerbare Wärmeerzeugung verzeichnete von 2009 bis 2011 einen stetigen Anstieg, der sich durch den Effekt der Einführung des RHI zukünftig beschleunigen dürfte. Insgesamt wurden 2,2% des Gesamtwärmebedarfs durch erneuerbare Wärme gedeckt⁸³. Von 2010 auf 2011 erhöhte sich die erneuerbare Wärmeerzeugung um rund 5%. Den bedeutendsten Anteil an der erneuerbaren Wärmeerzeugung nahm 2011 die Bioenergie mit rund 88% ein, während die Solarthermie neun Prozent und Wärmepumpen knapp drei Prozent beisteuerten⁸⁴. Holz wird vor allem im Haushaltssektor für die Wärmeerzeugung genutzt. Holz ist der wichtigste Energieträger in der erneuerbaren Wärmeerzeugung. Die häusliche Verwendung des Materials zum Heizen hat einen Anteil von 35% an der erneuerbaren Wärmeerzeugung und die industrielle thermische Verwertung weitere 23 Prozent⁸⁵.

Der Handel mit Wärme beschränkt sich bislang weitgehend auf die Sektoren Industrie (rund 66 Prozent) und den öffentlichen Sektor (rund 30 Prozent), während die Haushalte nur einen Anteil von rund vier Prozent an der gehandelten Wärme beziehen. Da aktuell der Ausbau von Wärmenetzen zur Beheizung von Wohngebieten forciert werden soll, dürfte sich der Anteil der Haushalte am Verbrauch gehandelter Wärme in den nächsten Jahren steigern.

Abb. 6: Verbrauch an gehandelter Wärme nach Sektoren⁸⁶



Der Biotreibstoffsektor ist in Großbritannien vergleichsweise gering entwickelt. Es gibt sowohl für Bioethanol als auch für Biodiesel eine Beimischungsquote von fünf Prozent. In 2011 wurden in Großbritannien 925 Mio. Liter Biodiesel und 652 Mio. Liter Bioethanol verbraucht⁸⁷. Trotz einer Produktionskapazität von 570 Mio. Litern kamen nur 201 Mio. Liter Biodiesel aus heimischer Herstellung⁸⁸. Der verbleibende Anteil wurde aus Importen bezogen. Ein ähnliches Bild ergibt

83 DECC, 2013q

84 DECC, 2012k

85 DECC, 2013q

86 DECC, 2012e

87 DECC, 2013q

88 DECC, 2013q

sich für Bioethanol. Die Produktionskapazität für Bioethanol von 475 Mio. Litern wurde zu 2011 zu weniger als 10% ausgeschöpft⁸⁹, sodass auch hier der Bedarf durch Importe gedeckt wurde.

Die durchschnittlichen Strompreise in Großbritannien betrugen in 2012 für den Haushaltssektor 14,50 p / kWh und für den nicht-häuslichen Sektor 9,25 p / kWh (inkl. Klimasteuer) (vgl. Tab. 12). Von 2008 bis 2012 stiegen die Preise um jährlich rund drei Prozent.

Tab. 12: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise in p / kWh (Eurocent / kWh)

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Haushaltssektor ⁹⁰ | 12,87 (15,24) | 13,03 (15,44) | 12,65 (14,99) | 13,72 (16,25) | 14,50 (17,18) |
| Nicht-häuslicher Sektor ^{91*} | 8,20 (9,71) | 9,35 (11,08) | 8,53 (10,11) | 8,59 (10,18) | 9,25 (10,96) |

*inkl. CCL

Die Entwicklung der durchschnittlichen Gaspreise ist Tab. 13 zu entnehmen. In 2012 lag der durchschnittliche Gaspreis für Privatkunden bei 4,45 p / kWh⁹² und für Kunden aus dem nicht-häuslichen Sektor bei 2,616 p / kWh⁹³. Von 2008 bis 2012 stiegen die Gaspreise für Privatkunden um rund acht Prozent und für den nicht-häuslichen Sektor um rund 1,5% jährlich.

Tab. 13: Entwicklung der durchschnittlichen Gaspreise in p / kWh (Eurocent / kWh)

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Privatkunden ⁹⁴ | 3,36 (3,98) | 3,78 (4,48) | 3,66 (4,34) | 4,00 (4,74) | 4,45 (5,27) |
| Nicht-häuslicher Sektor ⁹⁵ | 2,468 (2,92) | 2,405 (2,85) | 2,124 (2,52) | 2,394 (2,84) | 2,616 (3,10) |

* inkl. CCL

Der durchschnittliche Benzinpreis betrug am 06. Mai 2013 133,99 p (1,13 €) / Liter und der durchschnittliche Dieselpreis lag bei 138,69⁹⁶ (1,17 €). Die Vergütungssätze für die erneuerbare Energieerzeugung (Strom und Wärme) sind den Tab. 15 bis Tab. 20 im Kapitel 3 zu entnehmen. Es bestehen zwischen England, Schottland, Wales und Nordirland zum Teil Unterschiede in den Vergütungssystemen und -vergütungshöhen.

89 DECC, 2013q

90 DECC, 2013l

91 DECC, 2013n

92 DECC, 2013m

93 DECC, 2013n

94 DECC, 2013m

95 DECC, 2013n

96 PetrolPrices.com, 2013

3 Energiepolitik

3.1 Energiepolitische Administration

Für grundsätzliche Aspekte der Energie- und Klimapolitik, insbesondere die Regelung der Bereiche Gas-, Öl-, Elektrizität und Kernenergie, ist die britische Staatsregierung verantwortlich. Teilbereiche der Energie- und Klimapolitik betreffend die Energieeffizienz sowie erneuerbare Energien werden in Schottland, Nordirland und Wales von den Regionalregierungen behandelt.

Auf Staatsebene wurden die Aufgaben der Energie- und Klimapolitik im Ministerium für Energie und Klimawandel (Department of Energy and Climate Change, DECC) gebündelt. Das DECC hat die Aufgabe, eine sichere, umweltfreundliche und bezahlbare Energieversorgung des Landes zu gewährleisten. Weiterhin ist das Ministerium für die Festlegung und Umsetzung der Klimaziele zuständig. Außerdem soll es auf internationaler Ebene Maßnahmen zur Vermeidung des Klimawandels unterstützen. Das Ministerium unterhält die beiden Bereiche International Climate Change and Energy Efficiency sowie Energy Markets and Infrastructure, die Strategy and Evidence Group sowie weitere Bereiche etwa für Verwaltung, Planung und Recht. Ein Organigramm des Ministeriums ist unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/81621/decc-organogram.pdf zu finden. Dem Ministerium sind als nicht ministerielle Abteilung die Energieregulierungsbehörde Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) sowie als exekutive Organe die Civil Nuclear Police Authority, die Coal Authority, das Committee on Climate Change (CCC), die Nuclear Decommissioning Authority sowie das Committee on Radioactive Waste Management, die Fuel Poverty Advisory Group und das Nuclear Liabilities Financing Assurance Board zugeordnet. Das CCC hat eine beratende Funktion hinsichtlich der Definition der Klimaziele inne und evaluiert die erzielten Fortschritte in diesem Bereich. Ofgem agiert als Regulierungsbehörde für den Gas- und Strommarkt im Hinblick auf den Netzbetrieb und Netzzugang sowie die Überwachung der Preisgestaltung. Außerdem nimmt Ofgem Aufgaben des Verbraucherschutzes in diesen Bereichen wahr. Ofgem untersteht der Gas and Electricity Markets Authority (GEMA), einem Gremium, dessen Aufgabe in erster Linie die Vertretung von Verbraucherinteressen der Strom- und Gasnetzkunden ist.

Das Department for Business, Innovation and Skills (BIS) hat die Aufgabe, die Rahmenbedingungen für eine positive wirtschaftliche Entwicklung des Landes zu optimieren. Dies umfasst die Förderung von Ausbildungsmöglichkeiten und Forschung, die Schaffung geeigneter administrativer Bedingungen für wirtschaftliche Aktivitäten, den Arbeitsmarkt und den Verbraucherschutz in relevanten Bereichen.

Das Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra) ist zuständig für die Planung und Umsetzung der Umwelt- und Agrarpolitik, für Tiergesundheit und Tierschutz, Naturschutz, ländliche Entwicklung, Ernährung, Landwirtschaft und Fischerei sowie die nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung. Das Defra ist ein Ministerium der Staatsregierung, das zudem auch die regionalen Belange Englands behandelt, während die entsprechenden Ministerien der Regionalregierungen in Schottland, Wales und Nordirland in zahlreichen Bereichen der Umwelt, Ernährungs- und Agrarpolitik sowie Aspekten der ländlichen Entwicklung eigenständig Entscheidungen treffen. Ein Hauptaugenmerk der Aufgaben des Defra liegt auf der Entwicklung einer „Green Economy“ im Zusammenhang mit einem zukunftsfähigen, gegenüber den Herausforderungen des Klimawandels widerstandsfähigen, ländlichen Gemeinwesen⁹⁷. Das Department for Communities and Local Government nimmt Einfluss auf die Energiepolitik bzw. auf deren Umsetzung vor allem in Bezug auf bauliche Anforderungen, energetische Standards und Energieeffizienzkriterien. Weiterhin klärt es Fragen der Raum- und Land-

⁹⁷ Defra, 2012a

schaftsplanung und ist bestrebt, ausreichend preiswerten Wohnraum für sozial bedürftige Bevölkerungsschichten zur Verfügung zu stellen.

Der Biotreibstoffsektor fällt in den Verantwortungsbereich des Department for Transport (DfT). Dieses entwickelt Strategien zur Einführung erneuerbarer Treibstoffe und zur Verbesserung der Energieeffizienz im Transportsektor und unterstützt die Einführung von Elektrofahrzeugen. Es setzt die Klimaziele im Transportsektor um. Das DfT ist außerdem für die Verwaltung und Umsetzung der Renewable Transport Fuel Obligation zuständig, eine seit 2008 bestehende Verpflichtung der Treibstofflieferanten, einen bestimmten Anteil ihrer Liefermenge aus erneuerbaren Quellen zu beziehen.

Der als Non-Profit-Organisation aufgestellte Carbon Trust bietet Unternehmen und Organisationen Beratung und Hilfe bei der Implementierung und Finanzierung erneuerbarer Energien und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in den unterschiedlichsten Anwendungsbereichen. Übergeordnete Zielsetzung ist dabei die Vermeidung des Klimawandels durch die Verringerung des Kohlendioxidausstoßes und der Übergang zu einer nachhaltigen, klimafreundlichen Wirtschaftsweise. Das Office for Low Emission Vehicles (OLEV) wurde ins Leben gerufen, um die Verbreitung von klimafreundlichen Fahrzeugen zu fördern.

Es gibt in Großbritannien mehrere Universitäten und andere Forschungseinrichtungen, die in den Bereichen Energieerzeugung und -infrastruktur sowie erneuerbare Energieformen forschen. Zu nennen wären in diesem Zusammenhang das Energy Technology Institute, das UK Energy Research Center der Universität Edinburgh, die Energy Research Unit des Science and Technology Council, das National Renewable Energy Centre (NAREC) und das European Marine Energy Centre (EMEC).

Im Planungsbereich erfolgte der Übergang von der Infrastructure Planning Commission zum National Infrastructure Directorate, das zum Planning Directorate gehört. Das Planning Directorate (<http://infrastructure.planningportal.gov.uk/>) ist eine Agentur der Regierung, die sich mit der Planung und Genehmigung national bedeutender Infrastrukturprojekte in England und Wales befasst. Daneben gibt es in Schottland und Wales regionale Planungsämter.

3.2 Politische Ziele und Strategien

Die wichtigsten Anliegen der britischen Energiepolitik sind die Gewährleistung der Energiesicherheit, die Begrenzung der Volatilität der Energiepreise zum Schutz der Bevölkerung und der verstärkte Einsatz von Energietechnologien mit geringem CO₂-Ausstoß. Aktuelle Herausforderungen sind der Rückgang der Öl- und Gasreserven in der Nordsee und der in den kommenden Jahren erforderliche Ersatz eines bedeutenden Anteils der Kraftwerkskapazitäten. Hinzu kommt der erwartete Anstieg der Stromnachfrage, die durch den verstärkten Einsatz von elektrischer Energie in Heizung und Verkehr noch erhöht wird. Jüngste Schätzungen des DECC (2012) gehen von einem Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 um 30% bis 100% aus⁹⁸. Außerdem erfordert die Diversifizierung des Energiemix durch die Aufnahme erneuerbarer Energien mit zum Teil stark variierenden Produktionsleistungen erhebliche Anpassungen der Netzinfrastuktur. Erwartungen werden in die Entwicklung der Erneuerbare-Energien-Branche bezüglich ihrer Wirkung auf die Arbeitsmarktsituation gesetzt. Es wurde 2011 prognostiziert, dass sich die Arbeitsplatzzahl der Branche von etwa 250.000 bis 2020 verdoppeln könnte⁹⁹.

⁹⁸ DECC, 2012c

⁹⁹ DECC, 2011a

Großbritannien hat sich in Übereinstimmung mit dem 2009 erstellten National Renewable Energy Action Plan (NRE-AP)¹⁰⁰ gesetzlich verpflichtet, dass bis 2020 15% des Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden sollen. Um dies zu erreichen, sollen bis 2020 29 GW an erneuerbaren Energieerzeugungskapazitäten in Betrieb sein¹⁰¹. Weiterhin sollen bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 die Treibhausgasemissionen um 80% reduziert werden¹⁰². Dies wurde bereits 2008 im Climate Change Act¹⁰³ festgelegt. Die Einsparungen sollen durch Energieeffizienzsteigerungen sowie den Einsatz kohlendioxidarmer Energietechnologien, konkret der Kernkraft, fossiler Energieerzeugung in Verbindung mit Kohlendioxidspeicherung und erneuerbarer Energien realisiert werden¹⁰⁴. Die Höchstgrenzen für den CO₂-Ausstoß werden jeweils in Zeitabschnitten über vier Jahre in Carbon Budgets konkretisiert¹⁰⁵. Die 2011 veröffentlichte UK Renewable Energy Roadmap¹⁰⁶ detailliert die Pläne der Regierung zur Erreichung der gesetzten Klimaziele für die verschiedenen Energieformen. Die Ziele für die einzelnen Energieformen sind in Tab. 14 aufgeführt. Das Gesamtziel von 15% erneuerbarer Energieerzeugung erfordert die Bereitstellung von etwa 223 bis 230 TWh¹⁰⁷. Der prognostizierte Gesamtenergiebedarf in 2020 liegt bei etwa 1.557 TWh¹⁰⁸.

Tab. 14: Zielsetzung der Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bis 2020¹⁰⁹

| Energieform | Spannbreite des Einsatzes in 2020 in TWh |
|--|--|
| Wind onshore | 24 - 32 |
| Wind offshore | 33 - 58 |
| Strom aus Biomasse | 32 - 50 |
| Marine Energie | 1 |
| Wärme aus Biomasse (nicht häuslich) | 36 - 50 |
| Luft- und Erdwärmepumpen (nicht häuslich) | 16 - 22 |
| Erneuerbare Energie im Transport | bis zu 48 |
| Sonstige (inklusive Wasserkraft, Geothermie, Solarenergie, häusliche Wärmeerzeugung) | 14 |

Die Fortschritte in der Umsetzung der Roadmap werden jährlich vom DECC evaluiert und an die aktuelle Lage angepasst. Die erste Anpassung erfolgte 2012 mit dem UK Renewable Energy Roadmap Update¹¹⁰ inklusive seines Anhangs¹¹¹. Darin wurden für die einzelnen Energieformen konkrete Maßnahmen aufgeführt und hinsichtlich ihres Erfüllungsstandes bewertet. Im UK Renewable Energy Roadmap Update 2012 wurde in Reaktion auf den starken Preisverfall bei PV-Großanlageninstallationen nun auch diese Energieform in die Zielsetzungen aufgenommen.

100 European Commission Energy, 2009

101 DECC, 2011a

102 legislation.gov.uk, 2013a

103 legislation.gov.uk, 2013a

104 DECC, 2011a

105 legislation.gov.uk, 2013a

106 DECC, 2011b

107 DECC, 2012c

108 DECC, 2011a

109 DECC, 2011a

110 DECC, 2012c

111 DECC, 2012b

Aufgrund ihres natürlichen Potenzials und unter ökonomischen Aspekten wurden acht erneuerbare Energieformen ausgewählt, die zur Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Ziele in wesentlichem Maße beitragen sollen. Dies sind die Onshore- und Offshore-Windenergie, die marine Energie, Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung aus Biomasse, Erd- und Luftwärmepumpen sowie Biotreibstoffe¹¹². Dabei soll eine jährliche Überprüfung und Anpassung der Ausbauziele, insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit erfolgen.

Die Onshore-Windkraft und stärker noch die Offshore-Windkraft nehmen den ersten Rang in der strategischen Planung der Ausbauziele erneuerbarer Energien ein. Nicht nur im Hinblick auf den Beitrag zur Diversifizierung des nationalen Energiemix, sondern auch unter dem Gesichtspunkt der wirtschaftlichen Entwicklung und der Schaffung von Arbeitsplätzen genießt die Windkraft höchste Aufmerksamkeit. Ein kritischer Punkt bei der Realisierung der ambitionierten Ausbauziele ist die Kostenentwicklung bei der Offshore-Windkraft. Initiiert von Industrie und Staat (Crown Estate) wurden deshalb Möglichkeiten zur Kostensenkung untersucht. So wird eine Kostensenkung bei der Offshore-Windkraft auf £100 pro MWh für machbar gehalten¹¹³. Im Laufe des Jahres 2013 soll eine Sektor-Strategie für die Offshore-Windkraft entwickelt werden. Es ist angedacht einen 50%-Anteil einheimischer Produktion in der Offshore-Windkraft vorzuschreiben¹¹⁴. Dies wurde noch nicht umgesetzt. Die Technologieentwicklung soll mit £ 100 Mio. unterstützt werden. Mit diesen Mitteln sollen das Offshore Renewable Energy Catapult Centre eingerichtet und das Offshore Wind Components Technology Scheme sowie Machbarkeitsstudien und der Technologietransfer unterstützt werden¹¹⁵. Das Offshore Renewable Energy Catapult Centre soll Teil der International Technology and Renewable Energy Zone am Standort Glasgow werden, die Industrie und Erneuerbare-Energie-Forschung zusammenbringt. Weiterhin soll auch das Wachstumstempo bei der Onshore-Windkraft beibehalten werden. Ab April 2013 dürfen die betroffenen Gemeinden bestimmte Abgaben, die Business rates, aus Erneuerbare-Energien-Projekten vollständig für eigene Zwecke behalten¹¹⁶. Außerdem wird versucht, Konflikte mit der Flugsicherung bei der Planung von Windkraftanlagen zu vermeiden und Unsicherheiten aus dem geplanten Übergang von den Renewables Obligations (RO) hin zu den Instrumenten der Reform des Strommarktes auszuräumen. Die marine Wasserkraft zählt ebenfalls zu den erneuerbaren Energieformen, deren Entwicklung die Regierung in Betracht der umfangreichen natürlichen Ressourcen hohe Priorität einräumt. Derzeit befinden sich diese Technologien überwiegend noch auf Entwicklungs- und Demonstrationsebene. Durch finanzielle Unterstützung im Rahmen mehrerer Programme sollen die Risiken für den Sektor beim Übergang zu kommerziellen Anlagen gesenkt werden. Die Regierung arbeitet diesbezüglich mit der Industrie im UK Marine Energy Programme Board zusammen. So stellte die Regierung für den Aufbau des marinen Energiesektors und der Offshore-Windkraft zusätzlich £50 Mio. zur Verfügung, die in ein Komponenten-Demonstrationsprogramm des DECC für Offshore-Windkraft und das MEAD für Gezeiten- und Wellenenergie fließen¹¹⁷. Lizenzen für Standorte für die marine Energieerzeugung werden durch das Crown Estate bzw. in Schottland durch die Regionalregierung vergeben.

Die Photovoltaik (PV) soll aus Sicht der Regierung ebenfalls zum britischen Energiemix beitragen, steht dabei aber im Wettbewerb zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsarten. Bis 2020 könnten bei weiterer Kostenreduzierung nach optimistischster Schätzung bis zu 20 GW an PV-Kapazität installiert werden¹¹⁸. Kleine Anlagen bis 50 kW werden über die Einspeisevergütung für erneuerbare Energien unterstützt, Großanlagen sind über die RO förderfähig. Die Vergütungshöhe im Rahmen der Renewables Obligations für die PV wurde 2012 bezüglich ihrer Höhe neu bewertet und an die auf dem Markt realisierte Kostendegression angepasst. Die neuen, ab April 2013 für vier Jahre geltenden Tarife der RO sehen für dachgebundene PV und andere PV-Großanlagen über 50 kW unterschiedliche Vergütungshöhen vor. Die weite-

112 DECC, 2011a

113 DECC, 2012c

114 DECC, 2012c

115 DECC, 2012c

116 DECC, 2012c

117 DECC, 2012b

118 DECC, 2012c

re Strategie der Regierung im Hinblick auf die Entwicklung des PV- Sektors bis 2020 soll 2013 neu gefasst werden. Weiterhin wird auf Maßnahmen zur Kostensenkung bei der PV gesetzt, um die Grundlage für die Realisierung des Ausbaupotenzials zu schaffen. In Cornwall soll ein Solarforschungszentrum (Solar Energy Centre) errichtet werden.

Die energiepolitischen Strategien sehen eine Erleichterung des Netzzugangs sowie unter anderem durch Anpassungen der Netztarife die Schaffung der Grundlagen, zum schnelleren Netzausbau vor. Dies soll durch eine Reform des Elektrizitätsmarktes (Electricity Market Reform – EMR) unterstützt werden. Innerhalb dieser Reform sollen zudem Kosteneinsparungen in der Förderung erneuerbarer Energien realisiert werden. Aktuell wird die erneuerbare Energieerzeugung durch mehrere Vergütungs- bzw. Zertifikatsysteme unterstützt. Für die erneuerbare Stromerzeugung bis 5 MW steht ein Einspeisesystem zur Verfügung. Energieversorger sind durch die Renewable Obligation (RO) verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihrer Stromliefermenge aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Ähnliches gilt für die Treibstofflieferanten, die der Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO) unterliegen. Einzelheiten zu den Vergütungs- und Zertifikatsystemen sind in Kap. 3.3 zu finden. Zu den wichtigsten Kernpunkten der geplanten Strommarktreform gehört die Einführung von Contracts for Difference (CfDs, vgl. Kap. 3.3)) ab voraussichtlich 2014¹¹⁹ anstelle bzw. als Alternative zu den bisherigen RO's. Die CfD's sollen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Kernenergie und für die konventionelle Stromerzeugung in Verbindung mit Kohlendioxidspeicherung verfügbar sein. Die ROs wurden in 2012 für den Zeitraum von 2013 bis 2017 bezüglich ihrer Vergütungshöhe überarbeitet. Dies hatte nicht nur das Ziel, die Anpassung der Vergütung für die einzelnen Energieformen zu optimieren, sondern diente daneben auch der Umsetzung von Einsparungsvorgaben der Regierung. Neue Anlagen werden nur bis Ende März 2017 in die RO in England und Wales aufgenommen¹²⁰. Der erzielbare Preis für die Renewables Obligation Certificate (ROCs) ist frei verhandelbar, orientiert sich aber am Freikaufpreis (buy-out price), der 2011 / 12 bei £ 42,07 lag¹²¹. Ab 2027 soll der ROC-Preis fixiert werden, um die Volatilität in den letzten Jahren zu begrenzen¹²².

Im Transportsektor sollen die Emissionen sowohl durch die Einführung von Fahrzeugen mit geringem CO₂-Ausstoß als auch durch den teilweisen Ersatz konventioneller durch erneuerbare Treibstoffe gesenkt werden. Es wurde ein umfangreiches Programm zur Entwicklung einer Infrastruktur für Elektrofahrzeuge implementiert, in dessen Rahmen finanzielle Unterstützung für Forschung und Entwicklung, den Kauf von Elektrofahrzeugen (PKW oder Van) sowie für die Installation von Aufladestationen gewährt wird. Insgesamt stellt das DfT für diese Zwecke £400 Mio. zur Verfügung¹²³. Für den Einsatz von Biotreibstoffen (Bioethanol und Biodiesel) wurden Beimischungsziele gesetzt, die über eine Verpflichtung der Treibstoffanbieter, die Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO), umgesetzt wird. Diese wird entsprechend der EU-Vorgaben dahingehend erweitert, dass nur noch Biotreibstoffe gefördert werden, deren Einsatz tatsächlich zu einer Einsparung von CO₂-Emissionen führt. Ab dem Zeitraum 2013 / 14 beträgt der Beimischungsanteil für Biodiesel und Bioethanol fünf Prozent¹²⁴. Im Frühjahr 2012 wurde die UK Bioenergy Strategy¹²⁵ veröffentlicht. Darin werden die Pläne zum Ausbau des Bioenergiesektors für den Zeitraum von 2020 bis 2050 dargestellt. Insbesondere werden dabei die tatsächliche Kohlendioxidbilanz von Bioenergieträgern und der Nutzen eventueller Alternativnutzungen einbezogen.

Durch die Neuordnung der Genehmigungsverfahren im National Planning Policy Framework soll das Bedürfnis nach zügigen Genehmigungsabläufen noch besser mit den vielfältigen, von der Planung Erneuerbarer-Energien-Standorte betroffener Interessensgruppen und Institutionen in Einklang gebracht werden.

119 DECC, 2012c

120 DECC, 2013j

121 DECC, 2013j

122 DECC, 2013j

123 DfT, 2012a

124 DECC, 2012c

125 DECC, 2012c

In 2012 stellte das DECC seine Strategie zur zukünftigen Entwicklung der Wärmeerzeugung in einem als „The Future of Heating“ bezeichneten Dokument¹²⁶ vor. Demnach soll das Vergütungssystem für erneuerbare Wärme, das Renewable Heat Incentive (RHI) (vgl. Kap. 3.3) als wirksames Förderinstrument beibehalten werden. Das RHI soll voraussichtlich ab Sommer 2013 auch dem Haushaltssektor zugänglich gemacht werden. Zudem sollen weitere Technologien in das RHI integriert werden. Dafür kommen Luft-Wärmepumpen und direkte Heizung durch Biomasseverbrennung in Frage. Die Vergütungstarife für Tiefengeothermie und Biomasse- / Biotreibstoff-BHKW's sollen verbessert werden. Es ist ebenfalls angedacht, die thermische Nutzung von gewerblichen und industriellen Abfällen stärker in das System zu integrieren. Bis voraussichtlich März 2013 werden Haushalten, Vermietern von Sozialwohnungen und Gemeinden über das Renewable Heat Premium Payment Scheme Direktzuschüsse für die Installation erneuerbarer Energien oder energieeffizienzverbessernder Maßnahmen gewährt. Einen Schwerpunkt des Interesses nimmt die Entwicklung der Tiefengeothermie für die Wärmeerzeugung ein. Ressourcen sollen erforscht und Pilotprojekte durchgeführt werden. Durch den Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen sollen die Möglichkeiten zur Nutzung von erneuerbarer Wärmeerzeugung, Abwärme und größeren Systemen zur Kraft-Wärmekopplung, letztere idealerweise mit Kohlendioxidspeicherung, für die Gebäudebeheizung verfügbar gemacht werden. Schließlich wird mit dem Ausbau der Wärmenetze das Ziel verfolgt, dass ab 2050 alle direkten Kohlendioxidemissionen aus der Gebäudeheizung unterbunden werden¹²⁷. Im Bereich der Wärmeerzeugung durch Erd- und Luftwärmepumpen zielt die Strategie der Regierung darauf ab, die Investitionshürden durch gezielte Förderungen zu reduzieren, Standards für Ausrüstung und Installation zu optimieren und die Netze an die spezifischen Anforderungen eines verstärkten Wärmepumpeneinsatzes anzupassen.

Durch die Verbesserung der Energieeffizienz sollen auf der Verbrauchsseite die CO₂-Emissionen reduziert werden. Außerdem sollen durch den Einsatz von intelligenten Netzfunktionen (Smart Grid) und modernen Stromzählern Möglichkeiten zur Verbesserung des Stromnetzmanagements im Hinblick auf die Einbindung erneuerbarer Energieerzeugung sowie einer großen Zahl von Wärmepumpen geschaffen werden¹²⁸. Ferner entwickelte die Regierung mit dem Green Deal ein innovatives Instrument, das Haushalten finanziell tragbar die Einführung von energieeffizienzverbessernden Maßnahmen erleichtern soll. Beim Green Deal¹²⁹ erhalten Haushalte die Möglichkeit nach einer auf die jeweilige Wohnsituation abgestimmten Energieberatung Energieeffizienzmaßnahmen bzw. auch Anlagen für die erneuerbare Energieerzeugung zu installieren und die Anschaffungskosten nachträglich aus den Einsparungen zu begleichen. Das System wird über die Energieversorger verwaltet. Weiterhin werden die Energieversorger in der Energy Company Obligation verpflichtet, Mittel zur energetischen Verbesserung von besonders schwierig zu sanierenden Wohngebäuden bereitzustellen bzw. besonders bedürftige Haushalte bei der energetischen Verbesserung ihres Wohngebäudes zusätzlich zu unterstützen¹³⁰. Es gibt finanzielle Zuschüsse zu den Stromkosten für einkommensschwache Stromkunden durch die Energieversorger im Rahmen des Warm Home Discount Scheme¹³¹.

Die Regionalregierungen von Schottland, Nordirland und Wales setzten sich eigene Ziele zur Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils bis 2020. Schottland verfolgt das ambitionierte Ziel, bis 2020 den gesamten Strom aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen¹³². Außerdem sollen in Schottland ebenfalls bis 2020 11% des Wärmebedarfs sowie 30% des Gesamtenergiebedarfs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden¹³³. Die schottischen Zielsetzungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien sind detailliert in der 2011 verabschiedeten „2020 Routemap for Renewable Energy in Scotland“¹³⁴ darge-

126 DECC, 2012d

127 DECC, 2012d

128 DECC, 2013b

129 DECC, 2013c

130 DECC, 2013c

131 DECC, 2013d

132 DECC, 2011a

133 The Scottish Government, 2011

134 The Scottish Government, 2011

legt. Dabei sollen bis 2020 500 MW an Erneuerbare-Energien-Kapazität in der Hand lokaler Energieerzeugergemeinschaften geschaffen werden¹³⁵. Bei der Entwicklung seiner Erneuerbare-Energien-Strategie setzt Schottland in erster Linie auf die heimischen marinen Energieressourcen an Offshore-Windenergie, Gezeitenenergie und Wellenkraft. In der zu erwartenden Stromimportnachfrage Deutschlands und Italiens aufgrund der Abkehr von der Kernenergie werden Marktchancen für den schottischen Stromerzeugungssektor gesehen¹³⁶. Bis 2020 sollen 10% des Treibstoffbedarfs in Schottland aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Da das enorme Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung die Nachfrage auf dem schottischen Strommarkt bei weitem übersteigen wird, soll auch der Transportsektor weitgehend auf Strombetrieb umgestellt werden. Der Energiebedarf im Straßenverkehr soll bis 2050 vollkommen kohlendioxidfrei gedeckt werden¹³⁷. Außerdem verfolgt Schottland das Ziel, bis 2020 den Gesamtendenergiebedarf um 12% zu reduzieren¹³⁸. Die zum Teil stark volatile erneuerbare Stromerzeugung soll durch konventionelle thermische Kraftwerke mit CO₂-Speicherung ergänzt werden¹³⁹. Für die Kohlendioxidspeicherung stehen Offshore-Saline-Aquifere zur Verfügung¹⁴⁰. Während die Reform des gesamtbritischen Elektrizitätsmarktes eine Ablösung der Renewable Obligations (RO) in Betracht zieht, soll das schottische System der RO (ROS) bis voraussichtlich 2020 verlängert werden¹⁴¹.

Nordirland setzte sich 2010 im Northern Ireland Executive's Strategic Energy Framework¹⁴² das Ziel, dass bis 2020 40% des Stromverbrauchs und 10% des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden können¹⁴³. Im Wärmesektor Nordirlands wurden 2012 ein eigenes RHI-System und ein Renewable Heat Premium Payment Scheme eingeführt. Konkrete Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien gibt es in Wales bisher nicht, dennoch treibt die Region bedeutende Erneuerbare-Energien-Projekte und die Verringerung der Kohlendioxid-Emissionen voran¹⁴⁴.

3.3 Gesetze, Verordnungen und Anreizsysteme für erneuerbare Energien

Die gesetzlichen Vorgaben zur Einsparung von Kohlendioxid-Emissionen in Höhe von mindestens 80% bis 2050 bezogen auf das Basisjahr 1990 wurden 2008 im Climate Change Act festgeschrieben¹⁴⁵. Der EU-Emissionshandel soll dabei vor allem im Zeitraum bis 2020 eine wichtige Rolle spielen¹⁴⁶.

Im Green Energy Act wurde 2011 die Förderung der Mikrogeneration als wichtiger Bestandteil der Bemühungen zur Erreichung der Klimaziele fixiert. Auf Grundlage dieses Gesetzes folgte die Entwicklung der Mikrogenerations-Strategie, deren Ergebnis 2010 die Einführung eines Einspeisesystems (Feed-In Tariffs, FIT) für die kleine erneuerbare Stromerzeugung war. Die Einspeisetarife für den Vergütungszeitraum 2013 / 14 sind in Tab. 16 aufgeführt. Im Rahmen des Einspeisetarifsystems wird technologie- und größenspezifisch eine Vergütung für die erzeugte Elektrizität gewährt. Dabei ist es unerheblich, ob der Strom selbst genutzt oder in das Netz eingespeist wird. Für eingespeisten Strom wird zusätzlich ein Einspeisezuschlag/Lieferzuschlag (export tariff) gezahlt. Damit eine Installation in das Einspeisetarifsystem aufgenommen werden kann, müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt werden. Anlagen der erneuerbaren Mikrogeneration können bis zu einer installierten Kapazität von 5 MW, CHP-Anlagen bis zu 2 kW installierter Kapazität über das Einspeiseta-

135 The Scottish Government, 2011

136 The Scottish Government, 2011

137 The Scottish Government, 2011

138 The Scottish Government, 2011

139 The Scottish Government, 2011

140 The Scottish Government, 2011

141 The Scottish Government, 2011

142 Department of Enterprise, Trade and Investment (DETINI), 2010

143 DECC, 2012c

144 DECC, 2012c

145 legislation.gov.uk, 2013a

146 DECC, 2013b

rifssystem gefördert werden. Dabei müssen alle Anlagen mit einer Größe bis zu 50 kW sowie das ausführende Installationsunternehmen über das Micro Certification Scheme (MCS) anerkannt sein. Eine Liste der zertifizierten Systeme und Installationsfirmen ist auf der Internetseite des MCS unter <http://www.microgenerationcertification.org/> abrufbar. Die Antragstellung zur Aufnahme in das Einspeisetarifsystem erfolgt in der Regel über den zuständigen Energieversorger, der die Anlage dann in das zentrale Einspeisetarifsystem-Register bei Ofgem einträgt. Anlagen von mehr als 50 kW bis zu 5 MW mit Installationsdatum ab 1. April 2010 können nach Aufnahme in das Renewables and CHP Register Ofgem's ebenfalls am Einspeisetarifsystem (FIT), in diesem Fall dem ROO-FIT teilnehmen. Weiterhin müssen als Voraussetzung für die Teilnahme am FIT technische Anforderungen, etwa zur Energieeffizienz des von der Installation betroffenen Gebäudes oder zu Emissionsgrenzwerten bei der Biomasseverbrennung eingehalten werden. Grundsätzlich können PV- und Windkraftanlagen, die anaerobe Vergärung, die Kraftwärmekopplung und die kleine Wasserkraft im Rahmen der bestehenden Kapazitätsgrenzen über das FIT gefördert werden. Die FITs werden in ihrer Höhe für den aktuellen Vergütungszeitraum vom DECC festgelegt. Es erfolgt eine Inflationsanpassung. Weiterhin soll 2014 ein Degressionsfaktor für alle Technologien mit Ausnahme der PV eingeführt werden¹⁴⁷.

In Nordirland wurde das FIT-Regime nicht eingeführt. Hier besteht jedoch die Möglichkeit einer Förderung kleiner Anlagen über die regionalen RO.

Tab. 15: Einspeisetarife (FITs) ohne PV für 2013 / 14¹⁴⁸

| Technologie | Zeitraum | Tariffhöhe p (Eurocent) / kWh |
|---|--|--|
| Anaerobe Vergärung (Biogas) bis 250 kW > 250 kW bis 500 kW > 500 kW | bis 31. März 2014 | 15,16 (17,96) 14,02 (16,61) 9,24 (10,95) |
| Wasserkraft bis 15 kW > 15 kW bis 100 kW > 100 kW bis 500 kW >500 kW bis 2 MW >2 MW | bis 31. März 2014 vor dem 15. März 2013 zum oder nach dem 15. März 2013 bis 31. März 2014 | 21,65 (25,65) 20,21 (23,94) 12,48 (14,78) 15,98 (18,93) 12,48 (14,78) 3,23 (3,83) |
| Windkraft bis 1,5 kW > 1,5 kW bis 15 kW > 15 kW bis 100 kW > 100 kW bis 500 kW > 500 kW bis 1,5 MW > 1,5 MW | bis 31. März 2014 | 21,65 (25,65) 21,65 (25,65) 21,65 (25,65) 18,04 (21,37) 9,79 (11,60) 4,15 (4,92) |
| Kraftwärmekopplung bis 2 kWel mit Deckelung bei | vor dem 15. März 2013 zum oder nach dem 15. März 2013 | 11,34 (13,43) 12,89 (15,27) |

¹⁴⁷ Ofgem, 2013c

¹⁴⁸ Ofgem, 2013a

| Technologie | Zeitraum | Tariffhöhe p (Eurocent) / kWh |
|---|-------------------|-------------------------------|
| 30.000 Einheiten | | |
| aus dem ROO übernommene Installationen mit Installationsdatum bis einschließlich 14. Juli 2009 und nach dem ROO akzeptiert bis einschließlich 31. März 2010 | bis 31. März 2014 | 10,21 (12,10) |
| Einspeisezuschlag (Exporttarif) geltend für alle förderfähigen Installationen | | 4,64 (5,50) |

Für die PV gelten gesonderte FITs wie in Tab. 16 dargestellt.

Tab. 16: Einspeisetarife (FITs) für PV für 2013 / 14¹⁴⁹

| Beschreibung | FIT 2013 / 14 | | | |
|---|---|---|--|---|
| | Rate ¹⁵⁰ | Förderfähige Installationen mit Eintritt der Förderfähigkeit seit 01. Februar 2013 und vor dem 01. Mai 2013 in p (Eurocent) / kWh | Förderfähige Installationen mit Eintritt der Förderfähigkeit seit 1. Mai 2013 und vor dem 1. Juli 2013 in p (Eurocent) / kWh | Förderfähige Installationen mit Eintritt der Förderfähigkeit seit 01. Juli 2013 und vor dem 01. Oktober 2013 in p |
| Solar PV mit installierter Gesamtkapazität bis 4 kW zur Stromversorgung eines Neubaus vor Erstbezug | hohe Rate mittlere Rate niedrige Rate | 15,44 (18,29) 13,90 (16,47) 7,10 (8,41) | 15,44 (18,29) 13,90 (16,47) 7,10 (8,41) | 14,90 13,41 6,85 |
| Solar PV mit installierter Gesamtkapazität bis 4 kW zur Stromversorgung eines bewohnten Gebäudes | hohe Rate mittlere Rate niedrige Rate | 15,44 (18,29) 13,90 (16,47) 7,10 (8,41) | 15,44 (18,29) 13,90 (16,47) 7,10 (8,41) | 14,90 13,41 6,85 |
| Solar PV (nicht freistehend) mit installierter Gesamtkapazität > 4 kW bis 10 kW | hohe Rate mittlere Rate niedrige Rate | 13,99 (16,57) 12,59 (14,92) 7,10 (8,41) | 13,99 (16,57) 12,59 (14,92) 7,10 (8,41) | 13,50 12,15 6,85 |

¹⁴⁹ Ofgem, 2013b

¹⁵⁰ Informationen zu den unterschiedlichen Raten sind unter <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/fits/Documents1/FIT%20Generator%20Guidance.pdf> erhältlich

| Beschreibung | FIT 2013 / 14 | | | |
|--|---|---|--|---|
| | Rate ¹⁵⁰ | Förderfähige Installationen mit Eintritt der Förderfähigkeit seit 01. Februar 2013 und vor dem 01. Mai 2013 in p (Eurocent) / kWh | Förderfähige Installationen mit Eintritt der Förderfähigkeit seit 1. Mai 2013 und vor dem 1. Juli 2013 in p (Eurocent) / kWh | Förderfähige Installationen mit Eintritt der Förderfähigkeit seit 01. Juli 2013 und vor dem 01. Oktober 2013 in p |
| Solar PV (nicht freistehend) mit installierter Gesamtkapazität > 10 kW bis 50 kW | hohe Rate mittlere Rate niedrige Rate | 13,03 (15,44) 11,73 (13,90) 7,10 (8,41) | 13,03 (15,44) 11,73 (13,90) 7,10 (8,41) | 12,57 11,31 6,85 |
| Solar PV (nicht freistehend) mit installierter Gesamtkapazität > 50 kW bis 100 kW | hohe Rate mittlere Rate niedrige Rate | 11,50 (13,62) 10,35 (12,61) 7,10 (8,41) | 11,10 (13,15) 9,99 (11,84) 6,85 (8,12) | 11,10 9,99 6,85 |
| Solar PV (nicht freistehend) mit installierter Gesamtkapazität > 100 kW bis 150 kW | hohe Rate mittlere Rate niedrige Rate | 11,50 (13,62) 10,35 (12,26) 7,10 (8,41) | 11,10 (11,10) 9,99 (11,84) 6,85 (8,12) | 11,10 9,99 6,85 |
| Solar PV (nicht freistehend) mit installierter Gesamtkapazität > 150 kW bis 250 kW | hohe Rate mittlere Rate niedrige Rate | 11,00 (13,03) 9,90 (11,73) 7,10 (8,41) | 10,62 (12,58) 9,55 (11,31) 6,85 (8,12) | 10,62 9,56 6,85 |
| Solar PV (nicht freistehend) mit installierter Gesamtkapazität > 250 kW | | 7,10 (8,41) | 6,85 (8,12) | 6,85 |
| Solar PV (freistehend, autonom, nicht zur Versorgung eines Gebäudes) | | 7,10 (8,41) | 6,85 (8,12) | 6,85 |
| Zuschlag für Einspeisung (export tariff) | | 4,64 (5,50) | 4,64 (5,50) | 4,64 |

Der ebenfalls 2011 verabschiedete Localism Act erweiterte die Zuständigkeiten der lokalen Behörden und übertrug der Infrastructure Planning Commission des Planning Directorate die Zuständigkeit für national bedeutende Infrastrukturprojekte in England und Wales¹⁵¹.

Ende 2012 wurde ein neues Energiegesetz in das Parlament eingebracht, dessen zentraler Bestandteil die Reform des Elektrizitätsmarktes (EMR) ist. Schwerpunkt ist dabei die für 2014 geplante Einführung eines neuen langfristigen Vergütungssystems in Form von Einspeisetarifen mit Contracts of Difference (CfD's) anstelle bzw. zunächst ergänzend zu den RO¹⁵². Außerdem sind im Gesetzentwurf die Einführung einer Regulierungsbehörde für den Kernenergiesektor sowie Neuregelungen zur Kapazitätsallokation und zur Lizenzierung enthalten. Die das Energiegesetz ergänzenden gesetzlichen Regelungen der CfD's sowie Informationen zu den zu erwartenden Preisen im CfD-System sollen im Laufe des Jahres 2013 erarbeitet werden. Anlagen, die über die RO gefördert werden, sollen das bisherige System beibehalten¹⁵³. Um langfristige Planungssicherheit für Investoren zu gewährleisten soll nach Einführung der CfD's bis 1. April 2017 für neue Anlagen eine Wahlfreiheit zwischen den RO und den CfD's bestehen¹⁵⁴. Neuanmeldungen für die RO sollen bis maximal 31. März 2017 möglich sein und in 2037 sollen die RO dann endgültig auslaufen¹⁵⁵. Schottland plant dagegen zunächst, sein RO-System beizubehalten. Die im Zusammenhang mit dem neuen Energiegesetz erwartete Definition einer Emissionsbeschränkung bis 2030 wurde bis 2016 verschoben.

Über das Green Deal¹⁵⁶ Programm sollen Haushalte bei der Einführung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz unterstützt werden. Nach einer energetischen Überprüfung des Gebäudes werden durch Unternehmen, die für die Teilnahme an dem Programm zugelassen sind, Maßnahmen zur energetischen Verbesserung umgesetzt. Die Kosten werden zunächst vom zuständigen Energieversorger getragen. Die Haushalte begleichen die Investitionskosten im Rahmen einer langfristigen Vereinbarung über ihre Stromrechnung. Auf diese Weise kann die energetische Verbesserung ohne umfangreiche Anfangsinvestition von den Haushalten aus der erzielten Energiekosteneinsparung finanziert werden. Das Programm ist in England und Wales verfügbar. Installationsunternehmen können sich beim Green Deal Oversight and Registration Body des DECC (<http://www.greendealorb.co.uk/>) registrieren lassen.

Anfang 2013 trat die Energy Company Obligation in Kraft. Damit werden Energieunternehmen, die mehr als 250.000 Haushalte versorgen und mehr als 400 GW Strom oder mehr als 2.000 GW Gas bereitstellen, verpflichtet, Haushaltskunden bei der Reduzierung ihrer Kohlendioxid-Emissionen zu unterstützen¹⁵⁷. Ein besonderer Schwerpunkt der Verpflichtung liegt weiterhin auf der Durchführung von Maßnahmen, die die Heizkosten für bedürftige Haushalte bzw. ärmere Wohnviertel senken. Die Zielsetzung dieses parallel zum Green Deal laufenden Programms besteht in der besonderen Unterstützung bedürftiger Haushalte.

Die erneuerbare Stromerzeugung in der Größenordnung über 5 MW wird in England, Wales, Schottland und Nordirland über die Renewables Obligation gefördert. Schottland und Nordirland haben ein eigenes RO-System, das jedoch mit den in England und Wales geltenden ROs kompatibel ist. Die Aufsicht über die RO hat die Gas and Electricity Market Authority (GEMA) inne. Grundlage der RO ist die Verpflichtung der Energieversorger, einen gewissen Anteil des von ihnen gelieferten Stroms aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Für die erneuerbare Stromerzeugung werden technologiespezifisch und über einen Zeitraum von 20 Jahren von Ofgem Renewable Obligations Certificates ausgegeben, die von den Energieversorgern zur Erfüllung ihrer Quote eingesetzt werden können. Die Energieversorger haben die Wahl, entweder

¹⁵¹ Renewable UK, 2012a

¹⁵² DECC, 2011b

¹⁵³ DECC, 2011b

¹⁵⁴ DECC, 2011b

¹⁵⁵ DECC, 2011b

¹⁵⁶ DECC, 2013c

¹⁵⁷ Ofgem, 2013d

selbst ausreichend erneuerbaren Strom zu erzeugen, um die Vorgaben zu erfüllen oder von Erneuerbare-Energien-Produzenten die frei gehandelten Renewable Obligation Certificates (ROCs) zuzukaufen. Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis der ROCs. Können Energieversorger keine ausreichende Anzahl an ROCs nachweisen, so müssen sie einen jährlich von Ofgem festgelegten Betrag je nicht erbrachtes ROC in einen Fonds einzahlen, dessen Erträge nachfolgend den Erneuerbare-Energien-Produzenten zufließen. Für den Zeitraum 2013 / 14 beträgt dieser sogenannte buy-out price (Freikaufspreis) je ROC £42,02¹⁵⁸. Das RO-System wird in England und Wales ab April 2017 für neue Anlagen geschlossen, bereits registrierte Anlagen werden aber bis längstens 2037 weiter gefördert. In England, Wales und Schottland müssen je 100 MWh gelieferten Stroms im Zeitraum 2013 / 14 20,6 ROCs und in Nordirland 9,7 ROCs nachgewiesen werden¹⁵⁹. Die Erneuerbare-Energien-Produzenten erhalten für ihre erzeugte Energiemenge nur ROCs, wenn sie das Renewables and CHP Register Ofgems (www.renewablesandchp.ofgem.gov.uk) aufgenommen wurden. Für Flüssigtreibstoffe gelten spezielle RO's, im Rahmen derer Anforderungen hinsichtlich der tatsächlichen CO₂-Bilanz und der Landnutzungsverträglichkeit gestellt werden. Ab April 2013 sollten neue RTFO-Kriterien für Flüssigtreibstoffe in Kraft treten, die dem in bestimmten Verfahren der Biotreibstoffproduktion eingesetzten Anteil fossiler Treibstoffe Rechnung tragen¹⁶⁰. In dem von Ofgem bereits zur Konsultation veröffentlichten Papier „Renewables Obligation: Biodiesel and Fossil Derived Bioliquids Guidance“¹⁶¹ werden die geplanten Neuregelungen beschrieben und zur Diskussion gestellt.

Eine RO-Überarbeitung (Banding Review trat im April 2013 in Kraft) setzte neue Vergütungssätze für den Zeitraum von 2013 bis 2017¹⁶². Ihr Geltungsbereich erstreckt sich auf England und Wales. Sie basiert auf der Erweiterung der Renewables Obligations für England und Wales¹⁶³ und Schottland, die ab April 2013 gilt. Die derzeit (April 2013) zur Verfügung stehende Version der Renewables Obligation Amendment Order 2013 gilt als vorläufig. Eine ausführliche Anleitung für Stromerzeuger und -verteiler für die Teilnahme am RO-System ist auf der Internetseite Ofgems unter <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Pages/RenewablObl.aspx> zu finden. Die im RO- (England und Wales) und ROS (Schottland)-System für den Erhalt eines ROC bereitzustellenden Strommengen in MWh sind in Tab. 17 aufgeführt. Die für Nordirland geltende ROC-Zuordnung für die einzelnen Energiearten ist Tab. 18 zu entnehmen. Für reguläre Biomasse (= Biomasse außer Klärgas, Deponiegas, Energiepflanzen, Treibstoffe aus anaerober Vergärung, alternative Treibstoffe) wurde eine separate ROC-Zuordnung eingeführt, die in Tab. 19 für die Geltungsbereiche England, Wales, Schottland und Nordirland dargestellt ist.

Tab. 17: Im RO und ROS-System für den Erhalt eines ROCs jeweils bereitzustellende Strommenge in MWh¹⁶⁴

| Energieform* | vor 2013 | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|--|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Fortschrittliche Konversionstechnologien (Pyrolyse, Vergasung) | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Anaerobe Vergärung | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Energie aus Müll mit Kraftwärmekopplung | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Geothermie | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Geodruck | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

¹⁵⁸ Ofgem, 2013e

¹⁵⁹ Ofgem, 2013e

¹⁶⁰ Ofgem, 2013f

¹⁶¹ Ofgem, 2013f

¹⁶² Ofgem, 2013g

¹⁶³ Legislation.gov.uk, 2013b

¹⁶⁴ Legislation.gov.uk, 2013b

| Energieform* | vor 2013 | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|---|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Wasserkraft | 1 | 0,7 (1 ROS) | 0,7 (1 ROS) | 0,7 (1 ROS) | 0,7 (1 ROS) |
| Deponiegas | 0,25** | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Deponiegas (geschlossen) | Neu eingeführte Kategorie | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Deponiegas / Wärmehückgewinnung | Neu eingeführte Kategorie | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Mikrogeneration (ab einschl. 50 kW DNC ¹⁶⁵) | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Onshore Windkraft | 1 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Offshore Windkraft | 2*** | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Sonstige | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Klärgas | 0,5** | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Solar PV | 2 | | | | |
| Solar PV (Aufdach-PV) | Neu eingeführte Kategorie | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,4 |
| Solar PV (freistehend) | Neu eingeführte Kategorie | 1,6 | 1,4 | 1,3 | 1,2 |
| Standard Vergasung / Pyrolyse | 1 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Gezeitenkraft (Damm) (< 1 GW) | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Gezeitenkraft (Lagune > 1 GW) | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Gezeitenströmung | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Wellenkraft | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Gezeitenströmung, fortschrittlich (ROS) | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Wellenkraft, fortschrittlich (ROS) | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |

* ohne reguläre Biomasse ; ** in Ausnahmefällen bis zu 1 ROC / MWh; *** in Ausnahmefällen 1,5 ROC's / MWh.

Die in Nordirland geltenden RO-Vergütungssätze für den Zeitraum ab April 2013 sind folgender Tabelle zu entnehmen.

Tab. 18: Bestätigte RO-Vergütungssätze in Nordirland ab April 2013 in ROC / MWh¹⁶⁶

| Energieform | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Fortschrittliche Konversionstechnologien (Pyrolyse, Vergasung) | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Anaerobe Vergärung bis 500 kW | 4 | 4* | 4* | 4* |

¹⁶⁵ Declared Net Capacity

¹⁶⁶ DETINI (a)

| Energieform | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|--|---|---------------------|--------------------------------|-----------|
| Anaerobe Vergärung über 500 kW bis 5 MW | 3 | 3* | 3* | 3* |
| Anaerobe Vergärung über 5 MW | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Biomasse Konversion** | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Biomasse Konversion mit Kraftwärmekopplung** | 1,5 | 1,5 | beendet | beendet |
| Kogeneration Biomasse (Standard) feste und gasförmige Brennstoffe, Biotreibstoffe ** | 0,3 | 0,3 (vorgeschlagen) | 0,5 (vorgeschlagen) | 0,5 |
| Kogeneration Biomasse (erweitert, ohne Biotreibstoffe) mittel 50 - 84% Biomasseanteil ** | 0,6* | 0,6* | 0,6* | 0,6* |
| Kogeneration Biomasse (erweitert, ohne Biotreibstoffe) groß 85 - 99% Biomasseanteil** | 0,7 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Kogeneration Biomasse mit Kraftwärmekopplung (Standard)** | 0,5 ROC Zuschlag auf bestehende RO-Vergütung bis Ende März 2015 | | - | - |
| Kogeneration Biomasse mit Kraftwärmekopplung (erweitert)** | 0,5 ROC Zuschlag auf bestehende RO-Vergütung bis Ende März 2015 | | - | - |
| Kogeneration mit Energiepflanzen (Standard)** | 0,5 ROC Zuschlag auf ROC-Vergütung, nicht für die Kategorien mittel und groß, Abschaffung geplant, Neudefinition Energiepflanzen | | | |
| Kogeneration von Energiepflanzen mit Kraft-Wärmekopplung(Standard)** | 0,5 ROC Zuschlag auf ROC-Vergütung, nicht für die Kategorien mittel und groß, voraussichtlich bis März 2015 Abschaffung geplant, Neudefinition Energiepflanzen | | - | - |
| Biomasse ¹⁶⁷ , nutzungsgebunden*** | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Energiepflanzen, nutzungsgebunden (Neudefinition Energiepflanzen) | 2 | 2 | 1,9 | 1,9 |
| Biomasse, nutzungsgebunden | 2 | 2 | Änderungen bzw. Abschaffung ab | |

¹⁶⁷ Ausschließliche Biomassekraftwerke. Keine Co-Feuerung oder Umstellung konventioneller Kraftwerke.

| Energieform | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|--|-----------|-----------|--------------------|-----------|
| den mit Kraftwärmekopplung | | | April 2015 möglich | |
| Energiepflanzen, nutzungs- gebunden mit Kraftwärme- kopplung (Neudefinition Energiepflan- zen) | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Energie aus Abfallverwer- tung mit Kraftwärmekopp- lung | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Geothermie | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Geothermischer Druck (Ge- opressure) ¹⁶⁸ | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Mikrogeneration (ohne an- aerobe Vergärung, Onshore Windkraft, Wasserkraft, Solar PV) | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Wasserkraft bis 20 kW* | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Wasserkraft > 20 kW bis 250 kW* | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Wasserkraft > 250 kW bis 1 MW* | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Wasserkraft > 1 MW bis 5 MW* | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Wasserkraft > 5 MW | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| Deponiegas (offen) | 1 | 1 | - | - |
| Deponiegas (geschlossen) | 1 | 1 | 0,2 | 0,2 |
| Deponiegas (neu, Stromer- zeugung aus Abwärme, offene und geschlossene Systeme) | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Onshore Windkraft bis 250 kW | 4 | 4* | 4* | 4* |
| Onshore Windkraft >250 kW bis 5 MW | 1 | 1* | 1* | 1* |
| Onshore Windkraft > 5 MW | 0,9 | 0,9* | 0,9* | 0,9* |
| Offshore Windkraft | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Klärgas | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| PV bis 10 kW | 4 | 4* | 4* | 4* |
| PV >10 kW bis 50 kW | 4 | 4* | 4* | 4* |
| PV > 50 kW bis 5 MW | 2 | 2* | 2* | 2* |

¹⁶⁸ Als Geodruck wird Energie bezeichnet, die durch die Druckreduktion im Gasnetz auf dem Weg von der Lagerung zum Verbraucher freigesetzt wird.

| Energieform | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|--|--|-----------|-----------|-----------|
| PV > 5MW | Höhe steht noch nicht fest. | | | |
| Gezeitenenergie (Tidal Barrage) < 1 GW | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Gezeitenenergie (Tidal-Lagoon) < 1 GW | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Gezeitenströmung (Tidal Stream) | 5 für Projekte bis 30MW, zwei ROC's über der Deckelung | | | |
| Wellenkraft | 5 für Projekte bis 30MW, zwei ROC's über der Deckelung | | | |

* Anpassung der Vergütungshöhe möglich; ** Vergabe nach Einzelfällen, *** Deckelung geplant

Tab. 19: RO, ROS und NIRO Zuordnungssätze für reguläre Biomasse Stand April 2013, vorläufig¹⁶⁹

| Energieform | vor 2013 | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|---|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Konversion (Anlage oder Einheit) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Konversion mit Kraftwärmekopplung (Anlage oder Einheit) | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Kogeneration mit Biomasse | Keine Vergabe von ROC's für nach 31. März 2013 erzeugten Strom | | | | |
| Kogeneration (niedrig, <50%) | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Kogeneration (mittel, 50 - 85%) | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Kogeneration (hoch, 85 - 100%) | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Kogeneration (niedrig, <50%) mit KWK | 1 | 1 | 1 | 1*** | 1*** |
| Kogeneration (mittel, 50 - 85%) mit KWK | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1*** | 1,1*** |
| Kogeneration (hoch, 85 - 100%) mit KWK | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4*** | 1,4*** |
| Kogeneration Biomasse mit KWK | Keine Vergabe von ROC's für nach 31. März 2013 erzeugten Strom | | | | |
| Kogeneration Energiepflanzen | Keine Vergabe von ROC's für nach 31. März 2013 erzeugten Strom | | | | |
| Kogeneration Energiepflanzen mit KWK | Keine Vergabe von ROC's für nach 31. März 2013 erzeugten Strom | | | | |
| Kogeneration mit regulären Bioflüssigbrennstoffen | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Kogeneration mit regu- | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

¹⁶⁹ Öfgem, 2013g

| Energieform | vor 2013 | 2013 / 14 | 2014 / 15 | 2015 / 16 | 2016 / 17 |
|---|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| lären Bioflüssigbrennstoffen mit KWK | | | | | |
| Kogeneration mit relevanten Energiepflanzen (niedrig) | Anmerkung s.u. | | | | |
| Kogeneration mit relevanten Energiepflanzen (niedrig) mit KWK | Anmerkung s.u. | | | | |
| Biomasse, nutzungsgeb.** | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Biomasse, nutzungsgebunden mit KWK** | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |
| Energiepflanzen, nutzungsgebunden** | 2 | 2 | 2 | 1,9 | 1,8 |

* reguläre Biomasse (= Biomasse außer Klärgas, Deponiegas, Energiepflanzen, Treibstoffe aus anaerober Vergärung, alternative Treibstoffe); **nach 30. März 2013 / (30. April 2013 NIRO) keine Förderung des von relevanten Stromerzeugern auf Basis fossiler Brennstoffe produzierten Stroms in dieser Kategorie; ***Diese Vergütungshöhen greifen nur, wenn keine Förderung über das RHI möglich ist. (Art. 28 RO; Art. 28 ROS; Art. 26 NIRO)

Die regulären Sätze und Kategoriezuordnungen werden durch z.T. zeitlich begrenzte Ausnahme- und Übergangsregelungen ergänzt.

Die Renewables Transport Fuel Obligation (RTFO) schreibt vor, dass alle Treibstoffversorger, die mindestens 450.000 Liter Treibstoff jährlich liefern, einen bestimmten Anteil an Biotreibstoffen in ihre Lieferungen aufnehmen müssen¹⁷⁰. Die Biotreibstoffe müssen dabei Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Ab April 2013 müssen Treibstoffe für den Straßentransport einen Anteil von fünf Prozent Biotreibstoffen aufweisen¹⁷¹. Eine Überarbeitung der RTFO soll 2013 in Kraft treten. In die neue Fassung sollen auch Biotreibstoffe aufgenommen werden, die technologisch bedingt, Anteile von fossilen Treibstoffen aufweisen. Unternehmen können sich unter RTFO-compliance@dft.gsi.gov.uk für die Teilnahme an der RTFO registrieren lassen. Über das OLEV werden Zuschüsse für den Kauf von Elektrofahrzeugen sowie für die Installation von Aufladestationen gewährt. Bis 2050 soll der Straßenverkehr weitgehend auf emissionsfreie Fahrzeuge umgestellt werden¹⁷². Ein weiteres Förderinstrument, das die Emissionen aus dem Straßenverkehr reduzieren soll, ist der Green Bus Fund, der Unternehmen und Kommunen die Anschaffung emissionsarmer Busse erleichtert.

Seit April 2012 wird auf Strom, der an nicht-häusliche Abnehmer geliefert wird, in Großbritannien eine Klimasteuer (Climate Change Levy) erhoben, von der die erneuerbare Stromerzeugung jedoch ausgenommen ist. Der reguläre Steuersatz beträgt £5,09 / MWh¹⁷³. Erneuerbare Stromerzeuger, die sich bei Ofgem diesbezüglich registrieren lassen, erhalten auf die erzeugte Strommenge bezogen Zertifikate (Renewables Levy Exemption Certificates), die bei der Finanzbehörde als Nachweis für die Gewährung der Steuerausnahme Voraussetzung sind.

¹⁷⁰ DfT, 2012b

¹⁷¹ DfT, 2012b

¹⁷² DfT, 2012b

¹⁷³ Ofgem (a)

Mit dem RHI wurde 2011 erstmals ein Vergütungssystem für die Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Quellen eingeführt. Das RHI steht derzeit nur für den nicht-häuslichen Sektor zur Verfügung. Das DECC erwägt die Erweiterung des RHI auf den Haushaltssektor ab Sommer 2013¹⁷⁴. Die Anwendung des RHI auf Wohngebäude mit mehreren Einheiten ist zum Teil möglich. Das RHI gilt für Anlagen, die nach dem 15. Juli 2009 in England, Schottland oder Wales installiert wurden. Eine Kombination mit anderen Förderinstrumenten ist nicht möglich. Das ausführende Installationsunternehmen und die Anlage müssen über das Microgeneration Certification Scheme - MCS zugelassen sein. Die in das RHI aufgenommenen Energiearten, Anlagengrößen und Vergütungshöhen können folgender Tabelle entnommen werden.

Tab. 20: Vergütungssätze des RHI¹⁷⁵

| Energieform | Kapazität | Vergütung in p (Eurocent)/ kWh |
|----------------------------------|--|---|
| Biomasse, klein | unter 200 kWth | 8,3 (9,8) (1. Stufe)* 2,1 (2,5) (2. Stufe)* |
| Biomasse, mittel | 200 kWth bis 999 kWth | 5,1 (6,0) (1. Stufe)*, 2,1 (2,5) (2. Stufe)* |
| Biomasse, groß | 1.000 kWth und mehr | 1,0 (1,2) |
| Wärmepumpen klein | unter 100 kWth | 4,7 (5,6) |
| Wärmepumpen | 100 kWth und mehr | 3,4 (4,0) |
| Solarthermie | unter 200 kWth | 8,9 (10,5) |
| Biomethan oder Biogasverbrennung | Biomethannutzung jeder Kapazität, Biogasverbrennung unter 200 kWth | 7,1 (8,4) |

*die erste Vergütungsstufe wird bis zu einer bestimmten Betriebsstundenanzahl gezahlt, die zweite Vergütungsstufe greift für darüber hinaus gehende Betriebsstunden

In Nordirland wurde ein eigenständiges RHI eingeführt (NI RHI), dessen Sätze etwas niedriger gehalten sind. Die seit April 2013 für ein Jahr geltenden Vergütungssätze sind Tab. 21 zu entnehmen.

Tab. 21: Vergütungssätze des NI RHI¹⁷⁶

| Tarif-Bezeichnung | Förderfähige Technologien | Größenklasse in kW | NI RHI Vergütung in p (Eurocent)/ kWh | Dauer (Jahre) |
|--------------------|--|---|---------------------------------------|---------------|
| Biogas Einspeisung | Biomethane Einspeisung und Biogasverbrennung, außer Deponiegas | Biomethan alle Größen, Biogasverbrennung unter 200 kWth | 3,1 (3,7) | 20 |
| Biomassekessel | Feste Biomasse, städtischer fester Müll (inkl. Kraftwärmekopplung) | unter 20 kWth | 6,4 (7,6) | 20 |
| | | ab 20 kWth bis unter 100 kWth | 6,1 (7,2) | 20 |
| | | ab 100 kWth bis unter 1.000 kWth | 1,5 (1,8) | 20 |

¹⁷⁴ GOV.UK (b)¹⁷⁵ GOV.UK (a)¹⁷⁶ Detini, 2013

| Tarif- Bezeichnung | Förderfähige Tech- nologien | Größenklasse in kW | NI RHI Vergütung in p (Eurocent)/ kWh | Dauer (Jahre) |
|-----------------------|---|----------------------------------|---|------------------|
| Erdwärmepumpen | Erdwärmepumpen inkl. wasserbasierte Wärmepumpen und Tiefengeothermie | unter 20 kWth | 8,7 (10,3) | 20 |
| | | ab 20 kWth bis unter 100 kWth | 4,4 (5,2) | 20 |
| | | ab 100 kWth und darüber | 1,3 (1,5) | 20 |
| Solarthermie | | unter 200 kWth | 8,8 (10,4) | 20 |

Grundlage für die Förderfähigkeit der Biomasseverbrennung ist die Einhaltung von Grenzwerten zu Stickoxidausstoß und Feinstaubentwicklung. Für Haushalte steht seit 2012 das Renewable Heat Premium Payment als Förderinstrument in Großbritannien zur Verfügung. Die Förderung über das Renewable Heat Premium Payment schließt neben Erdwärme- auch Luftwärmepumpen ein. Im Rahmen des Renewable Heat Premium Payment werden Zuschüsse für die Anschaffung von Anlagen zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien gewährt. Nordirland führte 2012 ein eigenständiges Renewable Heat Premium Payment ein. Über das Warm Home Discount Scheme werden bis voraussichtlich März 2014 besonders bedürftige Haushalte bei der Finanzierung ihrer Stromkosten unterstützt¹⁷⁷.

Das Microgeneration Certification Scheme ist das wichtigste Zertifizierungssystem für Installationsunternehmen und Produkte im Bereich der erneuerbaren Energieerzeugung bis zu einer Kapazitätshöhe von 50 kW. Die Anforderungen für eine Zertifizierung von Installationsunternehmen sind unter <http://www.microgenerationcertification.org/mcs-standards/installer-standards> zu finden, die Anforderungen an die technischen Anlagen unter <http://www.microgenerationcertification.org/mcs-standards/product-standards>.

Im Herbst 2012 wurden im Rahmen des Energy Entrepreneurs Fund Scheme Mittel für die Entwicklung und Erprobung neuer Technologien in den Bereichen Energieeffizienz und Haustechnik sowie Energieerzeugung und -speicherung vergeben. Eine weitere Ausschreibungsrunde wird 2013 erwartet¹⁷⁸.

Über das 2008 eingeführte CRC Energy Efficiency Scheme wurden Stromverbraucher ab 6.000 MWh zur Teilnahme am Emissionshandel verpflichtet. Die Climate Change Agreements erlauben energieintensiven Unternehmen einen Nachlass bei der Klimasteuer, sofern sie bestimmte Ziele zur Verringerung der Kohlendioxidemissionen und zur Steigerung der Energieeffizienz einhalten. Weiterhin ist im Neubaubereich eine Verpflichtung zum Null-Energie-Haus ab 2016 geplant.

Die mit drei Milliarden britischen Pfund ausgestattete Green Investment Bank wurde 2012 ins Leben gerufen, um in Umsetzung der britischen Klimaziele Finanzierungsmöglichkeiten für erneuerbare Energienprojekte, das Green Deal Projekt, die Einführung von effizienzsteigernden Maßnahmen im nicht-häuslichen Sektor und zur Abfallvermeidung zu schaffen. Die Green Investment Bank investiert direkt in Erneuerbare-Energien-Projekte und erschließt zudem externe Finanzierungsquellen für den Sektor. Ein Green Equity Fund in Schottland für kommunale Projekte soll initiiert werden¹⁷⁹. Das Scottish Low Carbon Investment Project zielt darauf ab, Projektierer aus diesem Bereich mit Finanzierern zusammenzubringen. Es handelt sich bei dieser Initiative um eine Informations- und Kontaktbörse. Interessierte Projektierer können

¹⁷⁷ DECC, 2013d

¹⁷⁸ BIS; DECC

¹⁷⁹ The Scottish Government, 2011

Projekte, für die sie Finanzierungsmöglichkeiten suchen unter <http://www.slconference.com/opportunities-for-finance/register-low-carbon-projects/> registrieren lassen.

Das Enhanced Capital Allowance Scheme bietet bei Investitionen in energiesparende, gelistete Anlagen besonders günstige Abschreibungsmöglichkeiten, deren Höhe sich nach dem Energieeinsparungsniveau des installierten Systems richtet. Detaillierte Informationen zu Abschreibungsmöglichkeiten über das Enhanced Capital Allowance Scheme für Unternehmen sind unter <http://www.hmrc.gov.uk/capital-allowances/plant.htm#1> zu finden. Eine Liste anerkannter Technologien (Energy Technology List) ist unter <https://etl.decc.gov.uk/etl/site/etl.html> erhältlich.

Die Entwicklung der marinen Energietechnologien wird über das Programm Marine Energy Array Demonstrator (MEAD) sowie in Schottland durch den Marine Renewables Commercialisation Fund (MRCF), WATERS, den Renewable Energy Investment Fund und den Saltire Prize finanziell unterstützt. Invest Northern Ireland unterstützt ebenfalls die marine Energieerzeugung. Die PV-Forschung erhält finanzielle Unterstützung durch den UK Research Council in Höhe von £10 Mio. voraussichtlich bis 2014¹⁸⁰.

Informationen zu aktuellen Fördermöglichkeiten im Erneuerbare-Energien-Bereich gibt auch das Energy Generation and Supply Knowledge Transfer Network (<https://connect.innovateuk.org/web/energyktn>). Das Technology Strategy Board (<http://www.innovateuk.org/>) stellt ebenfalls eine Plattform zu bestehenden Fördermöglichkeiten sowie für Informationsaustausch und überregionale Netzwerke zur Verfügung. Den Zugang zu EU-finanzierten Fördermitteln erleichtert die von der britischen Regierung initiierte Informationsseite EU Energy Focus (<http://euenergyfocus.co.uk/>). Der Carbon Trust bietet Beratungsleistungen und Hilfen bei der Finanzierung von Energieeffizienzprojekten an.

Das Energy Technologies Institute (ETI) stellt weitere Forschungsmittel für verschiedene Erneuerbare-Energien-Technologiegebiete bereit. Aktuelle Informationen zu den einzelnen Programmen sind unter http://www.eti.co.uk/technology_programmes erhältlich.

3.4 Genehmigungsverfahren

In 2012 wurden für England neue Planungsrichtlinien (National Planning Policy Framework – NPPF) veröffentlicht, die zu einer Vereinfachung der Planungsverfahren beitragen, dem Umweltschutz Rechnung tragen und nachhaltiges Wachstum fördern sollen¹⁸¹. Für England und Wales steht ein Planungsportal unter <http://www.planningportal.gov.uk> zur Verfügung, das Informationen zu den Planungsanforderungen und -abläufen bereithält. Hier können Genehmigungen auch online beantragt werden. Normalerweise werden Baugenehmigungen bei den lokalen Behörden (Councils) beantragt. Für national bedeutende Infrastrukturprojekte ist in England und Wales das National Infrastructure Directorate des National Planning Inspectorate zuständig. Die für national bedeutende Projekte bisher zuständige Infrastructure Planning Commission wurde in Folge der Umstrukturierung nach Inkrafttreten des Localism Act aufgelöst.

Auf der Internetseite des National Infrastructure Directorate ist der Genehmigungsprozess für national bedeutende Infrastrukturprojekte beschrieben¹⁸². Danach besteht der Genehmigungsprozess aus einer Vor-Beantragungsphase, in der die Behörde über das Vorhaben informiert wird und die relevanten Informationen für die Beantragung vom Planer zusammengestellt werden. Nachfolgend wird der formelle Genehmigungsantrag gestellt und das National Infrastructure Direc-

¹⁸⁰ DECC, 2012c

¹⁸¹ Renewable UK, 2012a

¹⁸² National Infrastructure Directorate (a)

torate entscheidet zunächst über die Annahme des Antrags für den Genehmigungsprozess. Danach besteht in einer Voruntersuchungsphase (Pre-Examination stage) die Möglichkeit für alle von dem Projekt tangierten Interessensgruppen und Institutionen zur Abgabe ihrer Ansichten. Es kann dabei erforderlich sein, eine Vielzahl von Institutionen und sonstigen Betroffenen einzubeziehen, etwa die Forstverwaltung (Forestry Commission), den Vogel- (Royal Commission of the Protection of Birds), Natur- und Denkmalschutz (National Heritage, National Trust), die zuständigen Wasser-, Luftfahrtbehörden (National Air Traffic Services, Civil Aviation Authority, Ministry of Defence) sowie Anwohner und lokale Behörden. Bei Offshore-Projekten müssen unter anderem Belange der Schifffahrt, Fischereiwirtschaft und der Schutz der marinen Ökosysteme und der Küsten berücksichtigt werden. Anschließend geht die Genehmigungsbehörde in der Untersuchungsphase (Examination stage) den geäußerten Ansichten nach und holt dazu ausführlichere Informationen ein. Das National Infrastructure Directorate erstellt auf Grundlage dieser Untersuchungen einen Bericht und eine Bewertung, anhand dessen der zuständige Staatssekretär die Genehmigung für die Projektentwicklung erteilt oder verweigert. Gegebenenfalls kann die Entscheidung des Staatssekretärs gerichtlich angefochten werden. Die Abläufe des Planungsprozesses differieren für Projekte aus England und Wales, da in Wales eine größere Spannbreite von Projekten auf regionaler Ebene bearbeitet wird und verbundene Projekte zum Teil separat bei der in diesem Fall zuständigen Behörde beantragt werden müssen¹⁸³. In Wales soll bis April 2013 ein Natural Resources Planning Body eingerichtet werden, in dessen Verantwortungsbereich die Gestaltung von Genehmigungsverfahren liegen soll. Außerdem wird ein neues Planungsgesetz erwartet. In Schottland muss die Genehmigung für Energieprojekte über 50 MW bei der Scottish Governments Energy Consents and Deployment Unit genehmigt beantragt werden. Auf der Internetseite der schottischen Regierung steht unter <http://www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Application-Process> ein Leitfaden für die Beantragung von Onshore-Projekten zum Download bereit. Bei der Beantragung von Offshore-Projekten ist das Marine Scotland Licensing Operation Team (ms.marinelicensing@scotland.gsi.gov.uk) behilflich. In Nordirland sind die lokalen Planungsbehörden erster Anlaufpunkt für die Genehmigung von Erneuerbare-Energien-Projekten. Eine Liste dieser Ämter ist unter http://www.planningni.gov.uk/index/advice/advice_apply/advice_apply_general/advice_app_when.htm zu finden.

Umweltgenehmigungen werden durch die Environment Agency bzw. in Wales seit April 2013 durch Natural Resources Wales bearbeitet. Für England und Wales gelten seit 2010 die Environmental Permitting Regulations, die unter <http://www.environment-agency.gov.uk/business/topics/permitting/32320.aspx> abrufbar sind. Aktuell überarbeitet das Defra die Implementation of Habitats and Wild Birds Directive, ein Regelwerk zur Schutzgebietsausweisung und zum Schutz von Wildvögeln. Von den 2014 erwarteten Ergebnissen dieses Berichts werden Impulse erwartet, die die Realisierung von national bedeutenden Infrastrukturprojekten erleichtern könnten¹⁸⁴. Die schottische Regierung setzt sich dafür ein, dass die administrativen Rahmenbedingungen für die Genehmigung von Erneuerbare-Energien-Erzeugungskapazität unter der Prämisse der Umweltverträglichkeit optimiert werden¹⁸⁵. Es gibt verschiedene Kategorien der Umweltgenehmigungen. Dabei wird zwischen der Befreiung der Aktivität (exemption), der Standardgenehmigung (standard permit) und der projektbezogenen Sondergenehmigung (bespoke permit) unterschieden. In jedem Fall ist es sinnvoll, frühzeitig in der Projektplanung Kontakt zu den Umweltbehörden aufzunehmen, um Anforderungen bezüglich der Umweltgenehmigungen zu klären. Die Umweltgenehmigung (EA) stellt auf ihrer Internetseite unter <http://www.environment-agency.gov.uk/business/topics/permitting/32330.aspx> ausführliche Anleitungen zur Genehmigungsbeantragung für unterschiedliche Projektarten zur Verfügung. Die Erteilung einer Umweltgenehmigung erfordert in der Regel eine Umweltverträglichkeitsprüfung (Environmental Impact Assessment, EIA). Vor allem marine Projektstandorte erfordern ein Strategic Environmental Assessment (SEA), das bisher in der Regel von Crown Estate, DECC oder der schottischen Regierung getragen wurde.

¹⁸³ National Infrastructure Directorate (b)

¹⁸⁴ Renewable UK, 2012a

¹⁸⁵ The Scottish Government, 2011

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Netzanbindung sowie projektbezogene Infrastrukturmaßnahmen in der Regel eine eigene Bau- und Umweltgenehmigung benötigen.

Das Crown Estate ist in England, Nordirland und Wales für die Vergabe von marinen Standorten zuständig. In Schottland ist die Regionalregierung sowohl für die marine Standortlizenzierung in der 12 Seemeilenzone als (bis auf Ausnahmen) auch für die Zone zwischen 12 und 200 Seemeilen vor der Küste der Ansprechpartner¹⁸⁶. Zuständig ist das Marine Scotland Licensing Operations Team. Nützliche Informationen zu den Lizenzierungsabläufen für marine Energieerzeugungsstandorte können dem 2012 von der schottischen Regierung veröffentlichten Draft Marine Renewable Licensing Manual¹⁸⁷ sowie der 2011 erstellten Handreichung Marine Renewable Energy Projects¹⁸⁸ entnommen werden. Letztere enthält auch die Formulare für die Beantragung der Baugenehmigung von marinen Energieprojekten in schottischen Gewässern. Bei der Installation von Onshore-Windkraftanlagen sind zum Teil Maßnahmen zur Vermeidung von Beeinträchtigungen der Flugsicherheit sowie von Radarsystemen notwendige Genehmigungsvoraussetzung.

Wasserkraftanlagen müssen durch die lokalen Behörden genehmigt werden. Es sind dabei vielfältige Aspekte zu klären, die den Umwelt- und Naturschutz, den Schutz der Fischbestände, den Denkmalschutz und den Schutz vor Überflutung betreffen können. Wasserkraftanlagen im Zusammenhang mit denkmalgeschützten Gebäuden benötigen eine denkmalrechtliche Genehmigung (Listed Building Consent). Eine ausführliche EIA ist für Wasserkraftprojekte an besonders sensiblen Standorten sowie allgemein für Anlagen ab 500 kW erforderlich. Die Erfordernisse des Genehmigungsverfahrens müssen im Vorfeld des Projektes mit der lokalen Behörde geklärt werden. Für die Erteilung von Standard-Umweltgenehmigungen, z. B. für Biogasanlagen, wurden Beurteilungskriterien festgelegt, in deren Rahmen sich das Projekt bewegen muss, um im Standardverfahren genehmigungsfähig zu sein.

Biomasseanlagen für Haushalte sowie Luft- und Erdwärmepumpen im Haushaltssektor gelten in der Regel als zulässige Entwicklung (permitted development)¹⁸⁹. Befindet sich der Standort in einem gelisteten Gebiet oder Gebäude können Einschränkungen bestehen. Erdwärmepumpen bis zu einer bestimmten Größe sowie die jeweils erste freistehende Solarinstallation gelten auch auf nicht-privaten Grundstücken als zulässig. Luftwärmepumpen auf nicht-privaten Grundstücken benötigen dagegen eine Baugenehmigung. Für Solarinstallationen auf privaten und nicht-privaten Grundstücken und Gebäuden, die meist als zulässige Entwicklung gehandhabt werden, müssen bestimmte bauliche Anforderungen bezüglich der Anbringung eingehalten werden, um die Genehmigungsfreiheit zu erhalten. Windkraftanlagen erfordern in der Regel eine Genehmigung. Lediglich in engen Grenzen und unter Einhaltung bestimmter Kriterien ist die Installation von Windkraftanlagen für private Zwecke als zulässige Entwicklung möglich. In jedem Fall sollte diesbezüglich die Auskunft der örtlichen Planungsbehörde eingeholt werden.

3.5 Netzanschlussbedingungen

Grundsätzlich sind die Netzbetreiber verpflichtet, der erneuerbaren Stromerzeugung Zugang zum Netz zu gewähren¹⁹⁰. Die Kosten für die Netzanbindung, die vom Stromerzeuger getragen werden müssen, sind von großer Bedeutung für die Rentabilität des gesamten Projekts. Die Bedingungen für die Netzanbindung in Frage kommender Projektstandorte müssen mit dem Verteilungsnetz- bzw. Übertragungsnetzbetreiber (Network Operator) geklärt werden. Es ist dabei die Ent-

¹⁸⁶ The Scottish Government (a)

¹⁸⁷ The Scottish Government (2012b)

¹⁸⁸ The Scottish Government (2011b)

¹⁸⁹ DECC, 2012b

¹⁹⁰ Renewable Energy Association; Masstock

scheidung zu fällen, ob eine Anbindung an das Verteilnetz- oder das Übertragungsnetz erfolgen soll. Mit dem Netzbetreiber wird eine Netzanschlussvereinbarung (connection contract) geschlossen. Weiterhin ist der Abschluss eines Netznutzungsvertrages (use of system contract) erforderlich. Es fallen sowohl für den Netzanschluss als auch für die Netznutzung Gebühren an. Wird der Strom an ein Versorgungsunternehmen verkauft, so werden die Netznutzungsgebühren für den Vertrieb des Stroms über das Netz von diesem getragen. Fällt das Projekt in den Zuständigkeitsbereich eines unabhängigen Netzanschlussanbieters (Independent Connections Provider – IPC), so ist dieser der Ansprechpartner für den Netzanschluss. Der neuerstellte Anschluss bzw. die zugehörige Netzerweiterung muss anschließend vom Netzbetreiber angenommen werden (Adoption Agreement)¹⁹¹. Kontaktdaten der regionalen Verteilnetzbetreiber sind auf der Internetseite der Energy Networks Association unter <http://www.energynetworks.org/info/faqs/electricity-distribution-map.html> zu finden, die der Übertragungsnetzbetreiber unter <http://www.energynetworks.org/info/faqs/electricity-transmission-map.html> auflistet. In Nordirland ist die Northern Ireland Electricity (NIE) Transport and Distribution Group der erste Ansprechpartner für den Netzanschluss. Bei Netzerweiterungen ist auch für diese eine Baugenehmigung erforderlich, die von der NIE eingeholt wird. Für die Netzanbindung fallen projektbezogen Kosten an, die der Projektbetreiber zu tragen hat. Bei Anbindung an das Verteilnetz müssen bei einer Einspeiseleistung von mehr als 30 kW Zähler mit halbstündlicher Messung verwendet werden¹⁹². Ofgem überwacht die Höhe der Netznutzungsgebühren. In 2012 wurde die ursprünglich kapazitätsbasierte Erhebung der Übertragungsnetznutzungsgebühren auf die tatsächliche Einspeiselasst als Erhebungsgrundlage umgestellt¹⁹³.

Um die erzeugte Elektrizität zu verkaufen, muss eine Stromabnahmevereinbarung (Power Purchase Agreement) mit einem Energieversorger getroffen werden. Im Rahmen des FIT wird die Vergütung für den produzierten Strom durch den zuständigen Netzbetreiber an den Erzeuger ausgezahlt. Die FIT-Vergütung wird auf den erzeugten Strom gewährt. Wird Strom ins Netz eingespeist erhöht sich die Vergütung um den Einspeisezuschlag von derzeit 4,64 p (5,50 Eurocent)¹⁹⁴. Anlagen, deren Größe die vom MCS erfasste Kapazität von 50 kW übersteigt, können bei Ofgem für die Teilnahme am ROO-FIT registriert werden. Nach ihrer Annahme durch das Ofgem, können die Projekte durch ein im Rahmen des FIT lizenziertes Versorgungsunternehmen akzeptiert werden. Eine aktuelle Liste zugelassener Versorgungsunternehmen ist unter <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/fits/rfitts/Pages/rfitts.aspx> einsehbar.

Für die Realisierung von Offshore-Netzanbindung ist eine Lizenz für Offshore-Übertragungsverbindungen erforderlich, die durch Ofgem vergeben wird. Die Lizenzvergabe verläuft über Ausschreibungsrunden. Durch den auf den jeweiligen Standort konkretisierten Wettbewerb soll jeweils die kostengünstigste und effizienteste Netzanbindungsvariante gefunden werden¹⁹⁵. Eine Registrierung zur Teilnahme an den Ausschreibungsrunden ist auf der Internetseite Ofgems unter <https://ofgem.bravosolution.co.uk/web/login.shtml> möglich. Ähnlich wie bei Onshore-Netzverbindungen wird Ofgem auch bei den Offshore-Netzverbindungen eine Preiskontrollfunktion ausüben. Es gibt die Möglichkeit, dass die Offshore-Stromerzeuger ihre Netzanbindung selbst herstellen und die Verbindung anschließend an den für den Standort lizenzierten Offshore-Übertragungsnetzbetreiber (Offshore Transmission Owner) abgeben oder dass sie Installation und Betrieb der Verbindung von Anfang an in die Hand des Offshore-Übertragungsnetzbetreiber legen¹⁹⁶. Im ersten Fall besteht die Gefahr, dass es nicht zu einer Einigung zwischen dem Energieerzeuger und dem Offshore-Übertragungsnetzbetreiber bezüglich des Eigentumsübergangs an der Netzverbindung kommt. In diesem Fall hat Ofgem das Recht, diese Einigung herbeizuführen¹⁹⁷.

¹⁹¹ Renewable Energy Association; Masstock

¹⁹² Renewable Energy Association; Masstock

¹⁹³ DECC; Ofgem, 2013

¹⁹⁴ Ofgem, 2013 a ; Ofgem, 2013 b

¹⁹⁵ Ofgem

¹⁹⁶ DECC, Ofgem, 2013

¹⁹⁷ DECC, Ofgem, 2013

Es besteht die grundsätzliche Möglichkeit, aufbereitetes Biogas (Biomethan) in das Gasnetz einzuspeisen, jedoch sind Gasnetzbetreiber nicht verpflichtet, Biogaserzeuger in jedem Fall anzubinden¹⁹⁸. Anfragen diesbezüglich sind an den jeweils zuständigen Gasnetzbetreiber zu richten. Es gibt vier regionale Gasnetzbetreiber, National Grid, Northern Gas Networks, Scotia Gas Networks und Wales & West Utilities und mehrere unabhängige Gastransportunternehmen. In der Regel wird eine Machbarkeits- und Kapazitätsstudie einschließlich Kostenschätzung durchgeführt¹⁹⁹. Technische Anforderungen, etwa an die Gasqualität und Sicherheitsausstattung und relevante Anpassungsmöglichkeiten werden evaluiert²⁰⁰. In gegenseitigem Einverständnis wird nachfolgend eine Netzanbindungsvereinbarung zwischen dem Biogaserzeuger und dem Gasnetzbetreiber getroffen. Eine Schwierigkeit besteht für Biogaserzeuger, die für eine erfolgreiche Netzanbindung erforderliche technische Ausrüstung zu beschaffen. National Grid beabsichtigt, durch die Entwicklung eines Netzanbindungspakets für Biogas, diesbezüglich Erleichterung zu schaffen.

¹⁹⁸ Northern Gas Networks

¹⁹⁹ Northern Gas Networks

²⁰⁰ Northern Gas Networks

4 Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien

4.1 Windenergie

4.1.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial

Windenergie ist die bedeutendste Ressource an erneuerbarer Energie in Großbritannien. In 2012 nahm die Windkraft insgesamt 5,7 Prozent²⁰¹ an der Gesamtstromerzeugung bzw. 45 Prozent²⁰² an der erneuerbaren Stromerzeugung ein. Im Vergleich zum Vorjahr nahm die Stromerzeugung aus Windkraft um 33% zu²⁰³. Es wird erwartet, dass der Anteil der Windkraft an der Gesamtstromerzeugung bis 2014 auf 10% wächst²⁰⁴. Renewables UK, eine britische Handelsorganisation für erneuerbare Energie aus Windkraft und marinen Quellen, schätzt die Ausbauziele der Industrie für die Offshore-Windkraft auf bis zu 18 GW bis 2020, was einem Anteil von 18 bis 20% des jährlichen Strombedarfs Großbritanniens decken könnte.²⁰⁵ Die Nutzung der Windkraft wird von der Bevölkerung in hohem Maße unterstützt.

Großbritannien ist international führend in der Offshore-Windkraft, da die britische Küste ein hervorragendes Potenzial für die Nutzung dieser Energieform aufweist, die erforderliche technische Expertise vorhanden ist und die Implementierung dieser Energieerzeugungsart im Zuge der Umstrukturierung des nationalen Energiemix politisch unterstützt wird. Die Zielsetzungen zur Offshore-Windstromerzeugung im Rahmen der Roadmap sehen bis 2020 eine Stromerzeugung in Höhe von 33 bis 58 TWh vor²⁰⁶. Das natürliche Potenzial für die Offshore-Windkraft ist in den Karten des 2008 vom Department of Business, Enterprises and Regulatory Reform (ging im DECC auf) erstellten Atlas der marinen Energieresourcen Großbritanniens (Atlas of UK Marine Renewable Energy Resources) dargestellt, die unter <http://www.renewables-atlas.info/> zu finden sind. Danach beträgt die jährliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit auf 100 m Höhe vor den britischen Küsten von unter 7,1 m / s in Küstennähe bis, in steigender Entfernung von der Küste, auf 10,1 bis 10,5 m / s²⁰⁷. Vor der schottischen Küste werden teilweise Werte bis in den Bereich von 11,6 bis 12,0 m / s erreicht²⁰⁸. Schottland besitzt die bedeutendsten Offshore-Windkraftressourcen Europas und beabsichtigt, diese zu erschließen, um damit nicht nur den heimischen Bedarf zu decken, sondern auch als bedeutender Stromexporteur in den europäischen Markt einzutreten. Aufgrund dieser Perspektiven wächst der Sektor derzeit sehr stark. Die installierte Offshore-Windkraft-Kapazität Großbritanniens betrug zum Stand Mai 2013 3.321 MW, die sich auf 20 realisierte Projekte aufteilten²⁰⁹. Ferner waren (Stand März 2013) 3,8 GW Offshore-Windkraftprojekte im Bau bzw. genehmigt und weitere 7,8 GW in Planung²¹⁰. Für die Entwicklung von Offshore-Windkraftstandorten wird eine Lizenz für den jeweiligen Standort benötigt, die vom Crown Estate über Ausschreibungen vergeben wird. Seit 2000 wurden in mehreren Ausschreibungsrunden Lizenzen in Höhe von 47 GW vergeben. Die erste Vergaberunde für Offshore-Windkraftstandorte fand 2001 statt. Von den 15 Projekten der ersten Runde wurden 11 bereits realisiert, eines befindet sich noch im Bau und drei wurden abgebrochen²¹¹. Die Größe der realisierten Projekte der ersten Runde liegt durchweg unter 200 MW. Bereits in der folgenden, 2002 durchgeführten Vergaberunde nahm die Projektgröße deutlich zu. Bei der Mehrzahl der Projekte übersteigt

²⁰¹ DECC, 2013k

²⁰² DECC, 2012h

²⁰³ Renewable UK, 2013b

²⁰⁴ Renewable UK, 2012a

²⁰⁵ Renewable UK, 2013a

²⁰⁶ DECC, 2011a

²⁰⁷ ABPmer, 2008

²⁰⁸ ABPmer, 2008

²⁰⁹ Renewable UK, 2013a

²¹⁰ Renewable UK, 2013a

²¹¹ Renewable UK, 2013a

sie 200 MW, bleibt aber unter 1.000 MW. Aus den 17 Projekten der Runde zwei sind bereits sechs in Betrieb, drei befinden sich im Bau und weitere sechs sind teilweise unter Auflagen genehmigt²¹². In 2009 wurden fünf Projektstandorte in schottischen Territorialgewässern mit einer geplanten Gesamtkapazität von 4.845 MW vergeben. Ein Jahr später erfolgte die dritte reguläre Ausschreibungsrunde, in welcher Lizenzen für neun Standorte mit einer geplanten Gesamtkapazität von 32.215 bis 36.315 MW vergeben wurden. Damit steigt die durchschnittliche Projektgröße bereits auf mehr als 3.500 MW. Ebenfalls 2010 wurden zusätzliche Standortlizenzen für die Erweiterung von Projekten der Runden eins und zwei im Gesamtumfang von 1.539 MW vergeben. Außerdem erfolgte in 2010 die Vergabe von Standorten für Demonstrationsprojekte. In 2012 wurde erstmals ein Offshore-Windkraftstandort vor der nordirischen Küste vergeben. Dieser hat eine geplante Kapazität von 600 MW.

Im Hinblick auf die ambitionierten Ausbauziele der Offshore-Windkraft stellen der notwendige Netzausbau und das insgesamt erforderliche Investitionsvolumen eine bedeutende Herausforderung dar. Industrie und Regierung arbeiten zusammen, um die damit verbundenen Risiken zu begrenzen. Ein wichtiges Ziel ist dabei die Reduzierung der Gestehungskosten der Stromerzeugung. Als Ziel der Gestehungskostensenkung in der Offshore-Windkraft durch verbesserte Rahmenbedingungen, Größendegression und technologischen Fortschritt werden £100 / MWh anvisiert²¹³. Eine Untersuchung der Potenziale bezüglich der Kostensenkung wurde durch die Cost Reduction Task Force und Crown Estate durchgeführt. Die Ergebnisse sollen in die Entwicklung einer Sektor Strategie eingehen. Weiterhin wird die Offshore-Windkraft durch die Bereitstellung bzw. finanzielle Unterstützung von Forschungs- und Testkapazitäten gefördert. Die Überarbeitung des Vergütungssystems RO bzw. ein geregelter Übergang zu neuen Vergütungsinstrumenten im Rahmen der Strommarktreform soll die Investitionssicherheit für Investoren verbessern. Ein wesentlicher Vorteil Großbritanniens bei der Entwicklung der Offshore-Windkraft ist die aus der Öl- und Gasförderung resultierende fachliche Kompetenz im Umgang mit Offshore-Technologien. Das DECC, Universitäten und andere Forschungseinrichtungen unterstützen die Verbesserung der Technologie und der Zulieferkapazitäten sowie der Implementierungsverfahren. Das DECC übernimmt die Durchführung von Strategic Environmental Assessments (SEA's) für die Offshore-Windkraftzonen. Die Projektierer müssen dann nur noch jeweils ein Environmental Impact Assessment (EIA) für die Einzelstandorte durchführen. Bezüglich näherer Informationen zu den Genehmigungsverfahren für Offshore-Windkraftprojekte sei auf Kap. 3.4 verwiesen.

Großbritannien besitzt nicht nur für die Offshore-Windkraft, sondern auch für die Onshore-Windkraft ein bedeutendes natürliches Potenzial. Die installierte Kapazität betrug im Mai 2013 Onshore 6,2 GW.²¹⁴ Das natürliche Potenzial für die Nutzung der Onshore-Windkraft ist vor allem in Küstennähe und in Cornwall hoch. Die folgende Karte zeigt die durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 25 m über dem Boden. Die Variation der jährlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in dieser Höhe reicht von 5 bis 6 m / s in den Tieflandgebieten Englands bis auf mehr als 10 m / s in den Höhenlagen des schottischen Berglands²¹⁵.

²¹² Renewable UK, 2013a

²¹³ DECC, 2012c

²¹⁴ Renewable UK, 2013e

²¹⁵ DECC, 2013r

Abb. 7: Windkarte Großbritannien²¹⁶



Der Ausbau der Onshore-Windkraft erreichte gemessen an den Genehmigungen, nach einer mehrjährig rückläufigen Entwicklung im Zeitraum 2011 / 2012, einen Höhepunkt²¹⁷. Die größte Aktivität verzeichnet Schottland. Aus dem Vergleich der Projektgrößen liest Renewable UK einen Rückgang der durchschnittlichen Projektgröße bedingt durch eine zunehmende Knappheit der für Großprojekte geeigneten Standorte und gleichzeitiges Wachstum der Zahl kleinerer (un-

²¹⁶ DECC, 2013r

²¹⁷ Renewable UK, 2012a

ter 5 MW) Projekte ab.²¹⁸ In den administrativen Rahmenbedingungen für die Onshore-Windkraft ergaben sich in den letzten Jahren wesentliche Veränderungen. So wurde die für die Onshore-Windkraft besonders relevante Genehmigung kleinerer Windkraftprojekte in Umsetzung des Localism Act wieder stärker in die Hände lokaler Behörden gelegt.

Nicht zu vernachlässigen ist auch das Potenzial Großbritanniens für die kleine Windkraft. Das Land ist in diesem Bereich technologisch und hinsichtlich der Verbreitung dieser Anlagen international führend. An die zwanzig Hersteller sowie eine Reihe an Projektierungs- und Installationsunternehmen sind in diesem Sektor tätig. Winddaten für einzelne Standorte können aus der Windenergiedatenbank von Renewable UK oder der Windenergiedatenbank des DECC unter <http://tools.decc.gov.uk/en/windspeed/default.aspx> abgerufen werden. Die Auswahl eines geeigneten Systems wird durch die Zertifizierung von Ausrüstung und Installationsunternehmen im Rahmen des MCS erleichtert. Die Anlagenzertifizierung erfolgt für Systeme bis zu 50 kW. Kleinwindanlagen bieten die Möglichkeit die eigenen Stromkosten zu senken und zusätzlich Erträge aus der Netzeinspeisung über das FIT zu generieren. Sie sind wie alle Windkraftanlagen genehmigungspflichtig. Zuständig sind die lokalen Behörden, wobei die Nachbarschaft in der Regel ihre Zustimmung für das Projekt geben muss.

4.1.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten

Die Offshore-Windkraft gehört zu den prioritären Investmentbereichen der Green Investment Bank, da der Entwicklung der Offshore-Windkraftnutzung im Hinblick auf die Erfüllung der klimapolitischen Zielsetzungen größte Bedeutung beigemessen wird und Zweifel bestehen, dass die erforderlichen Investitionshöhen auf dem Markt im geplanten Zeitrahmen aufgebracht werden könnten²¹⁹. Die Hauptaufgabe der Bank liegt im Bereich der Offshore-Windkraft weniger in der Projektfinanzierung durch eigene Mittel als im Einwerben externer Finanzierung. Die Green Investment Bank schätzt den für die angestrebte Installation von 18 GW Offshore-Windkraftkapazität erforderlichen Investmentaufwand auf 40 Milliarden britische Pfund²²⁰. Das Department for Business, Innovation and Skills (BIS) rief 2012 das Efficient Offshore Wind-Programme ins Leben, dass einen finanziellen Rahmen von £33 Mio. besitzt und technologische Verbesserungen im Offshore-Sektor bewirken soll.

Die große (mehr als 5 MW) Onshore- und die Offshore-Windkraft werden über die RO gefördert. Ab April 2013 und voraussichtlich bis März 2017 gelten neue Förderhöhen (vgl. Tab. 15). Danach erhalten neue und zusätzliche Onshore-Windkraftanlagen für den erzeugten Strom 0,9 ROCs / MWh²²¹. Bei der Offshore-Windkraft wird die bisherige Vergütungshöhe von zwei ROCs je MWh bis April 2015 zunächst beibehalten²²². Danach erfolgt eine Absenkung auf 1,9 ROCs / MWh für den Zeitraum bis April 2016 und auf 1,8 ROCs / MWh für den darauffolgenden Zeitraum bis April 2017²²³. Ab 2017 ist dann in Umsetzung der Strommarktreform (EMR) eine Ergänzung bzw. ein Ersatz der ROCs durch die Contracts for Difference (CfD's) beabsichtigt. In Nordirland besteht ein eigenes RO-System. Ab April 2013 wird die Offshore-Windkraft in diesem Vergütungssystem mit zwei NIROCs je erzeugter MWh vergütet, im Vergütungszeitraum 2015 / 16 mit 1,9 NIROCS und im Vergütungszeitraum 2016 / 2017 mit 1,8 NIROCs²²⁴. Die Onshore-Windkraft wird in Nordirland je nach installierter Kapazität in unterschiedlicher Höhe vergütet. Projekte bis einschließlich 250 kW erhalten vier NI-ROCs, Projekte mit einer Größe über 250 kW bis einschließlich 5 MW erhalten ein NIROC und größere Anlagen 0,9 NI-

²¹⁸ Renewable UK, 2012a

²¹⁹ Green Investment Bank (a)

²²⁰ Green Investment Bank (a)

²²¹ Renewable UK, 2012a

²²² Renewable UK, 2012a

²²³ Renewable UK, 2012a

²²⁴ DETINI (a)

ROC²²⁵. Ab dem Vergütungszeitraum 2014 / 15 muss mit einer weiteren Anpassung der Vergütungshöhe gerechnet werden.

Test und Entwicklung von Komponenten für die große Offshore-Windkraft werden vom DECC und BIS über das Offshore-Wind Component Technologies Development and Demonstration Scheme gefördert. Die Ausschreibungen erfolgen monatlich mit Frist bis jeweils zum 15. noch bis einschließlich Juli 2013²²⁶. Die Ausschreibungsunterlagen sind unter <https://www.gov.uk/innovation-funding-for-low-carbon-technologies-opportunities-for-bidders> abrufbar.

Für die kleine Windkraft bis 50 kW gibt es, außer in Nordirland, vorrangig Fördermöglichkeiten über das Clean Energy Cashback System (FIT). Über dieses werden für produzierten und zusätzlich für in das Netz eingespeisten Strom Vergütungen gewährt. Diese unterscheiden sich je nach Anlagengröße. Die Kleinwindkraftanlagen werden bis zu einer installierten Kapazität von 1,5 kW als Micro Wind-Anlagen bezeichnet, von 1,5 bis 15 kW als Kleinwindkraftanlagen und von 15 bis 100 kW als kleine bis mittlere Windkraftanlagen²²⁷. Die FIT-Tarife werden technologiespezifisch für den erzeugten Strom gezahlt. Für die Windenergie gelten je nach installierter Kapazität unterschiedliche Tarifhöhen. Danach werden bei Windkraftanlagen bis 100 kW bis einschließlich März 2014 21,65 p / kWh, für Anlagen größer als 100 kW bis 500 kW 18,04 p / kWh, für Anlagen deren installierte Kapazität 500 kW übersteigt, aber unter 1,5 MW liegt 9,79 p / kWh und für Anlagen über 1,5 MW 4,15 p / kWh für den erzeugten Strom gezahlt²²⁸. Bei Einspeisung nicht selbst verbrauchten Stroms wird eine zusätzliche Vergütung (export tarif) von 4,64 p / kWh gezahlt²²⁹. Voraussetzung für die Förderung von Anlagen bis 50 kW über das FIT ist die Zertifizierung von Anlage und Installationsunternehmen über das MCS. Größere Anlagen unter 5 MW können über das ROO-FIT des Ofgem in die Förderung aufgenommen werden. Dazu ist eine Registrierung bei Ofgem erforderlich. Die Förderung über das FIT und ROO-FIT wird für Windenergie über 20 Jahre gewährt, wobei die Förderhöhe an die Inflation angepasst wird. Die Formulare für die Registrierung für FIT und ROO-FIT sind auf der Internetseite Ofgems unter <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/fits/Apply/Pages/Apply.aspx> erhältlich. Die letzte Anpassung der FIT-Tarife erfolgte 2012. Außerdem wurde in diesem Zusammenhang ein Prozess zur Pre-Akkreditierung von FIT-Projekten eingeführt, die den Projektentwicklern eine höhere Planungssicherheit bieten soll. Eine wesentliche Änderung betrifft ferner die Einführung eines Degressionsmechanismus ab 2014. Dieser bewirkt eine Anpassung der Vergütungshöhe um 2,5 bis 20% für neue Projekte in Abhängigkeit von der Projektzahl im Vorjahr²³⁰.

Außerdem bestehen über das Green Deal Programm Fördermöglichkeiten für Kleinwindkraftanlagen. Dabei wird die Investition in die Anlageninstallation durch den Energieversorger übernommen und der Betreiber zahlt diese aus den eingesparten Stromkosten über die Stromrechnung zurück.

4.1.3 Projektinformationen

Seit der Realisierung des ersten, vier MW an installierter Kapazität umfassenden Offshore-Windkraftprojektes 2001 durch E.ON UK Renewables wurden mehr als zwanzig Offshore-Windkraftprojekte in Betrieb genommen bzw. befinden sich im Bau. Zu den größten bereits realisierten Offshore-Windkraftprojekten zählen das von Vattenfall betriebene Thanet Projekt mit 300 MW, das von der Scira Offshore Energy Ltd. realisierte Projekt Sheringham Shoal mit 317 MW und das Projekt Greater Gabbard mit 504 MW. Letzteres ist ein Gemeinschaftsprojekt von SSE Renewables und RWE Npower Renewables. Weiterhin ging 2011 die Walney Offshore-Windfarm mit insgesamt 367 MW ans Netz²³¹. Das Projekt wurde

²²⁵ DETINI (a)

²²⁶ BIS; DECC

²²⁷ Renewable UK, 2010a

²²⁸ Ofgem, 2013a

²²⁹ Ofgem, 2013a

²³⁰ Renewable UK, 2012a

²³¹ DECC, 2012c

von DONG Energy, SSE Renewables sowie weiteren Investoren realisiert. Der dänische Energiekonzern DONG Energy plant eine Erweiterung des Standorts Walney um 750 MW. DONG Energy hat weiterhin die Lincs Offshore-Windfarm mit 270 MW, die London Array Offshore-Windfarm mit 630 MW und die West of Duddon Sands Offshore-Windfarm mit 389 MW im Bau²³². Am Projekt London Array sind außer DONG Energy auch E.ON Renewables und Masdar beteiligt. Das Projekt London Array ging Anfang Juli 2013 in Betrieb. 175 Turbinen erzeugen seitdem Strom für eine halbe Million Haushalte. Es handelt sich um das bisher größte Offshore-Projekt der Welt.²³³ Das Projekt Lynn & Inner Dowsing mit 194 MW wird von der Centrica Renewable Energy Ltd. betrieben. In Wales wird das Gwynt y Môr Projekt mit 576 MW von RWE Innogy, den Stadtwerken München und Siemens gebaut²³⁴. Außer den genannten wurden weitere kleinere Windkraftprojekte in Betrieb genommen. Zudem wurden Demonstrationsanlagen errichtet, darunter das Beatrice Windfarm Demonstrator Project, ein internationales Gemeinschaftsprojekt zur erstmaligen Realisierung eines Tiefwasser-Offshore-Windkraftstandortes (45 m Wassertiefe, 25 km von der Küste entfernt)²³⁵. Am Standort Gunfleet Sands 3 errichtet DONG Energy ein weiteres Demonstrationsprojekt, an dem erstmals zwei 6 MW-Turbinen von Siemens offshore getestet werden sollen. Das niederländische Unternehmen 2B Energy plant die Methill Offshore Wind Farm Demo Site, deren Standortlizenz das Unternehmen 2010 vom Crown Estate erhielt. Vattenfall, Technip und die Aberdeen Renewable Energy Group planen gemeinsam den mit 40 Mio. Euro durch die EU unterstützten Bau des European Offshore Deployment Centre Scotland²³⁶. Dort sollen technologische Neuentwicklungen in der Offshore-Windkraft getestet werden. Das Projekt soll – obwohl als kommerzielle Anlage konzipiert – Forschungseinrichtungen, Zulieferern und der Windkraftindustrie die Möglichkeit zum Test neuer Systembestandteile unter Praxisbedingungen bieten²³⁷. Das Nationale Forschungszentrum für marine Energie NAREC plant den Bau eines Demonstrationsstandortes, an dem Offshore-Turbinen getestet werden können²³⁸. Das NAREC erhielt dafür finanzielle Unterstützung durch das Department for Business Innovation and Skills.

Es ist zu beobachten, dass die Offshore-Projekte der nachfolgenden Ausschreibungsrunden durchschnittlich wesentlich größer sind als die Projekte der ersten Ausschreibungsrunde und auch die Wassertiefe bzw. die Entfernung von der Küste, in der die Projekte realisiert werden sollen, zunehmen. Statoil und Statkraft erhielten die Genehmigung für das Projekt Dudgeon mit 560 MW. Centrica wurde 2012 die Genehmigung für das Projekt Race Bank mit 580 MW erteilt. Das Unternehmen hat weitere Projekte in Planung, insbesondere schloss es eine Vereinbarung mit DONG Energy über die Entwicklung von Offshore-Windkraft Projekten im Umfang von bis zu 4,2 GW in der Irischen See²³⁹. RWE plant das Projekt Triton Knoll, dessen Kapazität bis zu 1.200 MW umfassen soll²⁴⁰. Vor der Küste Schottlands plant SSE Renewables das Projekt Islay mit 690 MW, gemeinsam mit SeaEnergy das Projekt Beatrice mit 1.000 MW und zusammen mit RWE npower 504 MW Kapazität an der Galloper Wind Farm. Repsol und EDP Renováveis entwickeln den Projektstandort Inch Cape mit 905 MW und den Standort Moray Firth, der eine Kapazität von 1.300 MW erlaubt. Scottish Power Renewables beabsichtigt, das Projekt Argyll Array mit 1.800 MW zu errichten. Im Bereich des Firth of Forth projiziert die Seagreen Wind Energy Ltd., eine Initiative von SSE Renewables und Fluor, eine Offshore-Windkraftkapazität von 3.465 MW. Ebenfalls als Konsortium (Forewind) planen SSE Renewables, RWE npower Renewables, Statoil und Statkraft 9.000 bis 12.800 MW an Windkraftkapazität am Standort Dogger Bank. Dabei handelt es sich um das größte bisher in Planung befindliche Offshore-Windkraft-Projekt. Das Crown Estate vergab weitere Standortlizenzen für Offshore-Windkraft im Umfang von 4.000 MW am Standort Hornsea an eine gemeinsame Initiative von Mainstream Renewable Power, Siemens Project Ventures und DONG Energy, von 665 MW am Standort Rampion an E.ON Climate and Renewables sowie von 900 bis

²³² DONG Energy (a)

²³³ <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/grossbritannien-eroeffnet-den-groessten-offshore-windpark-der-welt-a-909463.html>

²³⁴ RWE (a)

²³⁵ AMEC

²³⁶ Vattenfall

²³⁷ Vattenfall

²³⁸ NAREC (a)

²³⁹ Centrica, 2013

²⁴⁰ RWE, 2013

1.200 MW am Standort Navitas Bay an Eneco New Energy und EDF. RWE npower Renewables erhielt die Standortlizenz für das Projekt Bristol Channel mit 1.500 MW. Der Standort Celtic Array mit 4.185 MW wurde an Centrica und DONG Energy vergeben. Ein von Scottish Power Renewables und Vattenfall gebildetes Konsortium (East Anglia Offshore Wind Ltd.) plant die Entwicklung des Standortes East Anglia mit 7.200 MW möglicher Kapazität. In Nordirland wurde erstmals 2012 ein Offshore-Windkraftstandort vergeben. Es handelt sich dabei um das First Flight Wind Projekt, das von einem von B9 Energy, DONG Energy und RES gebildeten Konsortium initiiert wurde²⁴¹. Die Mitsubishi Power Systems Europe Ltd. plant ebenfalls den Einstieg in Schottland im Bereich Forschung und Entwicklung für den Offshore-Windkraftsektor im Rahmen des vom DECC und BIS initiierten Efficient Offshore Wind Programme, in dessen Rahmen auch eine Zusammenarbeit mit SSE, Technip Offshore Wind und der Wood Group Renewables erfolgt²⁴². Der koreanische Hersteller Samsung Heavy Industries trat über ein geplantes Projekt in Schottland ebenfalls in den britischen Offshore-Markt ein²⁴³.

Bisher (Stand Mai 2013) wurden in Großbritannien etwa 413 Onshore-Windkraftprojekte installiert. Diese haben eine Gesamtkapazität von 6.215 MW²⁴⁴. Scottish Power Renewables ist einer der bedeutendsten Onshore-Windkraft-Projektierer in Schottland. Das Energieunternehmen nahm 2011 das Projekt Arecleoch mit 120 MW und an einem weiteren Standort 56 MW nahe Barrhill sowie 2012 das 26 MW-Projekt Lynemouth, ebenfalls in Schottland in Betrieb. Außerdem realisierte Scottish Power Renewables 2009 322 MW am Standort Whitelee, Eaglesham und erweiterte den Standort Whitelee 2012 um 108 MW und 2013 nochmals um 109,02 MW. RWE npower Renewables vergrößerte 2012 ein bestehendes Projekt (Novar) am Standort Bedeallt & Meal um 36,8 MW.

SSE Renewables nahm 2006 das Projekt Hadyard Hill, Barr mit 130 MW, 2010 das Projekt Toddleburn mit 27,6 MW, 2011 das Projekt Clyde South am Standort Crawford mit 128,8 MW und das Projekt Slieve Kirk in Nordirland mit 27,6 MW sowie im Herbst 2012 die Clyde Windfarm (North and Central) mit 220,8 MW in Betrieb. Gleichfalls 2012 realisierte SSE Renewables am Standort Brora das Projekt Gordonbrush mit 70 MW und am Standort East of Glen Cochill das Projekt Griffin mit 156,4 MW. Ein Windpark von Devon Windpower mit 66 MW ging 2012 am Standort Illfracombe ans Netz. In Schottland wurden 2012 die von RES betriebenen Onshore-Windkraftprojekte Hill of Towie mit 48,3 MW, Wadlow Windfarm mit 26 MW und Kelburn mit 28 MW in Betrieb genommen. Pennant Walters realisierte 2011 das Projekt Maesgwyn in Wales mit 26 MW. E.ON UK Renewables realisierte 2012 den Windpark Tween Bridge Moor mit 44 MW am Standort Thorne.

Derzeit befinden sich mehrere große sowie zahlreiche kleine Onshore-Windkraftanlagen im Bau. Dazu gehören die Baillie Windfarm mit 52,5 MW, an der Statkraft beteiligt ist, die von Scottish Power Renewables betriebene Erweiterung des Standorts Beinn an Tuirc mit 43,7 MW und das von Force 9 Energy Ltd. in Partnerschaft mit Statkraft betriebene Projekt Berryburn mit 66,7 MW²⁴⁵. E.ON UK Renewables errichtet das Projekt Camster in Schottland mit einer geplanten Kapazität von 50 MW. Zwei der größten derzeit im Bau befindlichen Onshore-Windkraftprojekte sind der durch EDF projektierte Windpark Fallago Rig am Standort Lammermuir Hills mit 144 MW und das Projekt Harestanes / Forest of Ae bei Moffat mit 213 MW, das von Scottish Power Renewables gebaut wird. Ferner baut die Eneco Wind UK Ltd. das Projekt Lochluichart in Schottland mit 51 MW. Fred Olsen Renewables hat ein Projekt mit 41,4 MW Kapazität im Bau. International Power (GDF Suez) plant ab 2013 den Baubeginn der Beinn Mhor Windfarm mit 140 MW auf der Isle of Lewis in Schottland²⁴⁶.

²⁴¹ First Flight Wind

²⁴² Mitsubishi Power Systems Europe, 2012

²⁴³ The Scottish Government, 2012

²⁴⁴ Renewable UK, 2013e

²⁴⁵ Force 9 Energy, 2012

²⁴⁶ International Power, 2012

Weiterhin wurde eine große Anzahl an Onshore-Projekten bereits genehmigt und weitere befinden sich im Planungsprozess. Zu den bedeutendsten Projekten, für die bereits eine Genehmigung vorliegt, zählen ein von Infinergy geplantes Projekt mit 177 MW am Standort Dorenell, das von Scottish Power Renewables geplante Projekt Kilgallioch mit 288 MW sowie das in der Hand von Vattenfall (ursprünglich Nuon Renewables) liegende Projekt Pen Y Cymoedd mit 256 MW in Wales²⁴⁷. Lewis Windpower, ein Jointventure zwischen AMEC und EDF Energy, plant die Stornoway Windfarm, die 129,6 MW Kapazität aufweisen soll²⁴⁸. Viking Energy plant unter maßgeblicher Beteiligung von SSE Renewables auf den Shetlandinseln das Viking Wind Project mit 370,8 MW²⁴⁹.

²⁴⁷ Vattenfall (b)

²⁴⁸ Stornoway Wind Farm, 2010

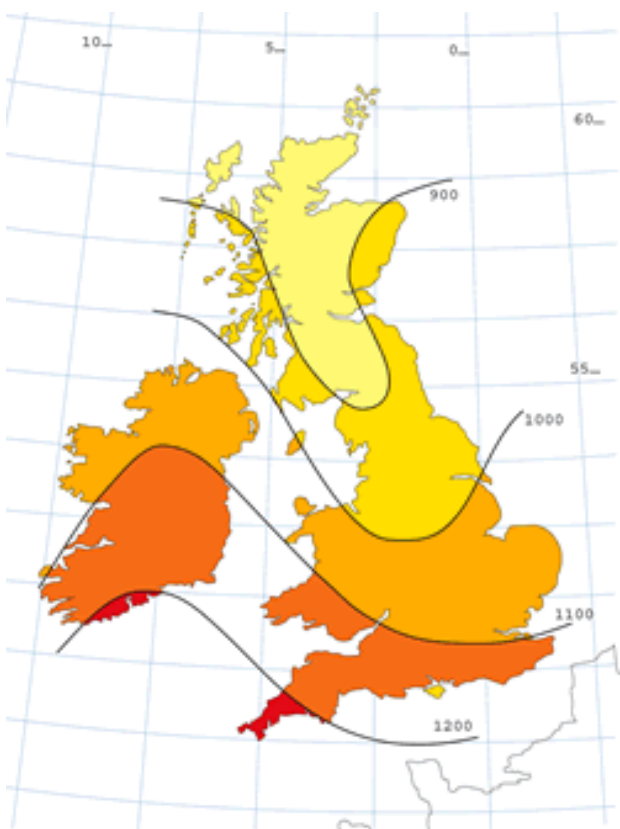
²⁴⁹ Viking Energy

4.2 Solarenergie

4.2.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial

Die Abb. 8 zeigt die durchschnittliche jährliche solare Einstrahlung. Im Südwesten Großbritanniens ist das natürliche Potenzial für die Nutzung der Solarenergie am höchsten. Die Solar Trade Association gibt für die jährliche durchschnittliche solare Einstrahlung eine Spannweite von mehr als 1.200 kWh / m² im Südwesten Großbritanniens bis auf unter 900 kWh / m² in Mittel- und Nordschottland an²⁵⁰. Schätzungen zufolge wären bis 2020 sieben bis zu 20 GW an installierter PV-Kapazität möglich²⁵¹. In Großbritannien betrug die installierte PV-Kapazität im Juni 2012 1,4 GW²⁵² und bewegt sich damit in großen Schritten auf das im NREAP gesetzte Ausbauziel von 2,68 GW²⁵³ in 2020 zu.

Abb. 8: Solarkarte Großbritannien, durchschnittliche jährliche Einstrahlung in kWh / m²²⁵⁴



Bisher wurden überwiegend kleine PV-Anlagen bis 50 kW installiert²⁵⁵, die durch das FIT finanzielle Unterstützung erhalten können. Aktuell werden jedoch auch vermehrt Großanlagen errichtet, die über die RO gefördert werden. Britische Landwirte nutzen die PV zunehmend als zusätzliche Einkommensalternative²⁵⁶. Dies bietet zusätzliche Möglichkeiten für größere freistehende PV-Installationen.

²⁵⁰ Solar Trade Association, 2013

²⁵¹ DECC, 2012c, aber andere Quelle

²⁵² DECC, 2012c

²⁵³ European Commission Energy, 2009

²⁵⁴ Solar Trade Association, 2013

²⁵⁵ DECC, 2012c

²⁵⁶ TGC Renewables, 2013a

Im NREAP wurde bis 2020 für die solare Stromerzeugung ein Ziel von 2.240 GWh gesetzt, für die solare Wärmeerzeugung / Kühlung von 34 ktoe²⁵⁷. Letzteres wurde bereits 2010 erreicht. In der UK Renewable Energy Roadmap²⁵⁸ wurde der solaren Stromerzeugung keine eigene Zielkategorie eingeräumt. Die Solarenergie (PV und Solarthermie) sollte lediglich einen Beitrag zu den bis 2020 für „Sonstige Energieformen“ veranschlagten 14 TWh leisten²⁵⁹. In der 2012 erfolgten Aktualisierung der Roadmap wird dagegen ein alleiniger Beitrag der PV zum nationalen Strommix zwischen sechs und 18 TWh für möglich gehalten²⁶⁰. Die starke Abnahme der Installationskosten in 2011 / 12²⁶¹ sowie die Realisierung weiterer Kostensenkungen bietet Raum für die Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials der PV in Großbritannien. Kritische Punkte bei der weiteren Entwicklung der PV-Nutzung sind die weitere Kostenentwicklung und erforderliche Aufwendungen für die Stromnetzanpassung und Schaffung von Speicherkapazitäten²⁶². Die Vorstellungen der Regierung zur weiteren Entwicklung des Solarenergiesektors (PV) bis 2020 sollen im Laufe des Jahres 2013 in der Solar Strategy konkretisiert werden²⁶³. Aktuell bestehen Fördermöglichkeiten für die PV über das FIT und die RO (vgl. Kap. 4.2.2). Die Tab. 16 in Kap. 3.3 enthält die Vergütungssätze für verschiedene Kategorien der PV im Zeitraum 2013 / 14. Ein kritischer Punkt im Fördersystem des FIT waren die mehrfachen Senkungen der Vergütungssätze in Anpassung an die Kostendegression auf dem Markt, die zu Verunsicherungen der Investoren in der längerfristigen Planung ihrer Projekte führte. Um diese Situation zu entschärfen und langfristige Planungen zu erleichtern wurde Ende 2012 ein Verfahren zur Pre-Akkreditierung von PV-Projekten größer als 50 kW im Rahmen des FIT eingeführt. Die Vergütungshöhen der RO sowie die durch das System der Pre-Akkreditierung für das FIT vergrößerte Investitionssicherheit bieten in Verbindung mit den stark gesunkenen Anlagenpreisen Investoren interessante Rentabilitätsspannen, die sich bereits in einem höheren Installationsumfang niederschlagen. Im Dezember 2012 entschied die Regierung im Ergebnis der Überarbeitung der RO, dass zukünftig innerhalb des RO-Vergütungssystems für PV zwischen Aufdachanlagen und Freiflächenanlagen über 50 kW differenziert werden soll²⁶⁴.

Die Solarthermie spielt in der erneuerbaren Wärmeerzeugung in Großbritannien gegenüber der Wärmeerzeugung aus der Holzverbrennung und der Geothermie nur eine untergeordnete Rolle. Trotzdem ist eine stetige Zunahme zu verzeichnen. In 2011 lag der Anteil der Solarthermie an der erneuerbaren Wärmeerzeugung bei neun Prozent²⁶⁵. Die Einführung des RHI und des Green Deal geben der Entwicklung des Sektors Schwung. Weitere Potenziale dürfen erwartet werden, wenn das RHI wie geplant auf den häuslichen Sektor erweitert wird. Es ist zudem von besonderem Vorteil, dass PV- und solarthermische Anlagen baurechtlich vielfach als erlaubte Entwicklung gelten und von aufwendigen Planungsverfahren ausgenommen sind. Erleichterungen bestehen durch Module in neuem Design, die zum Teil auch auf Denkmalschutzobjekten realisiert werden können.

4.2.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten

Es gibt zwei Hauptförderinstrumente für die PV. Dies sind der FIT für Anlagen unter 50 kW in England, Schottland und Wales und die RO für größere Anlagen. In Nordirland gibt es keinen FIT, aber Anlagen bis 50 kW werden über die nordirischen RO gefördert. Die Einspeisetarife für Anlagen unter 50 kW, die über den FIT gefördert werden, sind für den Zeitraum bis einschließlich Juni 2013 der Tab. 16 in Kap. 3.3 zu entnehmen. Ab 2014 wird ein Anpassungsfaktor eingeführt, über den die Vergütungshöhe automatisch an die Projektnachfrage angepasst wird. Die jeweils geltenden Einspeisetarife

²⁵⁷ European Commission Energy, 2009

²⁵⁸ DECC, 2011a

²⁵⁹ DECC, 2011a

²⁶⁰ DECC, 2012c

²⁶¹ DECC, 2012c

²⁶² DECC, 2012c

²⁶³ DECC, 2012c

²⁶⁴ DECC, 2012c

²⁶⁵ DECC, 2012k

sind auf der Internetseite des Ofgem²⁶⁶ abrufbar. Die in England, Wales und Schottland geltenden RO-Vergütungssätze für PV-Strom wurden zum 1. April 2013 neu festgelegt. Für die PV wurden separate RO-Kategorien für Aufdachanlagen und Freiflächenanlagen eingeführt. Für 2013 / 14 installierte Aufdach-PV-Anlagen werden 1,7 und für Freiflächen-PV 1,6 ROCs gewährt²⁶⁷. Die Vergütungshöhe für andere Aufnahmejahre kann der Tab. 17 entnommen werden. Im nordirischen RO-System werden für 2013 / 14 aufgenommene PV-Anlagen bis 5 MW je nach Größenklasse zwei oder vier ROCs gewährt²⁶⁸. Die Vergütungssätze für Anlagen über 5 MW standen noch nicht fest. Die Tab. 18 gibt einen Überblick über die Vergütungshöhen für die PV im nordirischen RO-System nach Aufnahmejahr und Kategorie. In Nordirland werden PV-Anlagen bis 50 kW über das nordirische RO-System gefördert, da es in Nordirland kein FIT gibt.

Noch bis voraussichtlich 2014 sollen jährlich etwa £ 10 Mio. über die Research Councils in die Solarforschung fließen. Der wichtigste Fördermittelgeber diesbezüglich ist der Engineering and Physical Sciences Research Council, der unter anderem den SUPERSOLAR Solar Energy Hub (eine unter Beteiligung mehrerer Universitäten gebildete Solarforschungsgemeinschaft) finanziell unterstützt sowie weitere Forschungsmittel für die Effizienzverbesserung von Solarsystemen über den SUPERGEN Solar Energy Challenge vergibt. Ausschreibungen des Engineering and Physical Sciences Research Council sind unter Engineering and Physical Sciences Research Council abrufbar. In 2013 sollen durch den Engineering and Physical Sciences Research Council Mittel in Höhe von £5 Mio für Projekte zur Kostenoptimierung von PV-Systemen ausgeschrieben werden²⁶⁹. Einen Überblick über die Fördermöglichkeiten der Research Councils im Energiebereich gibt die gemeinsame Internetseite der britischen Research Councils unter <http://www.rcuk.ac.uk/research/xrcprogrammes/energy/Pages/EnergyFundEnergy.aspx>.

Die Installation solarthermischer Anlagen in Haushalten wird in England, Wales und Schottland über das Renewable Premium Payment Scheme mit Einmalzahlungen in Höhe von £ 300 gefördert, in Nordirland beträgt die Förderhöhe £ 320²⁷⁰. Die Anlagen und Installationsunternehmen müssen über das MCS oder ein anderes anerkanntes Zertifizierungssystem registriert sein. Ansprechpartner für die Förderung ist der Energy Saving Trust. Für den nicht-häuslichen Sektor gibt es weiterhin eine Fördermöglichkeit für die solarthermische Wärmeerzeugung über das RHI. In England, Schottland und Wales erfolgt die Förderung über das RHI über sieben Jahre. In Nordirland wird die solarthermische Energieerzeugung bis zu einer installierten Kapazität von 200 kWth über das RHI während einer Laufzeit von 20 Jahren mit 8,5 p / kWh gefördert²⁷¹, in den übrigen Landesteilen mit 8,9 p / kWh²⁷². Sowohl die PV als auch die solarthermische Wärmeerzeugung wurden in das Green Deal Programm einbezogen. Dieses ermöglicht Haushalten die Verbesserung ihrer Energieeffizienz bzw. die Installation erneuerbarer Energiesysteme im Rahmen eines langfristigen Finanzierungsmodells bei dem die Installationskosten zunächst weitgehend vom zuständigen Energieversorger übernommen werden und die Haushalte die Anlage über einen längeren Zeitraum über die erzielten Energieeinsparungen refinanzieren.

Seit 2012 gibt es die National Energy Card, ein Treuepunktsystem für Verbraucher und Unternehmen, das Finanzierungsmöglichkeiten für die Anschaffung von PV-Anlagen zugänglich macht und dem Karteninhaber Rabatte, Garantieverlängerungen und Versicherungsprodukte auf Produkte der beteiligten Partnerunternehmen gewährt. Nähere Informationen zu diesem System sind unter <http://www.nationalenergycard.com> erhältlich.

²⁶⁶ Ofgem, 2013b

²⁶⁷ Legislation.gov.uk, 2013b

²⁶⁸ DETINI (a)

²⁶⁹ DECC, 2012c

²⁷⁰ nidirect (a)

²⁷¹ indirect (b)

²⁷² GOV.UK (a)

4.2.3 Projektinformationen

Auf dem Gebäude des Wetterdienstes, dem Met Office, in Exeter wurde eine PV-Aufdachanlage mit einer Kapazität von 250 kW installiert. Das PV-Installationsunternehmen PVSystems realisierte eine 85kWp große CIS-PV-Anlage in Form einer gewölbten Fläche am St. Asaph Optic Technicum Project in Wales²⁷³. In Cornwall erfolgte 2011 durch Solarcentury und Lightsource Renewable Energy die Umnutzung einer stillgelegten Mine als PV-Standort mit einer Kapazität von 1,4 MW und 2012 die Inbetriebnahme einer PV-Anlage mit 5 MW zur Versorgung einer Abfallbehandlungsanlage²⁷⁴. TGC Renewables realisierte eine PV-Anlage mit 1,7 MW auf der Trevemper Farm in Cornwall²⁷⁵. Das Unternehmen baut die bisher größte PV-Anlage Großbritanniens mit 6,2 MW und realisiert damit das erste PV-Projekt unter den RO²⁷⁶. Das Unternehmen plant weitere große PV-Anlagen, darunter eine 13 MW-Anlage in Cambridgeshire²⁷⁷. Außerdem plant TGC Renewables eine PV-Anlage mit 8 MW Kapazität in South Devon²⁷⁸. Aktuell wird von Lark Energy das bislang größte PV-Projekt Großbritanniens mit geplanten 32 MW auf einem ehemaligen Militärgelände in Leicestershire geplant²⁷⁹.

Carrillion Energy Services (ehemals Eaga) realisierte 2011 ein Energieeffizienz- und Erneuerbare-Energien-Projekt im Sozialwohnbereich mit der energetischen Verbesserung von 500 Wohneinheiten in Verbindung mit dem Welwyn & Hatfield Community Housing Trust²⁸⁰.

Ein Verbund aus Solarforschungseinrichtungen an mehreren Universitäten, der wie bereits erwähnt den Namen SUPER-SOLAR Solar Energy Hub trägt, befasst sich mit der Entwicklung neuer Materialien und Systemverbesserungen in der PV²⁸¹. Am Cavendish Laboratory der Universität Cambridge wird an neuartigen Hybrid-Solarzellen geforscht, die zu einer um 25% höheren maximalen Effizienz von PV-Panels führen könnten²⁸².

4.3 Bioenergie

4.3.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial

In der 2011 veröffentlichten Renewable Energy Roadmap²⁸³ wurden die Ziele für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse bis 2020 definiert. Demnach sollen bis 2020 33 bis 58 TWh Strom aus Bioenergie bereitgestellt und 36 bis 50 TWh an Wärme aus Bioenergie erzeugt werden²⁸⁴. Hinzu kommt ein Anteil der Bioenergie an der in der Renewable Energy Roadmap mit insgesamt 14 TWh angesetzten häuslichen Wärmeerzeugung und den mit bis zu 48 TWh an erneuerbarer Transportenergie²⁸⁵. Die Bioenergie trägt in wesentlichem Umfang (knapp 40%)²⁸⁶ zur erneuerbaren Stromerzeugung in Großbritannien bei, wobei die Stromerzeugung aus Müll den größten Anteil hat. Die wichtigsten Energieträger für die Biostromerzeugung sind Deponiegas, Klärgas, sonstige Abfälle, Holz, Biotreibstoffe sowie tierische und pflanzliche Abfälle. Potenziale werden insbesondere in der Umstellung bzw. Ko-Befeuerung der Kohlestromerzeugung durch Bioenergieträger gesehen, da dies eine wirksame und preisgünstige Möglichkeit zur Verringerung der Kohlendioxid-Emissionen

²⁷³ PVSystems

²⁷⁴ Solarcentury, 2011

²⁷⁵ TGC Renewables

²⁷⁶ TGC Renewables, 2012b

²⁷⁷ TGC Renewables, 2013b

²⁷⁸ TGC Renewables, 2012c

²⁷⁹ Lark Energy, 2013

²⁸⁰ Carrillion Energy Services

²⁸¹ DECC, 2012c

²⁸² University of Cambridge, 2012

²⁸³ DECC, 2011a

²⁸⁴ DECC, 2011a

²⁸⁵ DECC, 2011a

²⁸⁶ DECC, 2012c

darstellt²⁸⁷. Demgegenüber wurden im 2009 erarbeiteten NREAP rund 117 TWh an erzeugter Elektrizität bei insgesamt rund 38,1 GW an installierter Kapazität als Ausbauziel bis 2020 angegeben²⁸⁸. Mitte 2012 waren 3,4 GW an Stromerzeugungskapazität aus Bioenergie in Betrieb²⁸⁹. Bis 2020 sollen etwa 6 GW installiert sein²⁹⁰. Die Bioenergie hatte 2011 einen Anteil von 4,2% an der Gesamtstromerzeugung und von 37,7% an der erneuerbaren Stromerzeugung. Bis 2020 könnten 11% und bis 2050 etwa 12% des britischen Gesamtenergiebedarfs aus Bioenergie gedeckt werden²⁹¹. Aktuell sind dies etwa 3%²⁹², dabei fließt der Hauptanteil von 65% in die Stromerzeugung²⁹³. Ohne die Erhöhung des Anteils von Bioenergie an der Gesamtenergieerzeugung auf mindestens 10% bis 2050 ist die Einhaltung der gesetzlich fixierten Vorgaben zur Kohlendioxideinsparung kaum zu erreichen²⁹⁴. In 2012 wurde ein Strategie-Papier (Bioenergy Strategy²⁹⁵) für die weitere Entwicklung des Bioenergie-Sektors veröffentlicht. Darin ist vorgesehen, dass der Ausbau des Sektors grundsätzlich weiter verfolgt werden soll, beim Einsatz von Bioenergieträgern aber die tatsächlich erzielbaren Kohlendioxid-Einsparungen sowie Konkurrenzsituationen zur nicht-energetischen Verwendungszwecken und der Nahrungsmittelproduktion stärker berücksichtigt werden müssen²⁹⁶. Der Studie zufolge könnten bis 2020 acht bis elf Prozent des britischen Primärenergiebedarfs aus nachhaltig erzeugter Biomasse gedeckt werden, bis 2050 zwischen 8 und 21%. Die breiten Spannen ergeben sich aus der Unsicherheit in der Verfügbarkeit nachhaltig erzeugter Biomasse in ausreichender Menge. Vor allem im Bereich der Biomasseverfügbarkeit spielt der Import der Rohstoffe die wichtigste Rolle. Großbritannien ist der drittgrößte Holzimporteur weltweit (Stand 2010)²⁹⁷. Das einheimisch vorhandene Potenzial an verfügbarer Biomasse wird in der Bioenergy Strategy auf mehr als 75 TWh, bis 2020 auf etwa 90 TWh und bis 2030 auf 110 TWh geschätzt²⁹⁸. Die Schätzungen für das Potenzial der einzelnen Bioenergieträger weisen eine sehr große Schwankung auf, sodass eine zuverlässige Quantifizierung kaum möglich erscheint. Die Verwertung von Abfällen und Energiepflanzen weisen grundsätzlich die höchsten Potenziale auf, wobei bei Abfällen bis 2030 mit einem Sinken und bei Energiepflanzen mit einem Anstieg der Verfügbarkeit gerechnet wird²⁹⁹.

Angaben zur Wärmeerzeugung werden in Großbritannien erst seit kurzem erfasst. Aus einer vom DECC durchgeführten Reallokation vorhandener Daten zur gehandelten Wärme ergab sich für 2011 ein Betrag der Wärmeerzeugung aus festen Abfällen und Biomasse von 84 TWh³⁰⁰. An der erneuerbaren Wärmeerzeugung in 2011 hatte die Bioenergie einen Anteil von rund 88 Prozent, wobei auf Holz etwa 58 Prozent, auf pflanzliche Biomasse rund 20 Prozent, auf Klärgas rund fünf Prozent und auf Deponiegas rund ein Prozent entfallen³⁰¹. Aus der Verbrennung biologisch abbaubarer städtischer Abfälle resultierten knappe drei Prozent³⁰². Den bedeutendsten Anteil an der erneuerbaren Wärmeerzeugung hat die Verwendung von Holz in Haushalten mit rund 35 Prozent³⁰³.

Großbritannien besitzt etwa 3,1 Mio. ha Waldfläche, jeweils etwa zur Hälfte Laub- und Nadelwald³⁰⁴. Da Holz als Energierohstoff in Großbritannien eine vergleichsweise knappe Ressource darstellt, wird angestrebt, diese einer besonders effizienten Nutzung zuzuführen. Daraus ist eine Präferenz für die Nutzung zur Wärmegewinnung gegenüber einer reinen

²⁸⁷ DECC, 2012c

²⁸⁸ European Commission Energy, 2009

²⁸⁹ DECC, 2012c

²⁹⁰ DECC, 2012c

²⁹¹ DECC, 2012c

²⁹² Dft, DECC, Defra, 2012

²⁹³ Dft, DECC, Defra, 2012

²⁹⁴ DECC, 2012c

²⁹⁵ Dft, DECC, Defra, 2012

²⁹⁶ DECC, 2012c

²⁹⁷ Forestry Commission, 2012

²⁹⁸ Dft, DECC, Defra, 2012

²⁹⁹ Dft, DECC, Defra, 2012

³⁰⁰ DECC, 2012j

³⁰¹ DECC, 2012k

³⁰² DECC, 2012k

³⁰³ DECC, 2012k

³⁰⁴ Forestry Commission, 2012

Verstromung abzuleiten³⁰⁵. Um dem steigenden Bedarf an Holz nachzukommen, soll die forstwirtschaftliche Fläche in England ausgeweitet werden. Pläne dafür wurden im Woodfuel Implementation Plan der Forestry Commission erarbeitet. Derzeit könnten aus einem Sechstel der schottischen Holzernte 250 bis 600 MW an thermischer Energieerzeugungskapazität gespeist werden³⁰⁶. Zertifizierungsprogramme sollen eine nachhaltige Holzwirtschaft unterstützen. Vielfach werden in Großbritannien auch Holz- oder Strohpellets als Brennstoff verwendet, da diese preislich wesentlich günstiger sind als Heizöl. Es gibt zahlreiche Hersteller von Pellet- und Hackschnitzelöfen. Importierte Holzpellets werden zum Teil auch zur Stromerzeugung in Biomassekraftwerken eingesetzt. Verschärfte Nachhaltigkeitskriterien für feste Biobrennstoffe sollen bis Oktober 2013 eingeführt werden³⁰⁷. Die Verwertung von Biomasse in Kohlekraftwerken ist ebenfalls ein Thema, weil dies durch vollständige Umstellung von Kraftwerken oder in Form der Kogeneration häufig eine kostengünstigere Variante zur Kohlendioxideinsparung ist als der Neubau von Biomassekraftwerken. Weiterhin soll der Anbau von Energiepflanzen, beispielsweise Miscanthus, Kurzumtriebsgehölze, Kanariengras (*Phalaris canariensis*) und Rutenhirse (*Panicum virgatum*) gesteigert werden. Die ohne Einschränkung der Nahrungsmittelproduktion für den Anbau von Kurzumtriebsgehölzen und Miscanthus verfügbare Fläche wird für England und Wales mit 0,93 bis 3,63 Mha angegeben³⁰⁸. Intensive Forschungsbemühungen zielen auf die Entwicklung geeigneter Miscanthus-Genotypen für den Energiepflanzenanbau ab³⁰⁹. Die aktuell für den Energiepflanzenanbau genutzte Fläche beträgt 0,01 Mio. ha³¹⁰. Zudem gibt es aktuell Bemühungen vorhandene Biomasseressourcen aus Feuchtgebieten für die energetische Verwertung nutzbar zu machen. Vor diesem Hintergrund wurde 2012 ein Wettbewerb (Wetland Biomass to Bioenergy Competition)³¹¹ ausgeschrieben. Hemmnisse für den Energiepflanzenanbau sind in beschränkten Anbau- und Technologiekapazitäten, mangelnder Akzeptanz und noch nicht ausreichender Wirtschaftlichkeit zu suchen³¹². Karten zu bestehenden Standorten des Energiepflanzenanbaus sowie regionaler Potenziale und Beschränkungen stellt das Defra auf seiner Internetseite unter <http://archive.defra.gov.uk/foodfarm/growing/crops/industrial/energy/opportunities/index.htm> zur Verfügung. Die energetische Nutzung von Biomasse und Biogas ist in hohem Maße von der lokalen Verfügbarkeit der Rohstoffe abhängig.

Den größten Anteil an der erneuerbaren Stromerzeugung nimmt die Deponiegaserzeugung ein. Dieser Sektor soll weiter entwickelt werden, da ein höherer Verwertungsgrad der anfallenden Abfälle angestrebt wird. So verfolgt die schottische Regierung eine anspruchsvolle Strategie zur Abfallvermeidung (Zero Waste Plan), der bis 2025 vorsieht, 70% des anfallenden Mülls zu recyceln und nur 5% auf Deponien abzulagern³¹³. In diesem Rahmen ist die separate Sammlung von Nahrungsmittelabfällen angedacht³¹⁴. Dies könnte Potenziale für den Einsatz von Biogasanlagen für diese Abfallart eröffnen. Für die Biogasproduktion werden landwirtschaftliche Rückstände und Abfälle sowie Mais und Grassilage eingesetzt. Die Biogas-Industrie ist dabei angehalten, auf freiwilliger Basis die Konkurrenz zwischen energetischer Verwertung und Nahrungsmittelproduktion aus landwirtschaftlichen Gütern zu vermeiden³¹⁵. Bis zum Sommer 2013 sollen eine Strategie und ein Aktionsplan speziell für den Biogassektor entwickelt werden³¹⁶. Außer Anlagen zur Deponiegasproduktion sind in Großbritannien Klärgasanlagen in Verbindung mit der Abwasseraufbereitung verbreitet. Weiterhin gibt es etwa 100 industrielle Biogasanlagen³¹⁷. An für die Biogaserzeugung geeigneten Materialien fallen jährlich 90 bis 100 Mio. t an landwirtschaftlichen Nebenprodukten (vor allem Gülle und Dung), 16 bis 18 Mio. T an Speiseresten und 1,7 Mio. T Klär-

³⁰⁵ The Scottish Government, 2011

³⁰⁶ The Scottish Government, 2011

³⁰⁷ DECC, 2012c

³⁰⁸ Dft, DECC, Defra, 2012

³⁰⁹ Aberystwyth University, 2013

³¹⁰ Dft, DECC, Defra, 2012

³¹¹ BIS, DECC

³¹² Dft, DECC, Defra, 2012

³¹³ The Scottish Government, 2010

³¹⁴ DECC, 2012c

³¹⁵ DECC, 2012c

³¹⁶ DECC, 2012c

³¹⁷ Anaerobic Digestion

schlamm (trocken) an³¹⁸. Die Anaerobic Digestion and Biogas Association vertritt die Interessen der Biogasbranche. Großbritannien hat sich zur Umsetzung der EU-Abfallrichtlinie verpflichtet.

Die Forschungsaktivitäten im Bioenergiebereich fokussieren auf die Entwicklung von Technologien zur Nutzung von Bioenergeträgern zweiter Generation. Mehrere Universitäten haben die Arbeit ihrer Bioenergy-Forschungsgruppen im Sustainable Bioenergy Centre (BSBEC) gebündelt. Dem BSBEC stehen in einem Fünfjahreszeitraum £ 24 Mio. staatlicher Mittel und finanzieller Unterstützung aus der Industrie zur Verfügung³¹⁹. Die Regierung unterstützt die Bioenergieforschung über die Research Councils in bedeutendem Maße. Zu den Forschungsthemen gehören neben der Energiepflanzenforschung, die Technologieentwicklung zur Herstellung von alternativen Biotreibstoffen wie Biobutanol und zur Herstellung von Bioethanol aus lignozellulosereichen Materialien oder Algen, aber auch die Biostromerzeugung durch den Einsatz von Bakterien. Aktuell findet ein intensiver Ausbau der Forschungskapazitäten statt. An die technologische Entwicklung des Bioenergie-Sektors werden hohe Erwartungen nicht nur im Hinblick auf seinen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele, sondern auch bezüglich seines Potenzials zum Ausbau der Bioenergie als bedeutendem Wirtschaftsbereich gestellt. Auch die Transformation weiterer, über den Bioenergiesektor hinausgehender Industriebereiche hin zu kohlendioxidarmen Technologien wird dabei im Blick behalten. Dies ist für den Bioenergiesektor insofern von Bedeutung, als zumindest teilweise eine Konkurrenzsituation zwischen den verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten für Biomasse entstehen kann. Positive Effekte können entstehen, wenn im Zuge der Bioenergieerzeugung anfallende Nebenprodukte einer industriellen Verwendung zugeführt werden können³²⁰. Die vorzugsweise gekoppelte Verwertung von Biomasse zur Strom- / Wärmeerzeugung für Heizung und industrielle Prozesse und mit verstärktem Einsatz von Abfallstoffen gehört zu den bis 2030 präferierten Einsatzgebieten für die Bioenergie in Großbritannien³²¹. Ab 2030 soll die Bioenergieproduktion in Verbindung mit der Kohlendioxidspeicherung eine Rolle spielen, sofern nachhaltig erzeugte Bioenergeträger in ausreichender Menge zur Verfügung stehen und die zukünftige Technologie- und Kostenentwicklung diese Energieform ausreichend rentabel macht. Dadurch kann eine negative Kohlendioxid-Bilanz erzeugt werden, die Kohlendioxidemissionen in anderen Bereichen ausgleichen kann. Der Wärmesektor soll vorrangig über andere Energieformen dekarbonisiert werden. Bioenergie soll hierbei nur in Nischen, wie der thermischen Versorgung von industriellen Hochwärmeprozessen eine langfristige Rolle spielen.

Großbritannien verfügt über Produktionskapazitäten zur Herstellung von ca. 570 Mio. Litern Biodiesel und von etwa 475 Mio. Litern Bioethanol³²². Diese Kapazitäten werden nur zum geringen Teil genutzt. Dagegen wird ein bedeutender Teil der benötigten Biotreibstoffmengen importiert. Das Land verpflichtete sich durch Unterzeichnung der EU-Richtlinie 2009/28/EG bis 2020 mindestens 10% der Transportenergie aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen. Falls dies über Biotreibstoffe realisiert werden soll, müssten ab 2020 jährlich 6,5 Milliarden Liter an Biotreibstoffen bereitgestellt werden³²³. Im Hinblick auf diese Zielsetzung wurden 2008 mit der Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO) Beimischungsziele für Biodiesel und Bioethanol eingeführt, die allmählich gesteigert wurden. Die RTFO verpflichtet Treibstofflieferanten mit einer jährlichen Liefermenge ab 450.000 Litern einen bestimmten Anteil an erneuerbaren Treibstoffen bereitzustellen. Bis zu einer Liefermenge von 10 Mio. Litern jährlich sind die ersten 450.000 Liter von der RTFO befreit³²⁴. Für die Menge erneuerbarer Treibstoffe erhalten die Treibstofflieferanten Renewable Transport Fuel Certificates (RTFC's), die sie zur Erfüllung ihrer Verpflichtung einlösen oder handeln können. Es gibt außerdem die Möglichkeit für Treibstofflieferanten, sich bei fehlenden RTFC's durch Zahlung einer Ersatzleistung von ihrer Verpflichtung freizukaufen oder zusätzliche RTFC's zu erwerben. Die durch den Freikauf gewonnenen Gelder werden auf die Biotreibstoffproduzenten

³¹⁸ Anaerobic Digestion

³¹⁹ BBSRC

³²⁰ DECC, 2012c

³²¹ DfT, DECC, Defra, 2012

³²² DECC, 2013q

³²³ Vivargo, 2012a

³²⁴ DfT, 2013a

ten entsprechend ihrer erworbenen RTFC's aufgeteilt. Je nach Treibstoffart erhalten Biotreibstoffproduzenten 1 bis 2 RTFC's je Liter Biotreibstoff bzw. je Kilogramm Biogas³²⁵. Treibstofflieferanten und Biotreibstoffproduzenten oder -händler, müssen sich für die Teilnahme am RTFO-System beim Dft registrieren lassen. Aktuell, d.h. für den Zeitraum 2013 / 14 und darüber hinaus, liegen die Beimischungsziele für Biodiesel und Bioethanol bei rund fünf Prozent (4,9870 Prozent)³²⁶. Die Fuel Quality Directive sieht zudem vor, dass Ölunternehmen bis 2020 ihre Kohlendioxidemissionen um sechs Prozent zu senken³²⁷. Dies schafft Potenziale für den weiteren Ausbau des Biotreibstoffsektors. Ein Schritt, dieses Ziel zu erreichen, war die Erweiterung der RTFO auf mobile Maschinen, die nicht am Straßenverkehr teilnehmen, z. B. Baumaschinen und auf Binnengewässern verkehrende Schiffe. Diese trat im April 2013 in Kraft³²⁸. Längerfristig sind die Ausbaupotenziale jedoch beschränkt, da der Straßentransport langfristig auf den Betrieb mit erneuerbarem Strom umgestellt werden soll. Potenziale für den Einsatz von Biotreibstoffen zweiter Generation werden im Flug- und Schiffsverkehr gesehen, der Einsatz von Biowasserstoff für den Transportsektor wird in Verbindung mit Kohlendioxidspeicherung als Option nach 2030 in Betracht gezogen³²⁹. Es ist derzeit davon auszugehen, dass die Biostromerzeugung ohne Kohlendioxidspeicherung zwischen 2030 und 2050 stark eingeschränkt wird³³⁰. Die technologische Weiterentwicklung und Kostenreduzierung bei alternativen Biotreibstoffen bietet weitere Potenziale, etwa im Bereich der Treibstoffe für den Schwerlast- und Flugverkehr. Langfristig, etwa um 2050 wird mit einem Umschwenken der Bioenergienutzung von der Biotreibstoffproduktion hin zur Biowasserstoffproduktion für den Fahrzeugbereich gerechnet.

4.3.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten

Es gibt verschiedene Fördermöglichkeiten für den Bioenergie-Sektor. Zunächst sind die allgemeinen Vergütungssysteme wie die RO, der FIT und das RHI auch im Bioenergiebereich anwendbar. Die Vergütungshöhen variieren jeweils nach Anlagenart und -größe. Die Vergütung nach den RO und ROS sind der Tab. 17 in Kap. 3.3, nach den nordirischen RO der Tab. 18 im Kap. 3.3 und die Vergütungshöhen nach dem FIT der Tab. 15 im Kap. 3.3 zu entnehmen.

Die Wärmeerzeugung aus Biomasse wird über das RHI im gewerblichen und öffentlichen Bereich gefördert. Die Vergütungshöhe ist dabei nach Betriebsstunden (1. Stufe und 2. Stufe) sowie nach Größenklasse strukturiert. Die Vergütung beträgt für Anlagen unter 200 kWth in der ersten Stufe 8,3 p / kWh und in der 2. Stufe 2,1 p / kWh, für Anlagen von 200 kWth bis 999 kWth 5,1 bzw. 2,1 kWth und für Anlagen ab 1.000 kWth generell 1,0 p / kWh³³¹. Die Verbrennung von Biomethan oder Biogas wird über das RHI mit 7,1 p / kWh vergütet³³². Die Vergütungssätze aus dem nordirischen RHI sind in Tab. 21 aufgeführt. In 2013 wird darüber entschieden, ob das RHI auf Haushalte erweitert werden kann, was aufgrund der Verbreitung von Holzfeuerungen eine beträchtliche Bedeutung für den Vertrieb von Biomasseheizungen hätte. Weiterhin gibt es technologiespezifische Förderprogramme für die Bioenergie und Beimischungsquoten für Biotreibstoffe. Die einzelnen Förderinstrumente sollen im Folgenden näher erläutert werden.

Die Stromerzeugung aus Biomasse ist über die RO förderfähig, jedoch soll für neuerrichtete Anlagen eine Begrenzung der RO-Förderung für 400 MW Kapazität eingeführt werden³³³. Demonstrationsanlagen im Bereich Bioenergie werden über das DECC und den Biotechnology and Biological Sciences Research Council und das Technology Strategy Board im Rahmen des BestF Eranet aus EU-Mitteln im Umfang von £13,3 Mio. gefördert. Die Projekteingabetermine sind in 2013, der

³²⁵ Dft, 2013a

³²⁶ Dft, 2013a

³²⁷ Argent Energy

³²⁸ Dft, 2012c

³²⁹ Dft, DECC, Defra, 2012

³³⁰ Dft, DECC, Defra, 2012

³³¹ Gov.uk (a)

³³² Gov.uk (a)

³³³ DECC, 2012c

Projektbeginn ist für 2014 vorgesehen. Nähere Informationen zu diesem Programm sind unter <http://www.innovateuk.org/deliveringinnovation/internationalprogramme/bestf-eranet.ashx> erhältlich.

Die britischen Research Councils bringen über ihr Energy Programme £ 625 Mio. in die Forschungsaktivitäten im Bereich kohlendioxidarmer Energieerzeugung ein. Innerhalb der Förderprogramme der Research Councils stehen auch Mittel für die Bioenergie-Forschung bereit. Das SUPERGEN-Bioenergy Consortium und das TSEC-BIOSYS Consortium werden durch diese Mittel getragen. Außerdem wird das Rural Economy and Land Use Programme (RELU) durchgeführt, das die Möglichkeiten und Wirkungen einer verstärkten Nutzung von Energiepflanzen erforscht. Folgend auf eine erste Förderphase mit £ 15 Mio. in 2013 planen das Biotechnology and Biological Sciences Research Council (BBSRC) und das Technology Strategy Board 2014 die Freigabe von Mitteln in Höhe von bis zu £ 25 Mio. im Rahmen des Industrial Biotechnology Catalyst Programms für die gemeinsame Forschung von Wissenschaft und Industrie im Bereich Biotechnologie und Bioenergie³³⁴.

Die Finanzierung von Biogasanlagen ist häufig mit Schwierigkeiten behaftet. Aus diesem Grund wurden öffentliche Finanzierungshilfen eingeführt. So wird der Bau von Biogasanlagen bis 2015 durch ein Kreditprogramm, den Anaerobic Digestion Loan Fund, im Gesamtumfang von £ 10 Mio. unterstützt. Nähere Informationen zur Vergabe der Mittel sind unter <http://www.wrap.org.uk/content/ad-loan-fund> erhältlich. Die Anaerobic Digestion and Biogas Association stellt auf ihrer Internetseite unter <http://www.adbiogas.co.uk/wp-content/uploads/2012/09/AD-action-plan-list-of-financial-schemes.pdf> eine Liste mit Finanzierungsmöglichkeiten für den Biogasbereich zur Verfügung. Ein wichtiger Ansprechpartner für Finanzierungen im Bereich der Abfallverwertung ist außerdem die Green Investment Bank (<http://www.greeninvestmentbank.com/>).

Noch in 2013 sollen in England Darlehen für ländliche Kommunen für Planung und Machbarkeitsstudien zur Einführung erneuerbarer Energien, unter anderem für Biomassenutzung, Biotreibstoffe, Anaerobe Vergärung, Blockheizkraftwerke und Wärmenetze über den Rural Community Renewable Energy Fund vergeben werden. Nähere Informationen zu den Kriterien und Kontaktdaten zur Interessensbekundung sind bereits auf der Internetseite der Defra unter <http://www.defra.gov.uk/rural/economy/services-transport/renewable-energy/> zu finden. Teilweise bestehen auch Finanzierungsmöglichkeiten über das Rural Development Programme für England und über das Community Grant Scheme. Ferner greifen im Bioenergiebereich auch erweiterte Abschreibemöglichkeiten über das Enhanced Capital Allowance Scheme sowie Finanzgarantien über das BIS und es besteht weiterhin die Möglichkeit zu Finanzierungen über spezialisierte Unternehmen am Kapitalmarkt. Speziell in Schottland bestehen Unterstützungsmöglichkeiten über Zero Waste Scotland (<http://www.zerowastescotland.org.uk/category/what-we-offer/funding>) und über die regionale Wirtschaftsförderstelle Scottish Enterprise (<http://www.scottish-enterprise.com>).

Für die Kraft-Wärmekopplung gibt es ein Zertifizierungssystem, das CHPQA – Quality Assurance for Combined Heat and Power. Die Teilnahme an diesem Qualitätssicherungssystem eröffnet den Zugang zu Steuererleichterungen (Befreiung von der Klimasteuer – CCL Exemption), verbesserten Abschreibemöglichkeiten (Enhanced Capital Allowances) und zur Ausnahme von weiteren Abgaben (Business Rates) für Kraftwärmekopplung. Für den Abruf der verschiedenen Vergünstigungen sind zusätzlich weitere Zertifikate erforderlich. Informationen dazu geben das DECC (<http://chpqa.decc.gov.uk/chpqa-certificates/>) sowie die Finanzbehörden (<http://www.hmrc.gov.uk/>).

³³⁴ BBSRC, 2013a

4.3.3 Projektinformationen

Zur Beheizung und Kühlung des Olympiageländes wurde 2012 ein kombiniertes Nahwärmesystem mit 46,5 MW Wärmekapazität und 16 MW Kühlkapazität realisiert, das durch ein gasbefeuertes Blockheizkraftwerk in Verbindung mit einer Verbrennungsanlage für Holzhackschnitzel betrieben wird³³⁵. Forth Energy plant den Bau von drei Biomassekraftwerken mit insgesamt 300 MWel und 260 MWth an den Hafenstandorten Dundee, Grangemouth und Rosyth³³⁶.

RWE stellte 2011 sein Kohlekraftwerk in Tilbury auf Befeuerung mit Holzpellets um, die aus Nordamerika importiert werden³³⁷. Nach einem Brand in 2012 ist das Werk heute wieder in Betrieb. E.ON plant eine zumindest teilweise Umstellung seines Kohlekraftwerkes Ironbridge auf Biomasse³³⁸. Ein Kraftwerk zur Biostromerzeugung mit 38 MWel ist in Sleaford im Bau. Die mit Stroh befeuerte Anlage soll 2014 in Betrieb gehen und befindet sich im Besitz der Eco2 Lincs Ltd. Zusätzlich zur Stromerzeugung soll das Kraftwerk Wärme an die Stadt liefern. Die Heliuss Energy plc. plant den Bau zweier Biomassekraftwerke mit je 200 MW an den Hafenstandorten Bristol und Southampton. Das weltgrößte Biomasse-Kogenerationskraftwerk soll durch teilweise Umrüstung der Drax Power Station von Kohle auf Biomasse entstehen. Die PDM Group realisierte 2000 das weltweit erste Biomassekraftwerk, das der energetischen Verwertung von Fleischabfällen und Knochenmehl dient³³⁹. Außerdem engagiert sich das Unternehmen in der energetischen Verwertung von Abfällen aus der Nahrungsmittelindustrie und in der Biotreibstoffproduktion. Das derzeit größte Bioethanolwerk mit 420 Mio. Litern jährlicher Produktionskapazität wurde 2012 von Vivergo am Standort Hull in Betrieb genommen³⁴⁰. Die Anlage verwertet Getreide.

Das Energy Technologies Institute (ETI) initiierte 2011 ein Projekt, das die Möglichkeiten, Hindernisse und Zeitrahmen der Implementierung der Biostromerzeugung in Verbindung mit Kohlendioxidspeicherung untersuchen soll. Beteiligte Partner waren CMCL Innovations, die University of Cambridge, Doosan, Drax, EDF Energy, E4 Tech, das Imperial College London und die Universität Leeds³⁴¹. Weiterhin führte das ETI von 2009 bis 2011 ein Projekt zur Evaluierung von Abfallströmen und deren Nutzungsmöglichkeiten einschließlich erforderlicher technologischer Neuerungen durch, an dem sich Caterpillar, EDF Energy, die Cranfield University, CPI und Shanks West Solutions beteiligten und das in den Bau einer Demonstrationsanlage mündete³⁴².

4.4 Geothermie

4.4.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial

Großbritannien ist unter dem Druck der gesetzten Klimaziele und der schwindenden Ölreserven bestrebt neue Formen der Energieerzeugung aus eigenen Ressourcen zu erschließen. In diesem Zusammenhang wird seit kurzem den natürlichen Potenzialen an geothermischen Ressourcen des Landes ein gesteigerter Stellenwert eingeräumt. Es wird geschätzt, dass die vorhandenen Ressourcen eine Stromerzeugung von 35 TWh über 50 Jahre erlauben würden und damit etwa 2% des britischen Strombedarfs aus geothermischer Energie gedeckt werden könnten³⁴³. Der Temperaturgradient beträgt

³³⁵ Cofely GDF Suez (b)

³³⁶ Forth Energy

³³⁷ RWE (b)

³³⁸ E.ON, 2013

³³⁹ PDM Group, 2013

³⁴⁰ Vivergo, 2012b

³⁴¹ ETI, 2013

³⁴² ETI, 2013

³⁴³ DECC, 2010a

durchschnittlich 26 °C / km und kann lokal mehr als 35° / km erreichen³⁴⁴. Es gibt bisher noch kein tiefengeothermisches Kraftwerk für die Stromerzeugung, jedoch sind mehrere Anlagen geplant (Kap 4.4.3). Für die Wärmeversorgung existiert in Großbritannien ein geothermisches Heizwerk in Southampton, das über ein Wärmenetz Teile der Stadt mit Wärme versorgt. Die natürlichen Ressourcen für die Tiefengeothermie sind in Form von sogenannten Hotspots vor allem in Cornwall, Weardale, dem Lake District, Eastern Yorkshire, Lincolnshire, Cheshire, Worcester, Dorset, Hampshire, Northern Ireland und Schottland vorhanden. Es ist zwischen heißen unterirdischen Wasserreservoirs (hot aquifers) und trockenen heißen Gesteinen (hot rocks) zu unterscheiden. Ein vielversprechendes Vorkommen letzterer befindet sich in Cornwall und soll für die Stromerzeugung genutzt werden. Bei der britischen Geological Society (<http://www.geol Soc.org.uk>) ist ein Katalog der geothermischen Daten für Großbritannien erhältlich (kostenpflichtig). Aquifersysteme können für den Einsatz von Open-Loop-Wärmepumpensystemen genutzt werden. Neben der Ermittlung der Leistungsfähigkeit des Aquifers bezüglich der vorhandenen Wassermenge ist hierfür die Beantragung einer Wasserentnahmegenehmigung erforderlich. Eines der bedeutendsten Aquifersysteme ist der Triassic Sandstone im Gebiet um Daresbury.

In der Gebäudeheizung und -kühlung werden in Großbritannien, vor allem im Neubaubereich zunehmend Erd-, Luft- und in geringerem Maße Wasserwärmepumpen eingesetzt. Die Installationskosten amortisieren sich rasch. Die 2011 vom DECC ausgegebene Renewable Energy Roadmap sieht bis 2020 eine durch Erd- und Luftwärmepumpen erzeugte Energiemenge von 16 bis 22 TWh vor, wobei der Haushaltssektor in dieser Berechnung noch nicht eingeschlossen ist³⁴⁵. Die durch Wärmepumpen und Geothermie in den Haushalten erzeugte Energie geht zusammen mit der Energieerzeugung aus Wasserkraft, Solar und Heizung in Privathaushalten mit erneuerbaren Energieformen in der Roadmap in die Kategorie „Sonstige“ ein, die mit 14 TWh beziffert ist. Ausgehend vom Stand 2011 sollen bis 2020 unterstützt durch das RHI 100.000 Wärmepumpen zusätzlich installiert werden³⁴⁶. Zum Teil, z. B. im Southampton District Energy Scheme, wird die Geothermie in Kombination mit anderen Energieerzeugungsarten in die dezentrale Energieversorgung über Nahwärmenetze einbezogen. Wärmepumpen spielen auch für die Kühlung und Heizung im Gastronomiebereich, die Schwimmbadbeheizung und den Betrieb von Trocknungsanlagen eine Rolle. Die Ende 2011 installierte Kapazität an Erdwärmepumpen und Luft-Wasser-Wärmepumpen wurde auf 428 MW mit einer erzeugten Wärmemenge von 378 GWh geschätzt³⁴⁷. Die Verbreitung der geothermischen Wärmeerzeugung erhielt durch die Einführung der Renewable Heat Incentive und des NI RHI 2011 zunächst für Anlagen im gewerblichen, industriellen und öffentlichen Sektor einen Schub. Im Mai 2013 waren 56 Wärmepumpen (überwiegend Erdwärme) über das RHI registriert³⁴⁸. Im Laufe des Jahres 2013 soll das RHI auch auf den häuslichen Bereich ausgeweitet werden, sodass auch hier mit positiven Impulsen auf den Ausbau der Anlagenzahl gerechnet werden kann. Die Installation von Erd- und Luftwärmepumpen im häuslichen Bereich wird seit April 2012 durch Zuschüsse (vgl. Kap. 4.4.2) unterstützt. Ende 2011 wurden für Luftwärmepumpen in Wohngebäuden baurechtliche Änderungen eingeführt. Diese Anlagen gelten nun als zulässige Installationen (permitted development)³⁴⁹. Nach einer Überprüfung dieser Freistellung zum Jahresende 2013 wird auch die genehmigungsrechtliche Freigabe dieser Anlagen im nicht-häuslichen Sektor in Betracht gezogen.

³⁴⁴ Busby, J., 2010

³⁴⁵ DECC, 2011a

³⁴⁶ DECC, 2011a

³⁴⁷ AEA, 2012

³⁴⁸ Ofgem, 2013h

³⁴⁹ DECC, 2012b

4.4.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten

Fördermöglichkeiten für die Tiefengeothermie bestehen über den Deep Geothermal Challenge Fund. Dieser vergibt in Ausschreibungsrunden projektbezogene Summen für die Erkundung, für Testbohrungen und Installationen an tiefengeothermischen Standorten. In der ersten Ausschreibung wurden £4 Mio. an geothermische Projekte zur Stromerzeugung vergeben und in der zweiten Runde £1,1 Mio. an tiefengeothermische Projekte zur Wärmeherzeugung³⁵⁰. Auch das BIS gewährte Unterstützung für Testbohrungen. Über die Renewables Obligations (RO) und die ROS sowie die NI RO bestehen für 2013 / 14 aufgenommene Anlagen Fördermöglichkeiten für die geothermische Stromerzeugung in Höhe von 2 ROCs je erzeugter MWh³⁵¹.

Mit der Einführung des Renewable Heat Incentive (RHI) Ende 2011 ist erstmals eine Möglichkeit der finanziellen Förderung der erneuerbaren Wärmeherzeugung, zunächst für den gewerblichen Bereich eingeführt worden. Im Laufe des Jahres 2013 soll das RHI auch dem Haushaltssektor zur Verfügung stehen³⁵². Über das RHI bestehen zudem Fördermöglichkeiten für Wärmenetze. Das RHI gewährt über 20 Jahre in vierteljährlichen Zahlungen für kleine Wärmepumpen unter 100 kWth 4,7 p je erzeugter kWh und für Wärmepumpen ab 100 kW 3,4 p / kWh, wobei eine Inflationsanpassung der Tarife erfolgt³⁵³. Das RHI kann nicht mit anderen staatlichen Fördermitteln kombiniert werden. Eine Vorbedingung ist die Zertifizierung von Anlage und Installationsunternehmen nach dem Micro Certification Scheme (MCS). Die Wärme muss über eine Flüssigkeit oder über Dampf abgegeben werden. Derzeit ist eine Förderung für Einzelwohnungen (Einzelwohngebäude) nicht möglich. Das RHI ist für Erd- oder Wasserwärmepumpen sowie grundsätzlich auch für die Tiefengeothermie anwendbar. Erd- oder Wasserwärmepumpen werden nur gefördert, wenn sie einen Leistungskoeffizienten von mindestens 2,9 aufweisen. Die Anmeldung zum RHI ist über die Internetseite Ofgems möglich. Für den Erhalt der Förderung ist eine jährliche Aktivierung notwendig. Über das NI RHI werden über 20 Jahre je nach Größenklasse zwischen 1,3 und 8,7 p / kWhth für die Wärmeherzeugung aus Erd- und Wasserwärmepumpen sowie aus Tiefengeothermie gezahlt. Die aktuellen Sätze sind der Tab. 22 in Kap. 3.3 zu entnehmen.

Neben dem RHI gibt es im Rahmen des Renewable Heat Premium Payment finanzielle Hilfen für die Installation von Wärmepumpen, die für Haushalte zugänglich sind. In Nordirland beträgt die Förderhöhe für Luftwärmepumpen £ 1.700 und für Erd- bzw. Wasserwärmepumpen £ 3.500³⁵⁴. Für die Installation von Wärmepumpen werden in den übrigen Landesteilen bis zu £1.250 gewährt. Ein neues Instrument zur Unterstützung der Haushalte bei der Einführung erneuerbarer Energien sowie der Durchführung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz ist das Programm Green Deal. Der Beginn dieser Initiative ist für das Frühjahr 2013 vorgesehen. Haushalte erhalten die Möglichkeit, die oben genannten Maßnahmen zunächst kostenfrei umzusetzen. Später entrichten sie zur Finanzierung dieser Investitionen Beiträge über ihre Energierechnung, die in ihrer Höhe der aus der Maßnahme realisierbaren Energieeinsparung entspricht. Seit Januar 2013 steht mit dem Programm Energy Companies Obligation (ECO) ein zusätzliches Förderinstrument zur Unterstützung einkommensschwacher Haushalte bei der Verbesserung der Energieeffizienz zur Verfügung.

Einige Wärmepumpeninstallationsunternehmen bieten Finanzierungsmöglichkeiten in Form des Contracting an. Weiterhin beteiligten sich der Heritage Lottery Fund und die Church Commissioners England an der Finanzierung von Wärmepumpenprojekten.

³⁵⁰ DECC, 2010a

³⁵¹ Legislation.gov.uk, 2013b; DETINI (a)

³⁵² DECC, 2013a

³⁵³ GOV.UK (a)

³⁵⁴ NIDIRECT (a)

4.4.3 Projektinformationen

Wärmepumpenprojekte basierend auf Luft / Luft, Luft / Wasser oder Erdwärme werden in ganz Großbritannien in den letzten Jahren verstärkt eingesetzt, da es sich um eine kostengünstige und energieeffiziente Beheizungsart vor allem im Neubaubereich handelt. Die Systeme werden in Wohngebäuden, öffentlichen und gewerblichen Einrichtungen verwendet. Geothermal International installierte 2010 das europaweit größte Wärmepumpensystem mit einer maximalen Kapazität von 2,4 MWth zur Versorgung eines Einkaufszentrums³⁵⁵.

Cofely EDF Suez ist im Bereich der dezentralen Energieversorgung (District Energy Schemes) in die geothermische Energieerzeugung involviert. Das Unternehmen betreibt gemeinsam mit der Stadtverwaltung von Southampton durch die Southampton Geothermal Heating Company eine geothermische Anlage für Heizungs- und Kühlungs Zwecke in Verbindung mit einem Blockheizkraftwerk für die Versorgung der Stadt Southampton³⁵⁶.

Eurovision Systems installierte 2012 ein neuartiges Wärmepumpensystem des Herstellers Dimplex, das an Gebäuden mit anliegendem Gewässer eingesetzt werden kann³⁵⁷. In Daresbury soll ein Aquifer durch ein Wärmepumpensystem von Dimplex zur Energieversorgung des neuen Daresbury Science and Innovation Centre genutzt werden. Eurovision Systems erstellte für dieses Projekt eine Machbarkeitsstudie. Die Drilcorp Ltd. ist an einem 2009 begonnenen Projekt beteiligt, das darauf abzielt, mittels eines Open Loop-Systems, das kühles Wasser aus einem tiefer liegenden Aquifer heranführt, das Untergrund-Streckensystem der Londoner U-Bahn zu kühlen³⁵⁸. Das Unternehmen unternahm weiterhin 2011 erste Bohrungen zur Erkundung von Heißwasserressourcen, die gegebenenfalls für die Energieversorgung der Newcastle Science City genutzt werden sollen³⁵⁹. Unterstützt wird dieses Projekt fachlich vom Durham Energy Institute und finanziell vom DECC. In 2012 schloss Drilcorp ferner Bohrungen ab, die der Erschließung von Thermalwasserressourcen in Bath dienen³⁶⁰.

Das Durham Energy Institute und die Cluff Geothermal Ltd. sind in die Erforschung geothermaler Ressourcen und ihrer Nutzungsmöglichkeiten involviert. In 2010 erhielt die EGS Energy Ltd. die Planungsgenehmigung (planning permission) für die Entwicklung eines tiefeingeothermischen Kraftwerks, das für das Gewächshausprojekt Eden in Cornwall nahe St. Austell Elektrizität und Wärme bereitstellen soll³⁶¹. Das netzgebundene Kraftwerk mit einer Kapazität von 4 MWel wird auf der Hot-Rock-Technologie basieren, bei der eingebrachtes Wasser in heißen Bodenschichten erwärmt und für die Nutzung wieder an die Oberfläche geführt wird³⁶². EGS Energy führt weiterhin Machbarkeitsstudien für weitere Projekte im Südwesten Großbritanniens, unter anderem für das Bergbauunternehmen Imerys Minerals Ltd., aus. Ein weiterer bedeutender Akteur in der Tiefeingeothermie ist das Unternehmen Geothermal Engineering Ltd.. Es erhielt 2011 die Genehmigung zum Bau eines tiefeingeothermischen Kraftwerks am Standort United Downs in Cornwall³⁶³ mit einer Kapazität von 10 MWel und 55 MWth³⁶⁴. Außerdem ist im Zusammenhang mit diesem Projekt die Errichtung eines Exzellenzzentrums für Geothermie in Zusammenarbeit mit der Universität Exeter geplant³⁶⁵. GI Energy (ehemals Geothermal

³⁵⁵ DECC, 2012d

³⁵⁶ Cofely GDF Suez

³⁵⁷ Dimplex, 2012

³⁵⁸ Drilcorp (a)

³⁵⁹ Drilcorp (b)

³⁶⁰ Drilcorp, 2012

³⁶¹ EGS Energy, 2010

³⁶² EGS Energy, 2010

³⁶³ Geothermal Energy, 2011

³⁶⁴ Geothermal Energy, 2013

³⁶⁵ Geothermal Energy, 2013

International) führte bereits geothermische Projekte für Wärme Gewinnung und Kühlung im Umfang von 200 MW durch³⁶⁶.

Keele University plant ein tiefegeothermisches Projekt für die Energieversorgung des Campus. Die Einrichtung erhielt dafür 2010 eine Unterstützung aus dem Deep Geothermal Challenge Fund in Höhe von £ 500.000³⁶⁷. Ebenso erhielt die Universität Newcastle / Durham £ 400.000 zur Erschließung einer Tiefenbohrung³⁶⁸. Im sozialen Wohnungsbau engagiert sich Powergen für die Einführung von besonders kostengünstigen Wärmepumpen des Herstellers Calorex. Im Rahmen eines Projekts sollen 1.000 derartiger Systeme in Sozialwohnungen installiert werden³⁶⁹.

4.5 Wasserkraft

4.5.1 Natürliches, wirtschaftliches und technisches Potenzial

Die Stromgewinnung aus Wasserkraft spielt in Großbritannien traditionell eine Rolle. Im Gesamtstrommix nimmt sie dennoch eine untergeordnete Stellung ein. Etwas über zwei Prozent der Gesamtstromerzeugung werden aus konventioneller Wasserkraft und Pumpspeicherkraft erzeugt. Dabei treten zwischen den Jahren infolge variierender Niederschlagsmengen erhebliche Unterschiede auf. Während die installierte Kapazität an nicht ROC-fähiger Wasserkraft im Kapazitätsbereich von über 20 MW bei 1.070 MW³⁷⁰ verharret, verzeichnet die ROC-fähige Wasserkraft unter 20 MW Zuwächse. Zum Stand Oktober 2012 waren 1,5 GW an kleiner Wasserkraft installiert³⁷¹. Viele dieser Anlagen profitieren vom 2010 eingeführten Einspeisevergütungssystem FIT (unter 5 MW) bzw. von den RO (über 5 MW). Die im NREAP gesetzten Ausbauziele von 1.060 MW bis 2020³⁷² wurden damit bereits übertroffen. In der 2011 erstellten Renewable Energy Roadmap³⁷³ wird die konventionelle Wasserkraft in den Ausbauzielen bis 2020 nicht separat aufgeführt. Sie soll lediglich zur bis 2020 geplanten Erzeugung von 14 TWh aus „Sonstigen“ erneuerbaren Energiequellen beitragen.

Der überwiegende Teil des erzeugten Wasserkraftstroms wird von den großen Wasserkraftwerken des Landes geliefert. Die meisten dieser Kraftwerke befinden sich im schottischen Bergland und wurden bereits vor Jahrzehnten installiert. Das DECC gibt als verbleibendes Wasserkraftpotenzial Großbritanniens 850 bis 1.550 MW an³⁷⁴. In einer 2008 erarbeiteten Studie³⁷⁵ zum Wasserkraftpotenzial in Schottland wurde das technische Potenzial für Wasserkraftinstallationen mit 2.593 MW angegeben, das wirtschaftlich realisierbare Potenzial jedoch mit 657 MW beziffert, die sich auf 1.019 potenzielle Standorte aufteilen. Für England und Wales wurde 2010 ebenfalls eine Studie³⁷⁶ zur Abschätzung des Wasserkraftpotenzials erstellt. Diese ergab für England ein Potenzial von 120 bis 185 MW verteilt auf 1.368 Standorte und für Wales ein Potenzial von 27 bis 63 MW verteilt auf 324 Standorte³⁷⁷. Seit der Einführung des FIT wurde ein Anstieg genehmigter Wasserkraftprojekte verzeichnet. So wurden in England und Wales 2010 57, in 2011 63 und in 2012 68 Wasserkraftanlagen durch die Environment Agency genehmigt³⁷⁸. Das in den letzten Jahren durch die Einführung von Fördermechanismen erfolgte Wachstum des Sektors stößt infolge Fachkräftemangels an Grenzen³⁷⁹. Außerdem stehen Umwelt- und Naturschutzbelange häufig in Konflikt mit dem Ausbau von Wasserkraftstandorten. Kritische Punkte sind insbesondere die

³⁶⁶ GI Energy

³⁶⁷ Keele University, 2010

³⁶⁸ Keele University, 2010

³⁶⁹ Heat Pump Association, 2013a

³⁷⁰ European Commission Energy, 2009

³⁷¹ DECC, 2012c

³⁷² European Commission Energy, 2009

³⁷³ DECC, 2011a

³⁷⁴ DECC, 2013g

³⁷⁵ Nick Forrest Associates et al., 2008

³⁷⁶ DECC et al., 2010

³⁷⁷ DECC et al., 2010

³⁷⁸ Environment Agency (a)

³⁷⁹ British Hydropower Association

Verlegung von Fischwanderwegen oder die Erhöhung des Überflutungsrisikos durch Wasserkraftanlagen. Das Defra führt derzeit eine Informationserhebung zu Wasserentnahmestrukturen und zur Verwendung des entnommenen Wassers durch³⁸⁰. Diese sollen die Grundlage für eine spätere Überarbeitung der Lizenzierung von Wasserentnahmen bilden. Gesetzliche Änderungen sind voraussichtlich 2015 / 16 zu erwarten³⁸¹.

Bei der Betrachtung der konventionellen Wasserkraftbranche ist zwischen der großen und kleinen Wasserkraft zu differenzieren. Große Wasserkraftwerke werden in der Regel von großen Energieunternehmen betrieben. Beispielsweise ist SSE Renewables einer der bedeutendsten Betreiber von konventionellen Wasserkraftwerken in Großbritannien. Im Bereich der kleinen Wasserkraft ergibt sich ein anderes Bild. Hier sind mittelständische Unternehmen in Planung und Bau von Wasserkraftanlagen aktiv. Betrieben werden die Anlagen von spezialisierten Unternehmen oder Projektentwicklern oder auch von Kommunen, Landwirtschaftsbetrieben oder privaten Landeignern. Derwent HydroPower realisiert und betreibt kleinere Wasserkraftprojekte und nimmt dabei auch ältere Anlagen wieder in Betrieb. Auch die Dulas Ltd., ein Anbieter von Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung, plant, baut und betreibt kleine Wasserkraftwerke. Flowline Manufacturing bietet Messeinrichtungen für den Wasserkraftsektor an. Turbinen für kleine und mittlere Wasserkraftwerke werden von Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. hergestellt. Weiterhin führt das Unternehmen Machbarkeitsstudien und Projektplanungen durch. Als Projektentwickler für kleine Wasserkraft sind Hydroplan, Infinis, Renewables First und Ellergreen Hydro zu nennen. Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. realisierte ein 450 MW Projekt im Lake District Nationalpark, das am FIT teilnimmt³⁸². Ross-Shire Engineering produziert Anlagenteile für Wasserkraftwerke und bietet weiterhin Projektierungs- und Installationsleistungen im Bereich kleiner und kleinster Wasserkraft an. Die Spaans Babcock Ltd. vertreibt Schraubengeneratoren, die in wassertechnischen Anlagen eingesetzt werden.

Großbritannien ist technologisch international führend bei der marinen Energieerzeugung. Ein bedeutendes Potenzial wird für die marine Wasserkraft, konkret für die Gezeiten- und Wellenenergie, vorausgesehen. Bis 2050 wird ein Installationsumfang von 27 GW für möglich gehalten³⁸³. Aktuell gibt es noch keine kommerziellen Anlagen der marinen Wasserkraft in Großbritannien, jedoch wurde eine Anzahl von Demonstrations- und Pilotprojekten im Gesamtumfang von etwa 9 MW³⁸⁴ installiert. Durch Forschungseinrichtungen wie das EMEC wird eine gute Ausgangsbasis geschaffen, um die marine Wasserkraft in den kommenden Jahren zur Marktreife zu bringen. Die in Großbritannien verfügbare Erfahrung aus der Offshore-Öl- und Gasförderung sowie aus der Installation von Offshore-Windkraftanlagen ist für die Entwicklung der marinen Wasserkraftnutzung von großem Nutzen. Es ist geplant die marine Wasserkraftnutzung durch die Einrichtung von Marinen Energieparks zu unterstützen. In 2012 wurden die beiden ersten Marine Energy Parks, der Pentland Firth and Orkney Waters Marine Energy Park und der South West Marine Energy Park eröffnet. Der South West Marine Energy Park erstreckt sich vom Severn Estuary über den Bristol Channel und reicht, die cornische Küste umschließend bis zur Isle of Wight. Ein zentraler Bestandteil des South West Marine Energy Parks ist Wave Hub (<http://www.wavehub.co.uk/>) eine bedeutende Testeinrichtung für Wellenkraftanlagen mit Netzanbindung. Die Testeinrichtung besitzt eine Kapazität von bis zu 20 MW und kann einzelne Teststationen mit jeweils vier bis 5 MW zur Verfügung stellen³⁸⁵. Ergänzend soll in Hayle (Cornwall) ein Gewerbepark mit Schwerpunkt auf der marinen Energieerzeugung entstehen. Die Testeinrichtung Wave Hub steht in Verbindung mit dem Peninsula Research Institute for Marine Renewable Energy. Weitere Testkapazitäten bestehen an der nicht netzgebundenen Falmouth Bay Test Site³⁸⁶ und an der Lanmouth Tidal Energy Demonstration Site³⁸⁷. In 2010 erfolgte die erste Ausschreibungsrunde von Standorten für die

³⁸⁰ Defra (a)

³⁸¹ Defra (a)

³⁸² Gilbert Gilkes & Gordon

³⁸³ DECC, 2012c

³⁸⁴ Renewable UK

³⁸⁵ Wave Hub

³⁸⁶ Wave Hub 2013a

³⁸⁷ RegenSW, 2012a

marine Wasserkraft durch das Crown Estate, der 2011 und 2012 weitere folgten. Insgesamt wurden durch das Crown Estate bisher mehr als 35 Projektstandorte für die Wellen- und Gezeitenkraft mit einem Gesamtumfang von rund 2.000 MW vergeben³⁸⁸. Die Mehrzahl der Projektstandorte befindet sich in den Gewässern des Pentland Firth und um Orkney. In 2012 wurden vom Crown Estate zwei marine Wasserkraftstandorte mit einer realisierbaren Kapazität von jeweils 100 MW vergeben³⁸⁹. Weitere Ausschreibungen sind zu erwarten³⁹⁰. Die Regierung rief das Marine Energy Programme Board ins Leben, um den intensiven Austausch mit der Branche zu erleichtern. Eine hohe Förderung im Rahmen des Vergütungssystems der RO sowie die Bereitstellung zusätzlicher Mittel für Forschung und Entwicklung, beispielsweise über das Marine Array Demonstrator Programm (MEAD), sollen die Markteinführung mariner Wasserkraft beschleunigen. Schottland, die Region Großbritanniens mit dem größten Potenzial für die marine Wasserkraft, legte eigene Fördermechanismen auf, in erster Linie den Marine Renewables Commercialisation Fund und das WATERS-Programm. Nach Einschätzung der schottischen Regierung sollte die Vergütung der Wellen- und Windkraft mit etwa 5 ROCs bis 2020 durch die Staatsregierung beibehalten werden, um diesen Energieformen den Weg zur Marktreife zu ebnen³⁹¹. Hohe Kosten für die Netzanbindung der zumeist im Bereich von Inseln liegenden Wellenkraftstandorte stehen derzeit noch als wesentliches Hemmnis der Verbreitung dieser Energieform entgegen³⁹². So erreichten die Kosten für die Anbindung des ersten Marine Energy Parks in Schottland bereits die £ 100 Mio. Marke. Standortlizenzen für die marine Wasserkraft werden über das Crown Estate bzw. in Schottland über die Regionalregierung ausgeschrieben.

4.5.2 Förderprogramme, steuerliche Anreize und Finanzierungsmöglichkeiten

Die kleine Wasserkraft bis 5 MW installierter Kapazität kann über den FIT in England, Schottland und Wales gefördert werden. Anlagen bis 50 kW sowie die Installationsunternehmen müssen dafür im MCS gelistet sein. Die im Rahmen des FIT geltenden Vergütungssätze sind der Tab. 16 zu entnehmen. Sie liegen je nach Größe der Wasserkraftanlage zwischen 3,23 und 21,65 p / kWh³⁹³. Für 2013 / 14 aufgenommene Wasserkraftanlagen werden über die RO 0,7 ROCs bzw. ein ROC in den ROS und zwischen vier und 0,7 NI ROCs gewährt³⁹⁴. Bezogen auf den gleichen Zeitraum werden in den Renewables Obligations (RO, ROS und NI RO) der marinen Wasserkraft hohe Vergütungsraten von zwei ROC je erzeugter MWh gewährt. Besonders fortschrittliche Systeme der Gezeiten- und Wellenkraft erhalten im schottischen System drei bzw. fünf ROCs. In den NI RO erhalten 5 bis 30 MW-Projekte zur Nutzung der Gezeitenströmung oder der Wellenkraft zwei ROCs über der Deckelung³⁹⁵. Über das Programm Marine Energy Array Demonstrator (MEAD) bestanden 2012 Unterstützungsmöglichkeiten für Pilot- und Demonstrationsprojekte im Gesamtumfang von £ 20 Mio.³⁹⁶. Cornwall fördert die Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte der marinen Energieerzeugung im Rahmen des Grant for Business Investment Scheme mit £ 2 Mio. aus dem Convergence European Regional Development Fund³⁹⁷.

In Schottland wird die marine Energieerzeugung über den Marine Renewables Commercialisation Fund mit £ 18 Mio. gefördert. Die Verwaltung dieser Mittel liegt in den Händen des Carbon Trust und zielt auf die Errichtung von Wellen- und Gezeitenkraftanlagen mit einer Kapazität zwischen drei und zehn MW mit Inbetriebnahme bis 2016 / 17 ab³⁹⁸. Eine Inbetriebnahme bis 2016 wird mit bevorzugter Berücksichtigung des Projekts und höheren Vergabesummen honoriert. Die Ausschreibung erfolgte zum August 2012. Weitere Mittel werden durch das Programm WATER's bereitgestellt. Insgesamt

³⁸⁸ Crown Estate, 2013a

³⁸⁹ DECC, 2012c

³⁹⁰ Crown Estate, 2013b

³⁹¹ The Scottish Government, 2011

³⁹² Aquamarine Power, 2012

³⁹³ Ofgem, 2013a

³⁹⁴ Legislation.gov.uk, 2013b; DETINI (a)

³⁹⁵ DETINI (a)

³⁹⁶ GOV.UK, 2012a

³⁹⁷ Wave Hub, 2013a

³⁹⁸ Carbon Trust (a)

samt wurden von der schottischen Regierung mit Beginn 2012 über drei Jahre hinweg £ 35 Mio. für die Förderung der Wellen- und Gezeitenenergie eingeplant³⁹⁹. Weitere Mittel stehen aus dem mit £ 103 Mio. ausgestatteten Renewable Energy Investment Fund zur Verfügung. Auch die Teilnahme an der Ausschreibung des mit £10 Mio. dotierten Saltire Prize kommt für die marine Wasserkraft in Frage. In 2013 wurden von der schottischen Regierung zusätzliche £ 4 Mio. für den Ausbau der Testkapazitäten des EMEC sowie ein Forschungsprojekt zur Verbesserung des Einsatzes von Spezialschiffen für den Service an Wellen- und Gezeitenkraftanlagen bereitgestellt⁴⁰⁰. Ergänzend wurden Mittel für den Ausbau von Hafen- und Zulieferstandorten eingeplant. Highlands and Islands Enterprise, die schottische Agentur für Entwicklung, verwaltet Förderinstrumente, die der Region des schottischen Berglandes und der Inseln zugutekommen sollen. Die Einrichtung unterstützt den weiteren Ausbau des EMEC und legte den mit £ 103 Mio. ausgestatteten Renewable Energy Investment Fund auf, der unter anderem Mittel für marine Energieprojekte bereitstellt.

In Südwestengland wird die Entwicklung der marinen Energieerzeugung zudem durch eine lokale Regionalentwicklungsgesellschaft (RegenSW, <http://www.regen.co.uk>) für erneuerbare Energien unterstützt. Außerdem bieten die cornische Investitionsagentur (Invest in Cornwall – www.investincornwall.com), das Cornwall Marine Network (www.cornwallmarine.co.uk) und die Marine Management Organisation (www.marinemangement.org.uk) sowie die British Marine Federation (www.britidhmarine.co.uk) und die Stadt Bristol (Bristol Tidal Energy) Unterstützung. RegenSW unterhält ein Verzeichnis von Unternehmen, die im marinen Energiesektor engagiert sind. Auch die nordirische Investitionsagentur Invest Northern Ireland (<http://www.investni.com/>) unterstützte ein marines Wasserkraftprojekt. Weitere Ausschreibungen im Bereich mariner Wasserkraft erfolgen über die Internetseite von Wave Hub bzw. über das Official Journal of the European Union.

4.5.3 Projektinformationen

SSE Renewables plant ein Pumpspeicherkraftwerk mit 300 bis 600 MW nahe Invermoriston und ein weiteres gleicher Größe nahe Kilfinnan Farm sowie drei Projekte zur Errichtung konventioneller Wasserkraftwerke mit einer geplanten Kapazität von insgesamt 11 MW⁴⁰¹. Derwent HydroPower nahm 2011 im Rahmen eines Joint Venture ein Wasserkraftwerk mit einer Spitzenkapazität von 330 kW in Betrieb. Dulas stellte 2012 ein 700 kW Wasserkraftwerk in Schottland am Standort Balnacarn und ein weiteres mit 450 kW am Standort Allt an Eoin (beide Glenmoriston) fertig. Hydroplan projektierte unter anderem ein Flusskraftwerk mit 915 kW am Standort Glen Kinglas, das 2005 in Betrieb ging. Die Infinis plc. realisierte zahlreiche kleine (unter 5 MW) und kleinste (unter 1MW) Wasserkraftwerke und plant weitere Projekte. Am Standort Teesside der Olympischen Spiele 2012 rüstete die Spaans Babcock Ltd. eine kombinierte Wasserkraft- / Wasserförderanlage mit Schraubengeneratoren aus⁴⁰².

Das Durham Energy Institute befasst sich mit der Erforschung von Möglichkeiten zur Stromgewinnung aus Produktionswasser auf Bohrinseln.

In Strangford Lough (Nordirland) wurde 2008 eine erste netzgebundene Anlage (1,2 MW) zur Nutzung der marinen Gezeitenkraft von Marine Current Turbines (SeaGen) als Demonstrationsprojekt installiert, weiterhin plant das Unternehmen ein Projekt mit vier SeaGen-Anlagen vor der schottischen Insel Skye und erhielt 2013 die Genehmigung der walisischen Regierung für den Bau des Skerries Tidal Array Gezeitenenergieprojekts mit einer Kapazität von 10 MW, das voraussichtlich 2014 / 15⁴⁰³ als das erste kommerzielle Gezeitenkraftwerk⁴⁰⁴ ans Netz gehen soll. Dieses Projekt wird, unter-

³⁹⁹ The Scottish Government, 2012b

⁴⁰⁰ Renewable UK, 2013

⁴⁰¹ SSE Renewables

⁴⁰² Spaans Babcock

⁴⁰³ DECC, 2012c

⁴⁰⁴ Marine Current Turbines, 2013

stützt durch den Marine Energy Array Demonstration Fund, gemeinsam mit RWE npower Renewables über die Projektgesellschaft SeaGeneration realisiert⁴⁰⁵. Mehrere Projekte sind im Rahmen der Förderprogramme Marine Energy Array Demonstrator (MEAD) und Marine Renewables Commercialisation Fund geplant. Die AlbaTern Ltd. erhielt finanzielle Unterstützung für den Bau ihres ersten WaveNET Demonstrators aus dem WATERS 2 Programm⁴⁰⁶. Aquamarine Power testet die zweite Generation seiner Oyster-Wellenkraftanlagen vor Orkney. An einem Standort vor der Westküste Orkneys plant Aquamarine Power gemeinsam mit SSE Renewables den Bau der Wellenkraftfarm Brough Head Wave Farm Ltd.. Über seine Unternehmenstochter Lewis Wave Power Ltd. erhielt Aquamarine Power 2011 den Zuschlag für einen marinen Standort vor Lewis mit einer maximalen Kapazität von 40 MW⁴⁰⁷. Weiterhin plant Scottish Power Renewables die Realisierung eines Wellenkraftprojekts im Pentland Firth, bei dem bis zu 66 Pelamis 2 Wellenkraftkonverter eingesetzt werden sollen⁴⁰⁸.

In Schottland befindet sich das Europäische Zentrum für Marine Energie (European Centre of Marine Energy - EMEC). Diese Forschungseinrichtung bietet Herstellern die Möglichkeit, ihre Anlagen zu testen und widmet sich darüber hinaus der Erforschung der Wirkung der marinen Energieerzeugung auf die marine Tierwelt und Ökologie. Zu den Nutzern der Testkapazitäten zählen Unternehmen wie Andritz Hydro Hammerfest, Aquamarine Power, der Generatorenhersteller Atlantis Marine Power, bluewater, E.ON, Kawasaki Heavy Industries, Open Hydro, die Scotrenewables Tidal Power Ltd., Scottish Power Renewables, Seatricity, die 2013 von Alstom übernommene Tidal Generation Ltd., Vattenfall, Voith und das finnische Unternehmen Wello Direct Conversion⁴⁰⁹. Andritz Hydro Hammerfest installierte 2011 eine 1 MW-Unterseeturbine zur Nutzung der Gezeitenströmung vor Orkney⁴¹⁰. Scottish Power Renewables plant den Bau einer Anordnung von Gezeitenkraftanlagen im Sound of Islay⁴¹¹. AWS plant den Test eines 2,5 MW Prototyps seines Wellenkraftkonverters im Rahmen eines für 2014 geplanten Demonstrationsprojekts⁴¹². Die McLaughlin & Harvey Ltd. entwickelt ein System, das die Installation von Gezeitenkraftturbinen vereinfacht⁴¹³.

⁴⁰⁵ Marine Current Turbines, 2013

⁴⁰⁶ AlbaTern

⁴⁰⁷ Aquamarine Power

⁴⁰⁸ Scottish Power, 2011

⁴⁰⁹ EMEC

⁴¹⁰ Andritz Hydro Hammerfest, 2012

⁴¹¹ Andritz Hydro Hammerfest, 2012

⁴¹² Alstom

⁴¹³ Agenda NI Magazine, 2012

5 Kontakte

5.1 Staatliche Institutionen

Department for Communities and Local Government (CLG)

Eland House

Bressenden Place

London SW1E 5DU

Tel.: 0044 (0) 303 444 0000

Email: contactus@communities.gov.uk

www.gov.uk/government/organisations/department-for-communities-and-local-government

Department for Transport (DfT)

Great Minster House

33 Horseferry Road

London SW1P 4DR

Tel.: 0044 (0) 300 330 3000

www.gov.uk/government/organisations/department-for-transport

Department of Energy & Climate Change (DECC)

3 Whitehall Place

London SW1A 2AW

Tel.: 0044 (0) 20 7979 7777

Email: correspondence@decc.qsi.gov.uk

www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change

Energy Research Unit

Rutherford Appleton Laboratory

Science and Technology Facilities Council

<http://www.eru.rl.ac.uk/>

Energy Saving Trust

www.energysavingtrust.org.uk

Energy Technology Institute

Holywell Building

Holywell Way

Loughborough LE11 3UZ

Email: info@eti.co.uk

Tel.: +44 (0) 1509 202020

www.energytechnologies.co.uk

Marine Management Organisation

Lancaster House

Hampshire Court

Newcastle upon Tyne NE4 7YH

Tel.: +44 (0) 300 123 1032

Fax: +44 (0) 191 376 2681

Email: info@marinemangement.org.uk

www.marinemangement.org.uk

Office for Low Emission Vehicles (OLEV)

Great Minster House

33 Horseferry Road

London SW1P 4DR

Email: olev.enquiries@olev.gsi.gov.uk

www.gov.uk/government/organisations/office-for-low-emission-vehicles

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)

9 Millbank

London SW1P 3GE

Tel.: +44 (0) 207 9017 000

Fax: +44 (0) 207 9017 066

www.ofgem.gov.uk

Rural Payment Agency

PO Box 300

Sheffield S95 1AA

Tel.: +44 (0) 118 958 3626

Fax: +44 (0) 118 968 7599

Email: enquiries@rpa.gsi.gov.uk

www.rpa.defra.gov.uk

UK Energy Research Centre

58 Princes Gate

Exhibition Road

London SW7 2PG

Tel.: +44 (0) 20 7594 1574

www.ukerc.ac.uk

UK Trade and Investment Enquiry Service

BIS Enquiry Unit

1 Victoria Street

London SW1H 0ET

Tel.: +44 (0) 207 2155 000

www.ukti.gov.uk

Office for Low Emission Vehicles (OLEV)

Great Minster House

33 Horseferry Road

London SW1P 4DR

Email: olev.enquiries@olev.gsi.gov.uk

www.gov.uk/government/organisations/office-for-low-emission-vehicles

5.2 Wirtschaftskontakte

Allgemein

BP plc

International Headquarters

1 St James's Square

London SW1Y 4PD

Tel.: +44 (0) 20 7496 4000

Fax: +44 (0) 20 7496 4630

www.bp.com

British Gas

www.british.gas.co.uk

Carbon Trust Ltd

4th Floor

Dorset House

27 – 45 Stamford Street

London SE1 9NT

Tel.: +44 (0) 20 7170 7000

www.carbontrust.co.uk

Centrica plc

Millstream

Maidenhead Road

Windsor, Berkshire SL4 5GD

Tel.: +44 (0) 1753 494000

Fax: +44 (0) 1753 494001

www.centrica.com

Combined Heat and Power Association

6th Floor

10 Dean Farrar Street

London SW1H 0DX

Tel.: +44 (0) 20 3031 8740

Email: info@chpa.co.uk

www.chpa.co.uk

German-British Chamber of Industry & Commerce

Mecklenburg House

16 Buckingham Gate

London SW1E 6LB

Email: mail@ahk-london.co.uk

www.großbritannien.ahk.de

GTC

Energy House

Woolpit Business Park
Bury St Edmunds
Suffolk IP30 9UP
Tel.: +44 (0) 1359 240363
Fax: +44 (0) 1359 243 377
Email: info@gtc-uk.co.uk
www.gtc-uk.co.uk

EDF Energy
www.edfenergy.com

Electricity North West Ltd.
Customer Relations
PO Box 4375
Manchester M61 0ET
www.enwl.co.uk

Energy Action Scotland
Suite 4a Ingram House
227 Ingram Street
Glasgow, Lanarkshire G1 1DA
Tel: ++44 (0) 141 226 3064
Fax: +44 (0) 141 221 2788
Email: eas@eas.org.uk
www.eas.org.uk

Energy Networks Association
6th Floor, Dean Bradley House
52 Horseferry Road
London SW1P 2AF
Tel.: +44 (0) 20 7706 5100
Email: info@energynetworks.org
www.energynetworks.org

E.ON UK
www.eon-uk.com

ExxonMobil
ExxonMobil House Ermyn Way
Leatherhead
Surrey, KT22 8UX
Tel: +44 (0) 1372 222 000
www.exxonmobil.co.uk

Fulcrum
2 Europa View
Carr House

Sheffield Business Park
Sheffield S9 1XH
Tel.: +44 (0) 845 641 3010
Fax: +44 (0) 845 641 1808
Email: enquiries@fulcrm.co.uk
www.fulcrum.co.uk

Inexus
Driscoll 2
Ellen Street
Cardiff CF10 5BP
www.inexus.co.uk

Micropower Council
Stowe House
1688 High Street Knowle
Solihull B93 0LY
Tel.: +44 (0) 1564 732 790
www.micropower.co.uk

National Grid
www.nationalgrid.com

Natural England
Foundry House
3 Millsands
Riverside Exchange
Sheffield S3 8NH
Tel.: +44 (0) 845 600 3078
Email: enquiries@naturalengland.org.uk
www.naturalengland.org.uk

Northern Gas Networks
1100 Century Way
Thorpe Park Business Park
Colton
Leeds, West Yorkshire LS15 8TU
Tel.: +44 (0) 113 397 5300
Fax: +44 (0) 113 397 5301
www.northerngasnetworks.co.uk

Northern Ireland Electricity
Tel.: +44 (0) 8457 643 643
Email: customercontact@nie.co.uk
www.nie.co.uk

Northern Ireland Electricity Transport and Distribution Group
Fortwilliam House
Edgewater Office Park
Edgewater Road
Belfast BT3 9SQ
Tel.: +44 (0) 28 9095 4352
www.nie.co.uk

Northern Powergrid
Network Connections
Cargo Fleet Lane
Middlesbrough TS3 8DG
Tel.: +44 (0) 8450 702 703
Fax: +44 (0) 191 229 4603
www.northernpowergrid.com

Renewable Energy Association (REA)
2nd Floor
25 Eccleston Place
London SW1W 9NF
www.r-e-a.net

Renewable UK
Greencoat House
Francis Street
London SW1P 1DH
Tel.: +44 (0) 20 7901 3000
Fax: +44 (0) 20 7901 3001
Email: info@RenewableUK.com
www.renewableuk.com/

RWE npower Renewables
Auckland House
Lydiard Fields
Great Western Way
Swindon, Wiltshire SN5 8ZT
Tel.: +44 (0) 845 672 0090
Fax: +44 (0) 845 672 0050
www.rwe.com

Scottish and Southern Energy
Scotland Gas Networks
Scotia Gas Networks
Southern Gas Networks
Inveralmond House
200 Dunkeld Road

Perth PH1 3AQ
www.sgn.co.uk

Scottish Power
Scottish Power Networks
www.scottishpower.com

Scottish Power Renewables
Cathcart Business Park
Spean Street
Glasgow G44 4BE
Tel.: +44(0) 141 568 2000
Email: renewables@scottishpower.com
www.scottishpowerrenewables.com

Shell UK Limited
Shell Centre
London SE1 7NA
Tel.: +44 (0) 207 934 1234
www.shell.co.uk

Systems Operator for Northern Ireland (SONI)
Castlereagh House
12 Manse Road
Belfast BT6 9RT
Tel.: +44 (0) 28 907 943 36
Fax: +44 (0) 28 907 075 60
Email: enquiries@soni.ltd.uk
www.soni.ltd.uk

Texaco
www.texaco.co.uk

Total UK Ltd.
40 Clarendon Road
Watford
Hertfordshire WD17 1TQ
Tel.: +44 (0) 1923 427700
Fax: +44 (0) 1923 427701
www.total.co.uk

UK Power Networks
Tel.: +44 (0) 845 2340 040
www.ukpowernetworks.co.uk

Wales & West Utilities
Wales & West House

Spooner Close
Celtic Springs Coedkernew
Newport NP 10 8FZ
Tel.: +44 (0) 2920 278500
Fax: +44 (0) 870 1450076
www.wvutilities.co.uk

Western Power Distribution
www.westernpower.co.uk

Windenergie

ABB
Daresbury Park
Warrington WA4 4BT
Cheshire
Tel.: +44 (0) 1925 741 111
Fax: +44 (0) 1925 741 212
www.abb.co.uk

Aberdeen Renewable Energy Group
Business Hub 11
Second Floor West
Marischal College
Broad Street
Aberdeen AB10 1AB
Tel.: +44 (0) 1224 523630
Fax: +44 (0) 1224 523764
www.aberdeenrenewables.com

Alicat Workboats
Southtown Road
Great Yarmouth
Norfolk NR31 0JJ
Tel.: +44 (0) 1493 655171
Email: sales@alicatworkboats.co.uk
www.alicatworkboats.com

Alnmaritec Ltd.
Wimbourne Quay
Blyth
Northumberland NE24 1PX
Tel.: +44 (0) 1665 602 917
Fax: +44 (0) 1670 719 138
Email: sales@alnmaritec.co.uk
www.alnmaritec.co.uk

Alstom Power
Newbold Road
Rugby CV21 2NH
Tel.: +44 (0) 1788 577 111
Fax: +44 (0) 1788 531 700
www.alstom.com

AMEC
Global Headquarters
4th Floor, Old Change House
128 Queen Victoria Street
London EC4V 4BJ
Tel.: +44 (0) 20 7429 7500
Fax: +44 (0) 20 7429 7550
www.amec.com

Areva
www.areva.com

Burntisland Fabrications Ltd.
Seaforth Place
West Shore
Burntisland
Fife KY3 9AU
Tel.: +44 (0) 1592 222 000
Fax: +44 (0) 1592 874 688
www.bifab.co.uk

David Brown Gear Systems Ltd.
Park Road
Lockwood
Huddersfield HD4 5DD
Tel.: +44 (0) 1484 465500
Fax: +44 (0) 1484 465501
Email: uk@davidbrown.com
www.davidbrown.com/

Centrica plc
Millstream
Maidenhead Road
Windsor, Berkshire SL4 5GD
Tel.: +44 (0) 1753 494 000
Fax: +44 (0) 1753 494 001
www.centrica.com

DONG Energy Power (UK) Ltd.
33 Grosvenor Place

Belgravia
London SW1X 7HY
Email: receplon@dongenergy.co.uk
www.dongenergy.com

Ecotricity Group Ltd.
Unicorn House
Russell Street
Stroud GL5 3AX
Gloucestershire
Tel.: +44 (0) 1453 756 111
Fax: +44 (0) 1453 756 222
Email: home@ecotricity.co.uk
www.ecotricity.co.uk

EDF Energy
www.edfenergy.com

EDP Renovaveis
40 Princes Street, 4th floor
Midlothian
Edinburg EH2 2BY
www.edpr.com

Eneco
Email: offshorewind@eneco.nl
www.enecowindoffshore.co.uk

E.ON Climate & Renewables
Westwood Way
Westwood Business Park
Coventry CV4 8LG
Tel.: +44 (0) 24 7642 4000
Fax: +44 (0) 24 7642 5432
www.eon-uk.com

Fred Olsen Renewables Ltd.
2nd Floor
64-65 Vincent Square
London SW1P 2NU
Tel.: +44 (0) 20 7931 0975
Fax: +44 (0) 20 7931 7449
Email: renewables@fredolsen.no
www.fredolsen-renewables.com

Fluor Ltd.
Fluor Centre
140 Pinehurst Road
Farnborough GU14 7BF
Tel.: +44 (0) 1252 291 000
Fax: +44 (0) 1252 292 222
www.fluor.com

Gamesa Energy UK
5th Floor
16 Palace Street
London SW1
Tel.: +44 (0) 20 7932 4900
www.gamesa.es

GE Energy UK
www.gepower.com

Iberdrola
www.iberdrola.es

Infinergy
16 West Borough
Wimborne Dorset BH21 1NG
Tel.: +44 (0) 1202 847680
Fax: +44 (0) 1202 847689
Email: enquiries@infinergy.co.uk
www.infinergy.co.uk

International Power
<http://www.iprplc-gdfsuez.com>

JDR Cable Systems Ltd.
Littleport Innovation Park
Cambridgeshire CB6 1RA
Tel.: +44 (0) 1353 860 022
Fax: +44 (0) 1353 861 388
<http://jdrglobal.com>

Stornoway Wind Farm
Stornoway Trust Estate Office, Leverhulme House
Perceval Square
Stornoway, Isle of Lewis HS1 2DD
www.stornowaywind.com

Mabey Bridge Ltd.
Chepstow
Monmouthshire NP16 5YL
Tel.: +44 (0) 1291 623 801
Fax: +44 (0) 1291 625 453
Email: mail@mabeybridge.co.uk
www.mabeybridge.com

Mainstream Renewable Power
11th floor, 140 London Wall
London EC2Y 5DN
Tel.: +44 (0) 20 7776 5500
Email: info-UK@mainstreamrp.com
www.mainstreamrp.com

Marlec Engineering Co Ltd.
Rutland House
Trevithick Road
Corby Northants NN17 5XY
Tel.: +44 (0) 1536 201588
Fax: +44 (0) 1536 400211
Email: sales@marlec.co.uk
www.marlec.co.uk

Mitsubishi Power Systems Europe Ltd.
20 North Audley Street
London W1K 6WL
Tel.: +44 (0) 20 7647 0820
www.mhips.com

MTL Group Ltd.
Grange Lane
Brinsworth
Rotherham S60 5AE
Tel.: +44 (0) 114 261 7979
Fax: +44 (0) 114 242 5177
Email: contact@mtlgrp.com
www.mtlgrp.com

National Renewable Energy Centre (NAREC)
<http://www.narec.co.uk>

Nordex UK Ltd.
Suite 4, Egerton House
The Towers Business Park
Didsbury M20 2DX
Tel.: +44 (0) 161 4459900

Fax: +44 (0) 161 4459988
Email: uk@nordex-online.com
www.nordex-online.com

Ofcom Licensing Centre
PO Box 56373
London SE1 9SZ
Tel.: +44 (0) 20 7981 3131
Email: windfarmenquiries@ofcom.org.uk
www.ofcom.org.uk

Pennant Walters Ltd.
Hirwaun House
Hirwaun Industrial Estate
Hirwaun Aberdare CF44 9UL
Email: info@pennantwalters.co.uk
www.pennantwalters.co.uk

Proven Energy
Wardhead Park
Stewarton, Ayrshire KA3 5LH
Scotland
Tel.: +44 (0) 1355597 000
Email: info@provenenergy.com
www.provenenergy.co.uk

Renewable Energy Systems (RES)
Beaufort Court
Egg Farm Lane
Kings Langley, Hertfordshire WD4 8LR
Tel.: +44 (0) 1923 299 200
Fax: +44 (0) 1923 299 299
Email: info@res-ltd.com
www.res-group.com

Repower UK Ltd.
10 Waterloo Place
Edinburgh EH1 3EG
Tel.: +44 (0) 131 623 9286
www.repower-uk.co.uk

RWE npower renewables
Auckland House
Lydiard Fields
Great Western Way
Whitehill Way
Swindon Wiltshire SN5 8ZT

Tel.: +44 (0) 8456 720090

Fax: +44 (0) 8456 720050

www.rwe.com

Scottish and Southern Energy (SSE) Renewables Developments UK Ltd.

1 Waterloo Street

Glasgow G2 6AY

Tel.: +44 (0) 141 226 8916

Email: gogreen@sse.com

www.sserenewables.com

Scottish Power Renewables

Cathcart Business Park

Spean Street

Tel.: +44 (0) 141 568 2000

Email: renewables@scottishpower.com

www.scottishpowerrenewables.com

SeaEnergy plc

Britannia House

Endeavour Drive

Arnhall Business Park

Westhill

Aberdeenshire AB32 6UF

Tel.: +44 (0) 1224 748480

Fax: +44 (0) 1224 748481

Email: info@seaenergy-plc.com

www.seaenergy-plc.com

Seagreen Wind Energy Ltd.

55 Vastern Road

Reading, Berkshire RG1 8BU

www.seagreenwindenergy.com

Sheringham Shoal Offshore Wind Farm

Scira Energy Ltd.

Wind Farm Place

Edgar Road

Walsingham

Norfolk NR22 6EJ

Tel.: +44 (0) 1328 710341

Email: info@scira.co.uk

www.scira.co.uk

Siemens
Sir William Siemens Square
Frimley
Camberley, Surrey GU16 8QD
Tel.: +44 (0) 1276 696 000
Email: info@cc.uk@siemens.com
www.siemens.co.uk

Stadtwerke München GmbH
www.swm.de

Statkraft UK Ltd.
41 Moorgate
London EC2R 6PP
Tel.: +44 (0) 20 7448 8200
Fax: +44 (0) 20 7448 8241
Email: UK-post@statkraft.com
www.statkraft.com

Statoil
www.statoil.com

TAG Energy Solutions
Haverton House
Haverton Hill Yard
Billingham
Teesside TS23 1PZ
Tel.: +44 (0) 1642 565 500
Fax: +44 (0) 1642 565 555
Email: enquiries@tagenergysolutions.com
www.tagenergysolutions.com

Technip Offshore Wind Ltd.
Elrick House
Westhill Business Park
Westhill
Aberdeenshire AB32 6JL
Tel.: +44 (0) 1224 270 505
Fax: +44 (0) 1224 270 504
www.technip.com

The B9 Energy Group Ltd.
5 Willowbank Rd
Millbrook Industrial Estate
Larne, Co. Antrim
BT40 2SF
Tel.: +44 (0) 28 2826 3900

Fax: +44 (0) 28 2826 3380
www.b9energy.com

Vattenfall UK
First Floor, 1 Tudor Street
London EC4 YoAH
Tel.: +44 (0) 20 3178 3973
www.vattenfall.co.uk

Vestas Celtic
302 Bridgewater Place
Birchwood Park
WA3 6XG Warrington
Tel.: +44 (0) 1925857 100
Fax: +44 (0) 192 5859 921
Email: vestas-celtic@vestas.com
www.vestas.com

Voith
<http://www.voith.com>

Warwick Energy Ltd.
Wellesbourne House
Wellesbourne
Warwick CV35 9JB
Tel.: +44 (0) 1789 471091
Fax: +44 (0) 1789 471092
Email: info@warwickenergy.com
www.warwickenergy.com

Wind Prospect
7 Berkeley Square
Clifton
Bristol BS8 1HG
Tel.: +44 (0) 117 3017 151
Email: info@wind-direct.co.uk
www.windprospect.com

Wood Group Renewables
<http://www.woodgroup.com>

2B Energy
<http://www.2-benergy.com>

Solarenergie

A-Sun
34 Molton Street
Mayfair, London W1K 5RG

Tel.: +44 (0) 207 409 5126
Email: uk@a-sunenergy.com
www.a-sun.co.uk

British Photovoltaic Association
2nd Floor
Berkeley Square House
Berkeley Square
London W1J 6BD
Tel.: +44 (0) 1788 833653
www.bpva.org.uk

Caplor Energy
Caplor Farm
Fownhope
Herefordshire HR1 4PT
Tel.: +44 (0) 1432 860 644
Email: info@caplor.co.uk
www.caplor.co.uk

Carillion Energy Services Ltd.
24 Birch Street
Wolverhampton WV1 4HY
Tel.: +44 (0) 191 676 3000
www.carillionenergy.com

GB Sol Ltd.
Renewable Energy Works
Building B2, Taffs Fall Road
Trefores Industrial Estate
Pontypridd, Cardiff CF37 5TF
Tel.: +44 (0) 8455 218438
Email: info@gb-sol.co.uk
www.gb-sol.co.uk

Lark Energy
Unit 11
Spitfire Business Park
Northfield Road
Market Deeping
Lincolnshire PE6 8GY
Tel. +44 (0) 1778 380 718
Fax: +44 (0) 1778 391 579
Email: enquiries@larkenergy.co.uk
www.larkenergy.co.uk

Naps UK
P.O Box 83
Abdingdon Oxon OX14 2TB
Email: uk@napssystems.com
www.napssystems.com

PV Crystalox Solar Plc.
Brook House
174 Milton Park
Abingdon Oxfordshire OX14 4SE
Tel.: +44 (0) 1235 437 160
Email: sales@pvcystalox.com
www.pvcystalox.com

PV Systems Ltd.
Severn House
1-4 Fountain Court
Woodlands Lane
Bradley Stoke, Bristol BS32 4LA
Tel.: +44 (0) 1454 627 840
Email: info@pvsystems.com
www.pvsystems.com

Romag Ltd.
Leadgate Industrial Estate
Consett Co. Durham DH8 7RS
Tel.: +44 (0) 1207 500 000
Email: sales@romag.co.uk
www.romag.co.uk

Schott UK Ltd.
Drummond Road
Drummond Road
Stafford ST16 3EL
Tel.: +44 (0) 1785 223 166
Fax: +44 (0) 1785 223 522
www.schott.com

Sharp Electronics UK Ltd.
www.sharp.co.uk

Solar Century Holdings Ltd.
91-94 Lower Marsh
Waterloo
SE1 7AB London
Tel.: +44 (0) 2078 030 100
www.solarcentury.co.uk

Solarsense UK Ltd.
Helios House
Brockley Lane
Brockley, Backwell
Bristol BS48 4AH
Tel.: +44 (0) 1275 461 800
Fax: +44(0) 1275 461 801
Email: info@solarsense-uk.com
www.solarsense-uk.com

Solar Trade Association
2nd floor
25 Eccleston Place
London SW1W 9NF
Tel.: +44 (0) 20 7925 3575
Fax: +44 (0) 20 7925 2715
Email: enquiries@solar-trade.org.uk
www.solar-trade.org.uk

Solar Twin
Genfit
c/o PV FIT Ltd.
Regus House
Heron's Way
Chester Business Park
Chester CH4 9QR
Tel.: +44 (0) 344 567 9032
Email: info@generationfit.co.uk
www.solartwin.com

Southwest Solar Solutions
Kirthenwood Haven
Bosence Road
Townshend, Hayle Cornwall TR27 6AJ
Tel.: +44 (0) 1736 850 636
www.southwestsolarsolutions.co.uk

TGC Renewables Ltd.
TGC House Duckmoor Rd. Ind. Est.
Duckmoor Road
Bristol BS3 2BJ
www.tgcrenewables.com

Vaillant Ltd.
Vaillant House
Trident Close
Medway City Estate

Rochester, Kent ME2 4EZ
Tel.: +44 (0) 1634 292 300
www.vaillant.co.uk

Viessmann Ltd.
Horton Wood 30
Telford TF1 7YP
Tel.: +44 (0) 1952 675 000
Fax: +44 (0) 1952 675 040
info-uk@viessmann.com
www.viessmann.co.uk

Worcester Bosch Group
Cotswold Way
Warndon Worcester WR4 9SW
Tel.: +44 (0) 892 3000
www.worcester-bosch.co.uk

Bioenergie

Abengoa Bioenergy United Kingdom
www.abengoabioenergy.com

Argent Energy UK
236 – 240 Biggar Road
Newarthill, Motherwell ML1 5FA
Tel.: +44 (0) 1698 863 000
Fax: +44 (0) 1698 863 001
Email: info@argentenergy.com
www.argentenergy.com

Bio Driven Ltd
The Stable Block
Hadres Court
Canterbury CT4 6EN
Tel.: +44 (0) 1227 700288
Email: info@biodriven.co.uk
www.biodriven.co.uk

Biogas Technology Ltd.
6 Brookside Industrial Estate
Sawtry, Cambridgeshire PE28 5SB
Tel.: +44 (0) 1487 831 701
Fax: +44 (0) 1487 830962
Email: info@biogas.co.uk
www.biogas.co.uk

Biomass Energy Centre
Alice Holt Lodge
Farnham, Surrey GU10 4LH
Tel.: +44(0) 1420 526197
Fax: +44 (0) 1420 23450
Email: biomass.centre@forestry.gsi.gov.uk
www.biomassenergycentre.org.uk

Biomass Engineering Ltd.
Junction Lane
Sankey Valley Industrial Estate
Newton-le-Willows WA12 8DN
Tel.: +44 (0) 1925 295959
Fax: +44 (0) 1925 220125
Email: info@biomass.uk.com
www.biomass.uk.com

Biotechnology and Biological Sciences Research Council (BBSRC)
Sustainable Bioenergy Centre
Polaris House
North Star Avenue
Swindon, Wiltshire SN2 1UH
Tel.: +44 (0) 1793 413200
www.bbsbec.bbsrc.ac.uk

Bio UK Fuels
Unit 17 Newhall Road
Industrial Estate
Sanderson Street
Sheffield, S9 2TW
Tel.: +44 (0) 114 244 5603
Email: info@bioukfuels.co.uk
www.bioukfuels.co.uk

British Sugar plc
Sugar Way
Peterborough PE2 9AY
Tel.: +44 (0) 1733 5631 71
www.britishsugar.co.uk

Brocklesby Ltd.
Brocklesby House
Crossland Lane
North Cave
Brough
East Yorkshire HU15 2PG
Tel.: +44(0) 1430 424900

Fax: +44 (0) 1430 424877
Email: info@brocklesby.org
www.brocklesby.org

Convert2Green Ltd.
Unit 1B
Brooks Lane Industrial Estate
Brooks Lane
Middlewich
Cheshire CW10 0JG
Tel.: +44 (0) 1606 833 330
Fax: +44 (0) 1606 836 300
Email: info@convert2green.co.uk
www.convert2green.co.uk

CPL Distribution
Mill Lane
Wingerworth
Chesterfield
Derbyshire
S42 6NG
Tel.: +44 (0) 845 894 3022
Fax: +44 (0) 1246 212 212
www.woodpellets2u.co.uk

Dragon Heat from Waste
Loves Lane
Sutterton
Boston Lines. PE20 2EU
Tel.: +44 (0) 1205 461 594
www.dragonheat.co.uk

Drax Power Station
Selby
North Yorkshire YO8 8PH
Tel.: +44 (0) 1757 612933
www.draxgroup.plc.uk

Ecowood Fuels
Hemyock
Cullompton
Devon
EX15 3PF
Tel.: +44 (0) 1823 680 785
www.ecowoodfuels.co.uk

Energy Power Resources Ltd
Unit 6, Deben Mill Business Centre
Old Maltings Approach
Woodbridge
Suffolk IP12 1BL
Tel.: +44 (0) 8450 510 510
Fax: +44 (0) 8450 510 511
www.eprl.co.uk

Ensus Ltd.
The Granary
17a High Street
Yarm TS15 9BW
Tel.: +44 (0) 1642 794040
Fax: +44 (0) 1642 794041
Email: foodandfuel@ensusgroup.com
www.ensusgroup.com

Forth Energy
1 Prince of Wales Dock
Leith EH6 7DX
Tel.: +44 (0) 131 555 8870
Fax: +44 (0) 131 555 8788
Email: renewables@forthenenergy.co.uk
www.forthenenergy.co.uk

Four Rivers Bioenergy (Riv4ers)
14 South Molton Street
London W1K 5QP
Tel.: +44 (0) 207 499 1730
www.riv4ers.com

Greenergy International Ltd.
198 High Holborn
London WC1V 7BD
Tel.: +44 (0) 20 7404 7700
Fax: +44 (0) 20 7400 4799
Email: mail@greenergy.com
www.greenergy.com

Green Fuels Ltd.
Green Fuels House
21 Oldends Industrial Estate
Stonehouse, Gloucestershire GL10 3RQ
Tel.: +44 (0) 1453 828 003
www.greenfuels.co.uk

Helius Energy plc
242 Marylebone Road
London NW1 6JL
Tel.: +44 (0) 2077 2362 72
Email: enquiries@heliusenergy.com
www.heliusenergy.com

MGT Power Ltd.
Crossweys
28 – 30 High Street
Guildford, Surrey GU1 3EL
Email: enquiries@mgtpower.com
www.mgtpower.com

National Non-Food Crops Centre (NNFCC)
Biocentre
York Science Park
Innovation Way
York YO10 5DG
Tel.: +44 (0) 1904 435 182
Fax: +44 (0) 1904 435 345
Email: enquiries@nnfcc.co.uk
www.nnfcc.co.uk

NEOS Resources plc
5th Floor
22 Arlington Street
London SW1A 1RD
Tel.: +44 (0) 207 499 5626
Email: info@neosplc.com
www.neosplc.com

PDM Ltd.
Prosper De Mulder Ltd.
Ings Road
Doncaster
South Yorkshire DN5 9SW
Tel.: +44 (0) 1302 390 900
Fax: +44 (0) 1302 390 048
Email: info@pdm-group.co.uk
www.pdm-group.co.uk

Scarab Distributed Energy Ltd.
198 High Holborn
London WC1V 7BD
Tel.: +44 (0) 20 7421 2327
Fax: +44 (0) 20 7400 4799

Email: hello@scarab-energy.com
www.scarab-energy.com

Sembcorp Utilities Services Ltd.
Leatherhead House
Station Road
Leatherhead
Surrey KT22 7FG
Tel.: +44 (0) 1372 384200
Fax: +1372 384201
www.sembcorp.com

Uptown Biodiesel Ltd.
Unit 2 King James Court
King James Street
Southwark
London SE1 0DH
Tel.: +44 (0) 207 928 6300
Email: info@uptown.oil.co.uk
www.uptownoil.co.uk

Vireol Bio-Industries plc
Unit 2
St James Business Park
Grimbald Crag Court
Knaresborough
North Yorkshire
HG5 8QB
Tel.: +44 (0) 1423 798951
www.vireol.com

Vivergo Fuels Ltd.
Westcott House
Hesslewood Country Office Park
Hessle
East Yorkshire
HU13 0PF
Tel.: 0044 (0) 1482 700800
www.vivergofuels.com

Geothermie

Calorex Heatpumps Ltd.
The Causeway
Maldon Essex CM9 4XD
Tel.: +44 (0) 162 1856 611
Fax: +44 (0) 162 1850 871

Email: sales@calores.com
www.calorex.com

Clivet Aircon Ltd.
Units F5 F6
Railway Triangle Industrial Estate
Walton Road Portsmouth PO6 1TG
Tel.: +44 (0) 239 2381 235
Fax: +44 (0) 239 2381 243
Email: info@clivetaircon.co.uk
www.clivetaircon.co.uk

Cluff Geothermal Ltd.
15 Carteret Street
St. James SW1H 9DJ
Tel.: +44 (0) 207 584 0328
Email: info@cluffgeothermal.com
www.cluffgeothermal.com

Cofely District Energy Ltd.
Garret House, Manor Royal
Crawley RH10 9UT
Tel.: +44 (0) 1293 549944
Email: enquiries@cofely-gdfsuez.com
www.cofely-gdfsuez.co.uk

Dimplex (UK) Ltd.
GDC Group
Millbrook House
Grange Drive, Hedge End
Southampton, Hampshire SO30 2DF
Tel.: +44 (0) 844 879 3588
Email: presales@dimplex.co.uk
www.dimplex.co.uk

Drilcorp Ltd.
Kinley Hill Farm
Hawthorn, Seaham
Co. Durham
SR7 8SW
Tel.: +44 (0) 191 527 3970
Fax: +44 (0) 191 527 3115
Email: info@drilcorp.com
www.drilcorp.com

Durham Energy Institute
Science Labs

Durham University
Durham DH1 3LE
Tel.: +44 (0) 191 334 2649
Fax: +44 (0) 191 334 2408
www.dur.ac.uk/dei

EGS Energy Ltd
13 North Parade
Penzance TR18 4SL
Cornwall
Tel.: +44 (0) 8456 435 208
Email: info@egs-energy.com
www.egs-energy.com

Geothermal Engineering Ltd
82 Lupus St
London SW1V 3EL
Tel.: +44 (0) 1326 218 955
Email: info@geothermalengineering.co.uk
www.geothermalengineering.co.uk

GI Energy Ltd.
Spencer Court
141 – 143 Albany Road
Coventry CV5 6ND
Tel.: +44 (0) 247 6673 131
Fax: +44 (0) 247 6679 999
Email: enquiries@gienergy.net
www.gienergy.net

Keele University
www.keele.ac.uk

Kensa Engineering Ltd.
Mount Wellington
Chacewater
Truro Cornwall TR4 8RJ
Tel.: +44 (0) 1392 3501 20
Fax: +44 (0) 845 680 4329
www.kensaengineering.com

Newcastle University
Newcastle upon Tyne
Tyne and Wear
NE1 7RU
www.ncl.ac.uk

The Geological Society
Burlington House
Picadilly
London W1J 0BG
Tel.: +44 (0) 20 7434 9944
Fax: +44 (0) 20 7439 8975
www.geolsoc.org.uk

The Heatpump Association
2 Waltham Court
Milley Lane
Hare Hatch
Reading, RG10 9TH Berkshire
Tel.: +44 (0) 118 9403 416
Fax: +44 (0) 118 9406 258
Email: info@heatpumps.uk
www.heatpumps.org.uk

Viessmann Ltd.
Horton Wood 30
Telford, Shropshire TF1 7YP
Tel.: +44 (0) 195 2675 000
Fax: +44 (0) 195 2675 040
Email: info-uk@viessmann.com
www.viessmann.co.uk

Wasserkraft

AlbaTERN Ltd.
Clenfinn Contracts Ltd.
Midlothian Innovation Centre
Pentlandfield
Roslin, Midlothian EH25 9RE
Tel./Fax: +44 (0) 131 440 9025
Email: info@albatern.co.uk
www.albatern.co.uk

Alstom Power Ltd.
8th Floor
Castlemead
Lower Castle Street
Bristol BS1 3AG
www.alstom.com

ANDRITZ HYDRO Hammerfest
Innovation Centre
1 Ainslie Road
Hillington Park

Glasgow G52 4RU
Scotland UK
Telephone: +44 (0) 141 585 6447
Telefax: +44 (0) 141 585 6448

Aquamarine Power
Elder House
24 Elder Street
Edinburgh EH1 3DX
Tel.: +44 (0) 131 524 1440
Fax: +44 (0) 131 524 1444
Email: info@aquamarinepower.com
www.aquamarinepower.com

Atlantis Marine Power Ltd.
Western Wood Way
Langage Science Park
Plympton
Plymouth PL7 5BG
Tel.: +44 (0) 1752 208810
Email: sales@atlantismarine.com
www.atlantismarine.co.uk

Bluewater Services (UK) Ltd.
Bluewater House, Badentoy Crescent
Badentoy Industrial Estate, Portlethen
Aberdeen AB12 4YD
Tel.: +44 (0) 1224 403 300
Fax: +44 (0) 1224 403 340
Email: abz.reception@bluewater.com
www.bluewater.com

British Hydropower Association
Unit 6B, Manor Farm Business Centre
Gussage St. Michael
Wimborne Dorset BH21 5HT
Tel.: +44 (0) 1258 8409 34
www.british-hydro.org

Derwent Hydroelectric Power Ltd.
Fern Lodge
117 Hazelwood Road
Duffield
Derbyshire DE56 4AA
Tel.: +44 (0) 845 680 2942
Fax: +44 (0) 1332 842 942

Email: info@derwent-hydro.co.uk
www.derwent-hydro.co.uk

Dulas Ltd.
Unit 1 Dyfi Eco Park
Machynlleth
Powys SY20 8AX
Tel.: +44 (0) 1654 705000
www.dulasltd.co.uk

Ellergreen Hydro Ltd.
Ellergreen
Kendal
Cumbria LA9 5SD
Tel.: +44 (0) 1539 726013
Email: info@ellergreen.com
www.ellergreen.com

Enterprise Engineering Services Ltd.
Esker House
Craigshaw Drive
West Tullos Industrial Estate
Aberdeen, AB12 3TH
Tel.: +44 (0) 1224 288400
Fax: +44 (0) 1224 871327
Email: sales@eesl.com
www.eesl.com

Flowline Manufacturing Ltd.
58 Tewin Road
Welwyn Garden City
Hertfordshire AL7 1BD
Tel.: +44 (0) 1707 375 564
Fax: +44 (0) 1707 376 902
Email: sales@flowline.co.uk
www.flowline.co.uk

European Marine Energy Centre Ltd. (EMEC)
Old Academy Centre
Stromness, Orkney KW16 3AW
Email: info@emec.org.uk
Tel.: +44 (0) 1856 852060
Fax: +44 (0) 1856 852068
www.emec.org.uk

Gilbert Gilkes & Gordon Ltd.
Canal Head North

Kendal

Cumbria LA9 7BZ

Tel.: +44 (0) 1539 720028

Fax: +44 (0) 1539 732110

Email: enquiries@gilkes.com

www.gilkes.com

Hydroplan UK

Unit 12 Riverside Park

Station Road

Wimborne Dorset BH21 1QU

Tel.: +44 (0) 1202 886622

Fax: +44 (0) 1202 886609

Email: info@hydroplan.co.uk

www.hydroplan.co.uk

Infinis plc

First Floor

500 Pavillion Drive

Northampton Business Park

Northampton NN4 7YJ

Tel.: +44 (0) 1604 662400

Fax: +44 (0) 1604 662468

www.infinis.com

Kawasaki Heavy Industry

www.khi.co.jp/english/product/index.html

McLaughlin & Harvey Ltd.

15 Trench Road

Mallusk

Newtownabbey BT36 4TY

Tel.: +44 (0) 28 9034 2777

Fax: +44 (0) 28 9034 2236

Email: mclh@mclh.co.uk

www.mclh.co.uk

Marine Current Turbines Ltd.

Bristol & Bath Science Park

Dirac Crescent, Emersons Green

Bristol BS16 7FR

Tel.: +44 (0) 44 117 957 7600

Fax: +44 (0) 117 957 7699

Email: info@marineturbines.com

www.marineturbines.com

Newmills Engineering Ltd.
New Mills Engineering Ltd.
The Barn
Church Farm Business Park
Corston
Bath BA2 9AP
Tel.: +44 (0) 289337 8389
Email: info@newmillsengineering.com
www.newmillsengineering.com

Seatricity Scotland Ltd.
Ness Boatyard
Ness Road
Stromness, Orkney KW16 3DW
Tel.: +44 (0) 1856 852 802
Email: enquiries@seatricity.net
www.seatricity.net

Wello Direct Conversion
Old Academy, Room 15
Stromness, Orkney KW16 3AW
Tel.: +44 (0) 358 9 888 4881
Email: info@wello.eu
www.wello.eu

Renewables First
Unit 11
Wimberley Park
Brimscombe
Stroud Gloucestershire GL5 2TH
Tel.: +44 (0) 1453 8877 44
www.renewablesfirst.co.uk

Ross-Shire Engineering
Mansefield House
Muir of Ord Industrial Estate
Ross-Shire, Scotland IV6 7UA
Tel.: +44 (0) 1463 870049
Fax: +44 (0) 1463 871020
Email: info@ross-eng.com
www.ross-eng.com

Scotrenewables Tidal Power
Hillside Office
Stromness
Orkney KW16 3HS
Tel.: +44 (0) 1856 851 641

Fax: +44 (0) 1856 851 642
Email: info@scotrenewables.com
www.scotrenewables.com

Spaans Babcock Ltd.
305 Phoenix Close
Heywood Lancashire
OL10 2JG
Tel.: +44 (0) 1706 627 770
Fax: +44(0) 1706 627 771
Email: hydro@spaans.co.uk
www.spaansbabcock.com

Tidal Generation Ltd.
8th Floor Castlemead
Lower Castle Street
Bristol BS1 3AG
Tel.: +44 (0) 117 325 7001
Fax: +44 (0) 117 325 7002
Email: info@tidalgeneration.co.uk
www.tidalgeneration.co.uk

Vattenfall UK
First Floor, 1 Tudor Street
London EC4 YOAH
Tel.: +44 (0) 20 3178 3973
www.vattenfall.co.uk

Literatur-/Quellenverzeichnis

AEA (2012) Renewable energy production in 2011 from heat pumps in the UK – Abstract. In:

<https://restats.decc.gov.uk/cms/welcome-to-the-restats-web-site/> , Februar 2013.

Aberystwyth University (2013) Miscanthus breeding. In: <http://www.aber.ac.uk/en/ibers/research/research-groups/public-good-plant-breeding/plant-breeding-programmes/miscanthus-breeding/>, April 2013.

ABPmer (2008) Atlas of UK Renewable Marine Energy Resources. Reproduced from <http://www.renewables-atlas.info/>, © Crown Copyright, März 2013.

Agenda NI Magazine (2012) A local company delivering innovation into marine renewables, 18th Dec. 2012 In: <http://www.agendani.com/a-local-company-delivering-innovation-into-marine-renewables>, April 2013.

AlbaTERN: Latest News. In: <http://albatern.co.uk/>, März 2013.

Alstom: Wave Energy. In: <http://www.alstom.com/power/renewables/ocean-energy/wave-energy/>, März 2013.

AMEC: Sustainable engineering in practice: world's first deep water windfarm. In:

<http://www.amec.com/aboutus/projects/renewables/worlds-first-deepwater-wind-farm.htm?from=related>, März 2013.

Andritz Hydro Hammerfest (2012) Tidal turbine powers up in Orkney – Harnessing Scotlands Tidal Energy. In:

http://www.hammerfeststrom.com/news/17-05-12-tidal-turbine-powers-up-in-orkney-harnessing-scotland-s-tidal-energy-a-step-closer/#http://www.scottishpowerrenewables.com/pages/press_releases.asp?article=145&date_year=2012, März 2013.

Aquamarine Power: Projects: Wave energy in Lewis. In: <http://www.aquamarinepower.com/projects/north-west-lewis/>, März 2013.

Aquamarine Power (2012) Pentland Firth and Orkney wave and tidal charges hit £100 Mio. In:

<http://www.aquamarinepower.com/news/pentland-firth-and-orkney-wave-and-tidal-charges-hit-%C2%A3100-million/>, März 2013.

Argent Energy: Support for Biodiesel. In: http://www.argentenergy.com/support_for_biodiesel/, April 2013.

Auswärtiges Amt (2012) Großbritannien / Vereinigtes Königreich. In: <http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Laender/Grossbritannien.html>, Februar 2013.

BBSRC: About BBSRC. In: <http://www.bbsrc.ac.uk/research/biotechnology-bioenergy/bsbec/about-bsbec.aspx>, Mai 2013.

BBSRC (2013a) Industrial Biotechnology Catalyst to launch in 2014; 25. 03.2013. In:

<http://www.bbsrc.ac.uk/news/industrial-biotechnology/2013/130125-n-industrial-biotechnology-catalyst.aspx>, April 2013.

BBSRC (2013b) £35 Mio. to support research for vital industrial sector. In: <http://www.bbsrc.ac.uk/news/industrial-biotechnology/2013/130123-pr-funding-boost-ib-bioenergy.aspx>, April 2013.

- BIS; DECC: Innovation funding for low-carbon technologies: Opportunities for bidders. In: <https://www.gov.uk/innovation-funding-for-low-carbon-technologies-opportunities-for-bidders>, April 2013.
- British Hydro Power Association: Hydro in the UK. In: http://www.british-hydro.org/hydro_in_the_uk, März 2013.
- British Sugar (2010) Bioethanol – a UK first from British Sugar. In: <http://www.britishsugar.co.uk/Bioethanol.aspx>, April 2013.
- Busby, J. (2010) Geothermal Prospects in the United Kingdom. Proc. World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010. In: <http://nora.nerc.ac.uk/15965/1/GeothermalProspectsUK.pdf>, Mai 2013.
- Carbon Trust (a) Marine Renewables Commercialisation Fund. In: <http://www.carbontrust.com/client-services/technology/innovation/marine-renewables-commercialisation-fund>, April 2013.
- Carrillion Energy Services: Welwyn & Hatfield Community Housing Trust. In: <http://www.carillionenergy.com/clean-energy-programme-case-studies-whc>, März 2013.
- Centrica (2013) Power generation. In: <http://www.centrica.com/index.asp?pageid=920>, März 2013.
- CIA (2013) World Factbook – United Kingdom. In: www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/uk.html, Februar 2013.
- Cofely GDF Suez (a): Southampton Geothermal. In: <http://www.cofely-gdfsuez.co.uk/en/solutions/cofely-district-energy/district-energy-schemes/southampton-district-energy/southampton-geothermal/>, Februar 2013.
- Cofely GDF Suez (b) Olympic Park Energy Centre powers to finish line delivering sustainable legacy for 2012. In: http://www.cofely-gdfsuez.co.uk/en/press/news/news/?actualites_id=18, Februar, 2013.
- Crown Estate (2013a) Our Portfolio. In: <http://www.thecrownestate.co.uk/energy-infrastructure/wave-and-tidal/our-portfolio/>, April 2013.
- Crown Estate (2013b) Working with us. In: <http://www.thecrownestate.co.uk/energy-infrastructure/wave-and-tidal/working-with-us/>, April 2013.
- Defra (2012a) What we do: our priorities and business plan. In: <http://www.defra.gov.uk/corporate/about/what/>, März 2013.
- DECC (2010a) Three winners get hot £1.1 Mio. prize in geothermal competition. In: <https://www.gov.uk/government/news/three-winners-get-hot-1-1m-prize-in-geothermal-competition>, März 2013.
- DECC (2011a) UK Renewable Energy Roadmap. In: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48128/2167-uk-renewable-energy-roadmap.pdf, Februar 2013.
- DECC (2011b) Planning our electric future: A White Paper on for secure, affordable and low-carbon electricity. In: <https://www.gov.uk/government/publications/planning-our-electric-future-a-white-paper-for-secure-affordable-and-low-carbon-energy>, März 2013.

DECC (2012a) Announcement UK and Iceland sign energy agreement. In: <https://www.gov.uk/government/news/uk-and-iceland-sign-energy-agreement> , Februar 2013.

DECC (2012b) UK Renewable Energy Roadmap Update December 2012 – Annex of Actions. In: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65693/7383-uk-renewable-energy-roadmap-update-annex-a.pdf , März 2013.

DECC (2012c) UK Renewable Energy Roadmap Update December 2012. In: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/80246/11-02-13_UK_Renewable_Energy_Roadmap_Update_FINAL_DRAFT.pdf, März 2013.

DECC (2012d) The Future of Heating: A strategic Framework for low carbon heating in the UK. März 2012 In: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48574/4805-future-heating-strategic-framework.pdf, März 2013.

DECC (2012e) Aggregate energy balances, (DUKES 1.1 – 1.3). In: <https://www.gov.uk/government/publications/energy-chapter-1-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>, April 2013.

DECC (2012f) Inland consumption of primary fuels and equivalents for energy use, 1970 – 2011, DUKES 1.1.1. In: <https://www.gov.uk/government/publications/energy-chapter-1-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>, April 2013.

DECC (2012g) Plant Capacity in the United Kingdom, Dec. 2011, DUKES 5.7. In: <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>, April 2013.

DECC (2012h) Renewable energy in 2011. In: <https://www.gov.uk/government/publications/renewable-energy-in-2011>, April 2013.

DECC (2012i) Electricity fuel use, generation and supply. In: <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>, April 2013.

DECC (2012j) Heat sold reallocation, 1999 – 2011, DUKES J.1. In: <https://www.gov.uk/government/publications/energy-chapter-1-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>, April 2013.

DECC (2012k) Renewable energy in 2011. In: <https://www.gov.uk/government/publications/renewable-energy-in-2011>, April 2013.

DECC (2012l) UK oil reserves and estimated ultimate recovery 2012. In: <https://www.gov.uk/oil-and-gas-uk-field-data>, Mai 2013.

DECC (2012m) UK gas reserves and estimated ultimate recovery 2012. In: <https://www.gov.uk/oil-and-gas-uk-field-data>, Mai 2013.

DECC (2013a) Renewable Heat Incentive – Increasing the use of low-carbon technologies. In: <https://www.gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/renewable-heat-incentive-rhi> , Februar 2013.

DECC (2013b) Reducing the UK's greenhouse gas emissions by 80% by 2020. In:

<https://www.gov.uk/government/policies/reducing-the-uk-s-greenhouse-gas-emissions-by-80-by-2050> , März 2013.

DECC (2013c) Green Deal – Helping Households to cut their energy bills. In:

<https://www.gov.uk/government/policies/helping-households-to-cut-their-energy-bills/supporting-pages/green-deal>, März, 2013.

DECC (2013d) Warm Home Discount Scheme. In: <https://www.gov.uk/government/policies/helping-households-to-cut-their-energy-bills/supporting-pages/warm-home-discount-scheme>, März 2013.

DECC (2013e) Maintaining UK energy security. In: <https://www.gov.uk/government/policies/maintaining-uk-energy-security--2/supporting-pages/electricity-market-reform> , März 2013.

DECC (2013f) Renewable Heat Premium Payment Scheme. In: www.gov.uk/renewable-heat-premium-payment/what-youll-get, März 2013.

DECC (2013g) Harnessing hydroelectric power. In: <https://www.gov.uk/harnessing-hydroelectric-power>, März 2013.

DECC (2013h) Electricity Market Reform – Maintaining UK energy security. In:

<https://www.gov.uk/government/policies/maintaining-uk-energy-security--2/supporting-pages/electricity-market-reform>, April 2013.

DECC (2013i) Increasing certainty for investors in renewable electricity – Final Investment Decision Enabling for Renewables. In: <https://www.gov.uk/government/publications/increasing-certainty-for-investors-in-renewable-electricity-final-investment-decision-enabling-for-renewables>, April 2013.

DECC (2013j) Policy increasing the use of low-carbon technologies. In: www.gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/the-renewables-obligation-ro, April 2013.

DECC (2013k) Fuel used in electricity generation and electricity supplied, (ET 5.1). In:

<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-section-5-energy-trends>, April 2013.

DECC (2013l) Average annual domestic electricity bills for selected towns and cities in the UK and average unit costs (QEP 2.2.3) In: <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/annual-domestic-energy-price-statistics>, April 2013.

DECC (2013m) Average annual domestic gas bills for selected towns and cities in the UK and average unit costs (QEP 2.3.3). In: <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/annual-domestic-energy-price-statistics>, April 2013.

DECC (2013n) Prices of fuels purchased by non-domestic consumers in the United Kingdom excluding / including CCL (QEP 3.4.1 and 3.4.2). In: <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/gas-and-electricity-prices-in-the-non-domestic-sector>, April 2013.

DECC (2013o) Nuclear Industrial Strategy: The UK's Nuclear Future. In:

<https://www.gov.uk/government/publications/nuclear-industrial-strategy-the-uks-nuclear-future>, April 2013.

DECC (2013p) Renewable electricity capacity and generation (ET 6.1) April 2013. In:

<https://www.gov.uk/government/publications/renewables-section-6-energy-trends>, Mai, 2013.

DECC (2013q) National Renewables Statistics. In: <https://restats.decc.gov.uk/cms/national-renewables-statistics/#key>, Mai 2013.

DECC (2013r) Annual mean wind speed at 25 m above ground level (m/ s). In: <https://restats.decc.gov.uk/cms/annual-mean-wind-speed-map>, Mai, 2013.

DECC; Ofgem (2013) Electricity network delivery and access. In: <https://www.gov.uk/electricity-network-delivery-and-access>, April 2013.

DECC; Welsh Assembly Government; British Hydropower Association; it Power (2010) England and Wales Hydropower Ressource Assessment - Final Report. In: <http://www.british-hydro.org/UK%20Hydro%20Resource/England%20and%20Wales%20Resource%20Study%20Oct%202010.pdf>, März 2013.

Defra (a) Water abstraction reform. In: <http://www.defra.gov.uk/abstraction-reform/timeline/>, März 2013.

DETINI (a) Existing and confirmed ROC / MWh levels from April 2013. In: http://www.detini.gov.uk/deti-energy-index/deti-energy-sustainable/northern_ireland_renewables_obligation_.htm, März 2013.

DETINI (2010) Northern Ireland Executive's Strategic Energy Framework. In: <http://www.detini.gov.uk/deti-energy-index/deti-energy-strategic-energy-framework.htm>, März 2013.

DETINI (2013) Northern Ireland Renewable Heat Incentive (RHI) Tariff and details. In: <http://www.detini.gov.uk/deti-energy-index/deti-energy-template-menu-5.htm>, Mai, 2013.

DfT (2012a) Reducing greenhouse gases an other emissions from transport. In: <https://www.gov.uk/government/policies/reducing-greenhouse-gases-and-other-emissions-from-transport/supporting-pages/ultra-low-emission-vehicles> , März 2013.

DfT (2012b) Renewable Transport Fuels Obligation. In: <https://www.gov.uk/renewable-transport-fuels-obligation>, März 2013.

DfT (2012c) Fuel Quality Directive Transposition. In: <https://www.gov.uk/government/speeches/fuel-quality-directive-transposition>, April, 2013.

Dft (2013a) Renewable Transport Fuel Obligation Guidance, Process Guidance. Vs. 6. In: <https://www.gov.uk/government/publications/rtfo-guidance>, April 2013.

Dft, DECC, Defra (2012) Bioenergy Strategy. In: www.gov.uk/government/publications/uk-bioenergy-strategy, April 2013.

Dimplex (2012a) A newly designed system installed at Bishop´s palace. In: http://www.dimplex.co.uk/press_centre/rh_case_studies.htm , Februar 2013.

Dimplex (2012b) Daresbury installs one of the largest open loop installations in the UK. In: http://www.dimplex.co.uk/press_centre/rh_case_studies.htm, Februar 2013

DONG Energy (a) Wind Power. In: http://www.dongenergy.co.uk/en/uk_business_activities/renewables/Pages/Renewables.aspx, März 2013.

- Drilcorp (a) Ground source open loop – Cooling the Tube. In: <http://www.drilcorp.com/case-studies> , Februar 2013.
- Drilcorp (b) Newcastle Science City Borehole. In: <http://www.drilcorp.com/case-studies>, Februar 2013.
- Drilcorp (2012) New geothermal water borehole for Bath City. 19.7.2012. In: <http://www.drilcorp.com/news/99-new-geothermal-water-borehole-for-bath-city> , Februar 2013.
- EGS Energy (2010) 17 December 2010 – EGS Energy granted planning permission for engineered geothermal system power plant at the Eden Project. In: <http://www.egs-energy.com/projects/eden-egs-plant.html> , Februar 2013.
- EMEC: Facilities. In: <http://www.emec.org.uk/facilities/>, März 2013.
- Ensus (2012) About Ensus. In: http://www.ensusgroup.com/about_us.php, April 2013.
- Environment Agency (a) Hydro Power. In: <http://www.environment-agency.gov.uk/business/topics/water/32022.aspx>, März 2013.
- EPR (2013) Assets. In: <http://www.eprl.co.uk/assets/ely/overview.html>, April 2013.
- ETI (2013) Bioenergy. In: http://www.eti.co.uk/technology_programmes/bio_energy/, April 2013.
- E.ON (2013) Ironbridge. In: <http://www.eon-uk.com/generation/ironbridge.aspx>, Mai 2013.
- European Commission Energy (2009) National renewable energy action plans – United Kingdom. In: http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm , März 2013.
- First Flight Wind: Bringing Renewable Energy to Northern Ireland. In: <http://www.firstflightwind.com/>, März 2013.
- Focus Online (2013a) Weltwirtschaft: Chronologie – EU und Großbritannien (24.01.2013). In: http://www.focus.de/tagesthema/weltwirtschaft-chronologie-eu-und-grossbritannien_aid_905396.html, Februar 2013.
- Force 9 Energy (2012) Berry Burn Wind Farm under Construction. In: <http://www.force9energy.com/news/dec-12/>, März 2013.
- Forestry Commission (2012) Forestry Facts & Figures 2012. In: <http://www.forestry.gov.uk/forestry/infld-7aqf6j>, April 2013.
- Forth Energy: Woodfuel. In: <http://www.forthenergy.co.uk/biomass.asp>, April 2013.
- Geothermal Energy (2011) Geothermal Engineering Ltd. awarded £6 m. In: <http://www.geothermalengineering.co.uk/page/downloads.html> , Februar 2013.
- Geothermal Energy (2013) Geothermal Energy Projects. In: <http://www.geothermalengineering.co.uk/page/projects-and-developments.html> , Februar 2013.
- Gilbert Gilkes & Gordon: Logan Gill, UK Case Study. In: <http://www.gilkes.com/page/103/Logan-Gill-Case-Study.htm>, März 2013.

GOV.UK (a): Renewable Heat Incentive, a guide from GOV.UK. In: <https://www.gov.uk/renewableheatincentive/print>, Februar, 2013.

GOV.UK (2012a) £ 20 Mio. marine scheme now open. In: <https://www.gov.uk/government/news/20million-marine-scheme-now-open>, April 2013.

GOV.UK (b) Policy increasing the use of low-carbon technologies. In: <https://www.gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/renewable-heat-incentive-rhi>, Februar, 2013.

Green Investment Bank (a) Offshore Wind. In: <http://www.greeninvestmentbank.com/what-we-do/offshore-wind/default.html>, März 2013.

gtai (2012) Wirtschaftsdaten kompakt: Vereinigtes Königreich. In: <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=342046.html>, Februar 2013.

gtai (2013a) Investitionsklima und –risiken – Vereinigtes Königreich. In: <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=754016.html> , Februar 2013.

Handelsblatt (2013) Britische Wirtschaft wendet Rezession ab, 25.04.2013. In: <http://www.handelsblatt.com/politik/konjunktur/nachrichten/konjunkturdaten-britische-wirtschaft-wendet-rezession-ab/8122094.html>, Mai 2013.

Heat Pump Association (2013a) Powergen enters a new era of low-cost, low-carbon heating. In: <http://www.heatpumps.org.uk/CaseExDomesticIndex.html>, Februar 2013.

HM Revenue & Customs: Tax relief for capital expenditure. In: <http://www.hmrc.gov.uk/incometax/relief-capital.htm#1>, April 2013.

International Power (2012) Onshore wind farm development on Isle of Lewis in Scotland. In: <http://www.iprplc-gdfsuez.com/news/press-releases/2012/02-04-2012.aspx>, März 2013.

Lark Energy (2013) Lark Energy secures Planning Permission for UK's largest solar farm (32 MW). In: <http://www.larkenergy.co.uk/news/lark-energy-secures-planning-for-wymeswold-solar-farm/>, März, 2013.

Keele University (2010) Three winners get hot £1.1m prize in geothermal competition, Press release 22 December 2010. In: <http://www.keele.ac.uk/pressreleases/2010/title,36110,en.html>, Februar 2013.

Legislation.gov.uk (2013a) Climate Change Act, 2008. In: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents> , März, 2013.

Legislation.gov.uk (2013b) The Renewables Obligation (Amendment) Order 2013. In: http://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2013/9780111534137/pdfs/ukdsi_9780111534137_en.pdf, April 2013.

Nick Forrest Associates Ltd.; The Scottish Institute of Sustainable Technology; Black & Veatch Ltd. (2008) Scottish Hydropower resource study – Final Report. In: http://www.british-hydro.org/hydro_in_the_uk/uk_hydro_resource/2010_scottish_hydro_resource_study.html, März 2013.

Marine Current Turbines (2013) Skerries Tidal Array secures planning consent from Welsh Government & Funding from UK Department of Energy. In: <http://www.marineturbines.com/News/2013/02/28/skerries-tidal-array-secures-planning-consent-welsh-government-funding-uk-department>, März 2013.

Mitsubishi Power Systems Europe (2012) Energy Consortium Launch Offshore Wind Research and Development Programme. In: <http://www.mhips.com/news/2012072301>, März 2013.

NAREC (a) Demonstration. In: <http://www.narec.co.uk/demonstration>, März 2013.

National Grid: Transmission UK. In: <http://www.nationalgrid.com/corporate/Our+Businesses/transmission/>, April 2013.

National Infrastructure Directorate (a): National Infrastructure Planning – the Process. In: <http://infrastructure.planningportal.gov.uk/application-process/the-process/>, Mai, 2013.

National Infrastructure Directorate (b): National Infrastructure Planning – FAQ's. In: <http://infrastructure.planningportal.gov.uk/application-process/the-process/>, Mai, 2013.

nidirect (a) Renewable Heat Premium Payment. In: <http://www.nidirect.gov.uk/index/information-and-services/environment-and-greener-living/energy-wise/energy-saving-grants/renewable-heat-grants/renewable-heat-premium-payment-rhpp.htm>, März 2013.

nidirect (b) Renewable Heat Incentive. In: <http://www.nidirect.gov.uk/index/information-and-services/environment-and-greener-living/energy-wise/energy-saving-grants/renewable-heat-grants/renewable-heat-incentive.htm>, März 2013.

Northern Gas Networks: Bio-methane connections. In: <http://www.northerngasnetworks.co.uk/cms/839.html>, April 2013.

Ofgem (a) Climate Change Levy Renewables Exemption. In: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/cclrenexem/Pages/CCLRenewablesExemption.aspx>, März 2013.

Ofgem (b) Ofgem's role in offshore transmission. In: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/offtrans/oriot/Pages/oriot.aspx>, April, 2013.

Ofgem (c) Gas distribution. In: Das britische Gasübertragungsnetz sowie ein Teil des Gasverteilnetzes in England gehören der National Grid Gas plc., April 2013.

Ofgem (d) Offshore Transmission. In: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/offtrans/Pages/Offshoretransmission.aspx>, April 2013.

Ofgem (2013a) Feed-in Tariff scheme: Tariff Table 1 April 2013 to 31 March 2014 Non-PV only. In: <http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=8&refer=Sustainability/Environment/fits/tariff-tables>, März 2013.

Ofgem (2013b) Feed-in Tariff scheme: Tariff Table 1 April 2013 to 30 June 2013 PV only. In: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/fits/tariff-tables/Pages/index.aspx>, März 2013.

Ofgem (2013c) Feed-In Tariffs – Changes to the FIT Scheme. In: <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/fits/Pages/fits.aspx>, März 2013.

Ofgem (2013d) Energy Companies Obligation. In:

<http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/ECO/Pages/index.aspx>, März 2013.

Ofgem (2013e) The renewables obligation buy-out price and mutualisation ceiling 2013 / 14. In:

<http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=293&refer=Sustainability/Environment/RenewablObl>, März 2013.

Ofgem (2013f) Renewables Obligations: Biodiesel and fossil derived bioliquids guidance. In:

<http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Draft%20Biodiesel%20Guidance%2011Mar13.pdf>, März 2013.

Ofgem (2013g) Draft RO Guidance for Generators April 2013. In:

<http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Pages/RenewablObl.aspx>, April 2013.

Ofgem (2013h) RHI Installations Report. In:

<https://rhi.ofgem.gov.uk/Public/ExternalReportDetail.aspx?RP=RHIPublicReport>, 30.05.2013, Mai 2013.

ONS: Administrative Geography. In: <http://www.ons.gov.uk/ons/guide-method/geography/beginner-s-guide/administrative/index.html>, Februar 2013.

ONS (2013a) Key Figures. In: <http://www.ons.gov.uk/ons/index.html>, Februar 2013.

PetrolPrices.com (2013) UK Petrol Prices for Monday 6th May 2013. In: <http://www.petrolprices.com/>, Mai 2013.

PDM Group (2013) Energy Generation. In: http://www.pdm-group.co.uk/renewable_energy/energy_generation.html, April 2013.

PVSystems: St Asaph Optic Technicum Project. In: <http://www.pvsystems.com/case-studies.aspx>, März 2013.

RegenSW (2012a) Marine Energy and Offshore Wind South West Company Directory. In:

http://regensw.s3.amazonaws.com/d2000_regen_sw_marinedirectory_ed6_v5_6da6db4e8090654f_0009997455fb40e1.pdf, April, 2013.

Renewable Energy Association; Masstock: Connection of anaerobic digestion generators to distribution networks in Great Britain. In: <http://www.biogas.org.uk/pdf/ad-connection-guide.pdf>, April 2013.

Renewable UK: Wave & Tidal Energy. In: <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wave-and-tidal/index.cfm>, April 2013.

Renewable UK (2010a) Generate your own power. In: <http://www.renewableuk.com/en/publications/guides.cfm/gyop1>, März 2013.

Renewable UK (2012a) Wind: State of the Industry 2012. In: <http://www.renewableuk.com/en/publications/>, März 2013.

Renewable UK (2013a) OffshoreWind. In: <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wind-energy/offshore-wind/index.cfm>, März 2013.

Renewable UK (2013b) Wind power generates 33% more clean electricity, press release. In: <http://www.renewableuk.com/en/news/press-releases.cfm/2013-02-28-wind-power-generates-33-more-clean-electricity-for-british-homes>, März 2013.

Renewable UK (2013c) Wave and Tidal Industry hails £ 4 Mio. boost from Scottish Energy Minister. In: <http://www.renewableuk.com/en/news/press-releases.cfm/2013-02-28-wave-and-tidal-industry-hails-4-million-boost-from-scottish-energy-minister>, April 2013.

Renewable UK (2013d) UK Wind Energy Database (UKWED). In: <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wind-energy/uk-wind-energy-database/index.cfm>, Mai 2013.

Renewable UK (2013e) Onshore Wind. In: <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wind-energy/onshore-wind/index.cfm>, Mai 2013.

RWE (a): Gwynt y Môr. In: <http://www.rwe.com/web/cms/en/1202906/rwe-innogy/sites/wind-offshore/under-construction/gwynt-y-mr/>, März 2013.

RWE (b): Flexible Power from biomass. In: <http://www.rwe.com/web/cms/en/1295424/rwe-npower/about-us/our-businesses/power-generation/tilbury/tilbury-biomass-conversion/>, Mai 2013.

RWE (2013) Triton Knoll – The Proposal. In: <http://www.rwe.com/web/cms/en/306902/rwe-innogy/sites/wind-offshore/developing-sites/triton-knoll/the-proposal/>, März 2013.

Scottish Power (2011) Scottish Power Renewables Pelamis Wave Machine sets sail for testing in Orkney. In: http://www.scottishpower.com/PressReleases_2240.htm, März, 2013.

Semcorp (2013) Semcorp Biomass Power Station (Wilton 10). In: <http://www.sembcorp.co.uk/ourservicesenergy.aspx>, April 2013.

Solarcentury (2011) Old mine transformed into solar park. In: <http://www.solarcentury.co.uk/about-us/latest-news/old-mine-transformed-into-solar-park/>, März 2013.

Solarcentury (2012a) UK's first solar powered waste treatment plant. In: <http://www.solarcentury.co.uk/about-us/latest-news/uks-first-solar-powered-waste-treatment-plant/>, März 2013.

Solar Trade Association (2013) What ist solar energy. In: <http://www.solar-trade.org.uk/solarHeating.cfm>, März 2013.

Spaans Babcock: The Teeside Project (screw pumps / generators). In: http://www.spaansbabcock.com/case_history/hydro_power.aspx, März 2013.

Spiegel Online Wirtschaft (2012) Dämpfer für Premier Cameron: Großbritannien rutscht in die Rezession, 25.04.2012. In: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/grossbritannien-britische-wirtschaft-rutscht-in-rezession-a-829680.html>, Februar 2013.

SSE Renewables: Assets and Projects. In: <http://www.sse.com/WhatWeDo/AssetsAndProjects/#/?country=All&category=All&primaryEnergy=Renewables&secondaryEnergy=Hydro&location=All>, März 2013.

Stornoway Windfarm (2010) Summary Stornoway Windfarm Project. In: <http://www.stornowaywind.com/about/>, März, 2013.

TGC Renewables: Trevemper Farm. In: <http://www.tgcrenewables.com/case-studies/trevemper-farm>, März 2013.

TGC Renewables (2012a) TGC Renewables receives planning permission for a 4.2 MW solar farm in South Devon. In: <http://www.tgcrenewables.com/news>, März 2013.

TGC Renewables (2012b) TGC Renewables announces construction of the UK's largest solar farm. In: <http://www.tgcrenewables.com/news>, März 2013.

TGC Renewables (2012c) TGC Renewables develops solar (PV) system, Largest solar farm in UK. In: <http://www.tgcrenewables.com/news>, März 2013.

TGC Renewables (2013a) Farmers seek salvation in Renewables. In: <http://www.tgcrenewables.com/news>, März, 2013.

TGC Renewables (2013b) TGC Renewables Applies for 13 MW solar park in Cambridgeshire. In: <http://www.tgcrenewables.com/news>, März 2013.

The Scottish Government (a) Marine Licensing in Scotland. In: <http://www.scotland.gov.uk/Topics/marine/Licensing/marine>, April 2013.

The Scottish Government (2010) Scotland's Zero Waste Plan. In: <http://www.scotland.gov.uk/Topics/Environment/waste-and-pollution/Waste-1/wastestrategy>, April 2013.

The Scottish Government (2011a) 2020 Routemap for renewable energy in Scotland. In: <http://www.scotland.gov.uk/Publications/2011/08/04110353/0>, März 2013.

The Scottish Government (2011b) Marine Renewable Energy Projects. In: <http://www.scotland.gov.uk/Topics/marine/Licensing/marine/Applications/renewable>, April 2013.

The Scottish Government (2012a) Samsung chooses Scotland. In: <http://www.scotland.gov.uk/News/Releases/2012/01/samsung31012012>, März 2013.

The Scottish Government (2012b) Draft Marine Renewable Licensing Manual. In: <http://www.scotland.gov.uk/Topics/marine/Licensing/marine/LicensingManual>, April 2013.

The Scottish Government (2012b) £ 18 Mio. marine energy fund open for bids. In: <http://www.scotland.gov.uk/News/Releases/2012/05/marine-energy-fund23052012>, April 2013.

United Kingdom Petroleum Industry Association: Distribution. In: http://www.ukpia.com/industry_information/distribution.aspx, April 2013.

University of Cambridge (2012) Here comes the sunIn: <http://www.cam.ac.uk/research/news/here-comes-the-sun%E2%80%A6>, März 2013.

University of Texas, Perry-Castaneda-Library Map Collection: United Kingdom (Shaded Relief) In: http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/united_kingdom_rel87.jpg, Februar 2013.

Vattenfall (a): European Offshore Wind Deployment Centre. In: <http://www.vattenfall.co.uk/en/aberdeen-bay.htm> , März 2013.

Vattenfall (b) Pen y Cymoedd wind energy project. In: <http://www.vattenfall.co.uk/en/penycymoeddwindfarm/pen-y-cymoedd-wind-energy-project.htm>, März 2013.

Viking Energy: The Project / Who we are. In: <http://www.vikingenergy.co.uk/the-project.asp>, März 2013.

Vireol (2012) UK's third major bioethanol plant a stepp closer. (07.06.2012) In: www.vireol.com, April 2013.

Vivergo (2012a) Biofuel – A greener transport fuel. In: <http://www.vivergofuels.com/biofuel/>, April 2013.

Vivergo (2012b) Facts. In: <http://www.vivergofuels.com/facts/>, April 2012.

Wave Hub: About Wave Hub. In: <http://www.wavehub.co.uk/>, April 2013.

Wave Hub (2013a) Cornwall announces £2 Mio. fund now available for marine energy device developers <http://www.wavehub.co.uk/>, April 2013.

www.parliament.uk (a) Energy Bill (Bill HC 100) as introduced. In: <http://services.parliament.uk/bills/2012-13/energy/documents.html>, März 2013.

