



目次

1. イギリスの原子力発電所建設計画の現状
2. レッドブック2011概要

1. イギリスの原子力発電所建設計画の現状

1) 新規原子力発電所建設に関する政策経緯

(1) 福島第一原子力発電所事故以前

① 新規原子力発電所建設政策の決定

2003年のエネルギー白書では、2050年までに1990年レベルで60%（現在の目標は80%）まで温暖化ガスの排出量を低減するためのエネルギー政策として、発電に関してはエネルギー効率の改善と再生可能エネルギーの開発促進を挙げている。原子力発電（現在16基、約9GW、表1及び図1参照）については、2020年代にほとんどが停止することについて言及していたが、経済性が悪くまた放射性廃棄物の問題から更新のために新たに原子力発電所を建設することは考慮しておらず、再生可能エネルギーやCCS（Carbon Capture and Storage：化石燃料を使用することで排出される炭酸ガスを回収し地中や深海底に貯留する）を備えたクリーンコール技術が重要との方針であった。また、エネルギーセキュリティに関しては、北海油田の枯渇から将来化石燃料の多くを輸入に頼ることを想定していたが、多くの先進国が輸入に頼っており輸出国との良好な外交関係の維持により対応可能としていた。

その後、化石燃料の高騰により、原子力発電の経済性が好転したことで電力会社が新規の原子力発電所建設に興味を示したこと、再生可能エネルギーは発電コストが高く国民にとって経済的な負担が大きくなること、クリーンコールエネルギーの実用

化には技術的に不確定性があることなどから、気候変動政策の目標達成においてコストとリスクを下げるためには原子力発電への投資が不可欠であり、そして、エネルギー危機に対応するためエネルギー源の分散化を図りエネルギーセキュリティを高めるとの政府の方針のもとに、老朽化で停止する原子力発電所の更新が検討された。その結果は、2006年7月に発表された Energy Review Report 2006²⁾に記載され、2007年5月に発表されたエネルギー白書³⁾を経て、2008年1月に発表された原子力白書⁴⁾で新規原子力発電所の建設が国のエネルギー戦略の一つとして固まった。

②原子炉安全審査の開始と立地場所の選定

イギリスで建設された原子力発電所は、1基(サイズウェル(Sizewell)B原子力発電所、加圧水型軽水炉(PWR))を除いてイギリスが独自に開発したマグノックス炉(減速材に黒鉛、冷却材に炭酸ガスを用いる黒鉛減速炭酸ガス冷却炉(GCR: Gas Cooled Reactor、燃料は天然ウラン))とその改良型の改良型ガス冷却炉(AGR: Advanced Gas Cooled Reactor、燃料は低濃縮ウラン)で、最も新しい原子力発電所が唯一の軽水炉(PWR)のサイズウェルB原子力発電所で、1987年に認可され、1995年発電を開始している。原子力発電所の建設運転に関する安全審査については長期間のブランクがあり、建設促進のために、新たな許認可システムが構築されている。原子炉の安全審査と立地場所の安全・環境・地域社会への影響など総合的な評価を並行して実施する方式で、原子炉については米国同様型式承認方式を取り入れている。

原子炉の安全審査については、HSE(Health and Safety Executive)と環境庁(EA: Environmental Agency)が2007年8月より原子炉の機種ごとの包括的安全審査(GDA: Generic Design Assessment)を開始し、安全性に優れた最新の第三世代軽水炉であるフランス AREVA の EPR(European Pressurized Water Reactor)、米国 Westinghouse(東芝の子会社)の AP1000、カナダ AECL の AC1000、GE-Hitachi の ESBWR(Economic Simplified Boiling Water Reactor)の4機種が審査申請されたが、AECLが2008年4月審査の延期を申請、2008年9月にはGE-Hitachiも審査の一時停止を申請した。その後、GE-Hitachiは2009年11月19日に審査対応の再開を発表した。EPRとAP1000については、審査期間は3.5年、審査完了は2011年6月の予定で審査が進められた。^{5),6),7)}

立地場所の評価については、2025年までに建設可能な場所として実施された政府による事前評価(Strategic Siting Assessment)に対して、2009年3月までに11か所の立地場所の申請が行われ、2009年11月に、10か所が立地場所として選択されたが、2010年10月の最終リストでは原子力発電所等に隣接する8か所(ブラッドウェル(Bradwell)、ハートルプール(Hartlepool)、ヘイシャム(Heysham)、ヒンクリ

ー・ポイント(Hinkley Point)、オールドベリー(Oldbury)、サイズウェル(Sizwell)、セラフィールド(Sellafield)、ウィルファ(Wylfa))が残った。⁸⁾

表 1 イギリスの原子力発電所 ^{9),10)}

発電所名	所有会社	炉型	電気出力 MW(Net)	発電開始	停止予定
ウィルファ 1 号 (Wylfa 1)	NDA	GCR	460	1971 年	2014 年
ハンターストン B 1 号 ハンターストン B 2 号 (Hunterston B)	EDF Energy	AGR	445 445	1976 年 1977 年	2016 年
ヒンクリー・ポイント B 1 号 ヒンクリー・ポイント B 2 号 (Hinkley Point B)	EDF Energy	AGR	435 435	1976 年 1976 年	2016 年
ハートルプール 1 号 ハートルプール 2 号 (Hartlepool)	EDF Energy	AGR	590 590	1983 年 1984 年	2019 年
ヘイシャム I 1 号 ヘイシャム I 2 号 (Heysham I)	EDF Energy	AGR	580 580	1983 年 1984 年	2019 年
ダンジネス B 1 号 ダンジネス B 2 号 (Dungeness B)	EDF Energy	AGR	520 520	1983 年 1985 年	2018 年
ヘイシャム II 1 号 ヘイシャム II 2 号 (Heysham II)	EDF Energy	AGR	610 610	1988 年 1988 年	2023 年
トーネス 1 号 トーネス 2 号 (Torness)	EDF Energy	AGR	595 595	1988 年 1989 年	2023 年
サイズウェル B 1 号 (Sizewell B)	EDF Energy	PWR	1191	1995 年	2035 年
合計発電容量			9201		

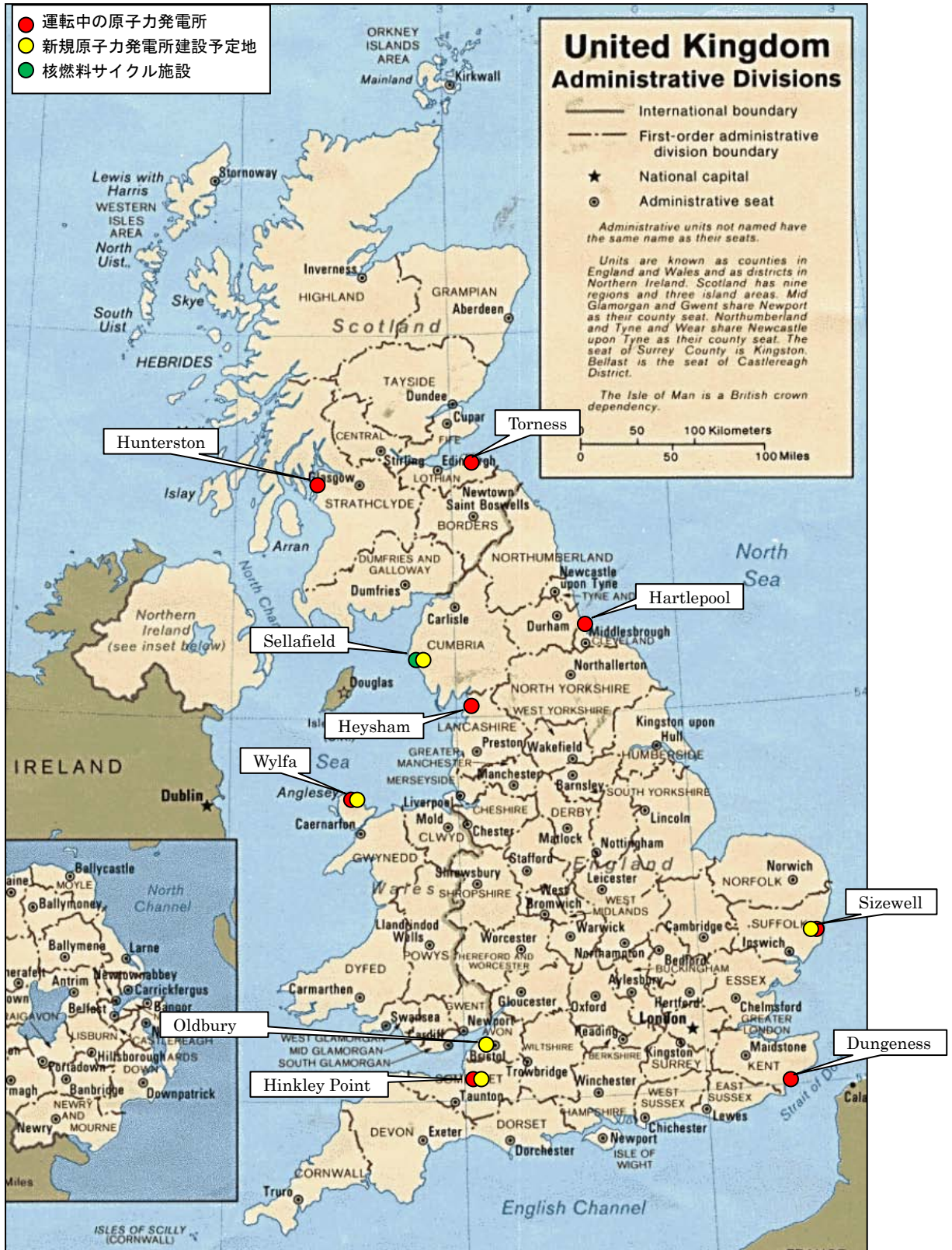


図 1 イギリスの原子力発電所サイト及び新規原子力発電所建設予定サイト

(2)福島第一原子力発電所事故以降

①エネルギー国家政策文書による新規原子力発電所建設の確認

2011年3月11日の東日本大震災に引き続いて発生した福島第一原子力発電所の事故が、ドイツ、スイスの原子力発電からの段階的な撤退やイタリアの原子力復興政策の停止などEU諸国の原子力政策に大きな影響を及ぼす中で、英国の保守党と自由党の連立政権は、電力の脱炭素化のためのエネルギー源として原子力を重要な柱の一つとする政策を変更せずに着々と新規原子力発電所建設に向けた環境づくりを進めている。

2011年7月18日、下院議会で6件のエネルギーに関する国家政策文書(NPS: National Policy Statements for Energy Infrastructure, EN-1 から EN-6 までの6つの文書¹¹⁾)が承認された。これ等の文書は、2050年までに温室効果ガスの排出量を1990年レベルの80%減まで削減するとともに将来のエネルギー供給保障を確立するための政策に関するもので、将来のエネルギー構成としては再生可能エネルギー、原子力、化石燃料(ただし将来は排出する炭酸ガスを回収、貯蔵するCCS(Carbon Capture and Storage)システムの導入が条件)の3つとし、各々のエネルギー関連施設の導入政策及び施設の建設に当たっての国の審査の技術規定(国家の重要プロジェクトの実施について審査を行うインフラ計画委員会(IPC: Infrastructure Planning Commission、国家の重要な基盤施設(発電所、空港、鉄道、道路など)建設計画について総合的な判断を下す独立機関で、Planning Act 2008に基づいて2009年10月に設置された)の重要な審査の判定基準)を定めたものである。

福島第一原子力発電所の事故後に、将来のエネルギー源として原子力発電の必要性を再確認し、新たな原子力発電所の建設促進を国家政策として議会で決定したのはイギリスが初めてである。原子力発電を選択する理由としては、低炭素排出で既に技術的に証明された発電技術であること、そして、燃料供給の安定性、燃料価格の安定性、資源の安定性などを挙げている。

2050年までに80%減の排出量(排出量は159MtCO₂/y)を達成するための柱となるエネルギー政策は、電力分野への低炭素発電技術の導入、住宅、ビル等の断熱効率の向上とヒートポンプを利用した暖房システムの導入、輸送分野へのプラグインハイブリッド車、電気自動車、燃料電池車などの導入であるが、特に重要なものとして、暖房や自動車などの電化により2050年には電力需要が2倍になると予想されることから2030年までに発電分野を脱炭素化する目標を掲げている。電力の脱炭素化のための低炭素発電技術としては、風力発電を柱とした再生可能エネルギー発電、原子力発電、CCSを備えた石炭火力発電及び天然ガス火力発電を用いることを想定している。

②原子炉安全審査の暫定承認

原子炉の設計に関する審査は、第三世代軽水炉であるフランス AREVA の EPR と米国 Westinghouse(東芝の子会社)の AP1000 についての GDA が 2011 年 6 月に終了する予定であったが、2011 年 9 月末に予定されていた原子力規制局(ONR: Office for Nuclear Regulation)の局長 Mike Weightman の福島第一原子力発電所についての最終事故報告書の内容を審査に反映するため、審査が延びていた。²⁸⁾2011 年 10 月 11 日に報告書が提出され、最終的結論は、英国の原子力発電所は基本的に安全であり、また新規原子力発電所建設に関するエネルギー国家政策文書 NPS の EN-1 及び EN-6 を変更するような大きな問題はないとの結論であった。ただし、2011 年 5 月に報告された暫定報告書で指摘されたように非常用電源や洪水対策等に関する改善が必要であり、GDA においても反映する必要があるとの指摘で、さらに約 2 か月の審査の後の 2011 年 12 月 14 日、AP1000 と EPR に対して原子力規制局は暫定設計承認確認書(IDAC: Interim Design Acceptance Confirmation)を、環境庁は暫定設計容認書(ISODA: Interim Statement of Design Acceptability)を発行したことを原子力規制局が発表した。最終承認を得るためには、いくつか残っている問題の処置と福島第一原子力発電所事故の教訓をどのように考えているかの説明を完了しなければならず、これ等課題が終了するまでは、原子炉の建設はできないと原子力規制局は厳命している。これ等の作業は、EPR については AREVA と EPR を導入する EDF Energy が協力して行い、約 1 年かかる予定であり、AP1000 については、公式には、導入する電力会社が決まるまで Westinghouse の作業は保留されることになる。¹²⁾

原子力発電所の建設のためには、GDA の承認以外では、原子力発電所建設サイトに関する安全性評価及び環境評価に関する原子力規制局と環境庁の承認並びに国の重要基盤設備としてのインフラ計画委員会の建設許可が必要になる。

③電力市場改革による新規原子力発電所建設計画の促進

当面の問題としては、今後 2020 年までの間に、EU の環境規制と発電設備の老朽化のために約 19GW(19.1GW(設置容量の 21%に相当)の発電設備が停止する予定¹³⁾で、発電分野の脱炭素化を図るためには、世界的な金融危機とそれに続く経済不況の影響が残る状況の中で、2020 年までに 1100 億ポンドの開発投資が必要なことである。このため、民間投資を呼び込むために、2030 年を見据えた電力市場改革に関する報告書“Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity”¹⁴⁾が 2011 年 7 月 12 日に公表され、2014 年からの低炭素発電への固定価格買取制度(FiT: Feed-in Tariff)の導入等に関する提案が国民に示された。脱炭素化と世界のエネルギー価格の上昇に対して必要となる投資は 2000 億ポンド(24 兆円、1 ポンド 120 円換算。以下同様の為替レートで

評価。)で、電力改革をしなければ 2030 年までに家庭の電力費は 200 ポンド(24000 円)増加するが、改革をすれば増加を 100 ポンド(12000 円)に抑えられると政府は述べている。¹⁵⁾

2012 年 5 月 22 日にこの電力市場改革に関する法律を含めたエネルギー法 2012-2013 が公表され¹⁶⁾、議会に提案された。この法律案¹⁷⁾の最重要項目は、差金決済取引(CfD: Contracts for Difference)を利用した低炭素発電電力の固定価格買取制度である。再生可能エネルギー発電電力への固定価格買取制度は既にドイツ、スペインなど EU の多くの国で導入され日本においても導入が開始されたが、原子力発電への適用はイギリスが初めてである。この背景には、現在稼働中の原子力発電所 9 か所 16 基、総発電容量 9.201GW の内、2023 年までに 15 基、8.01GW が運転寿命のため停止することから、政府としては、安全性に優れた第三世代軽水炉で更新することをエネルギー政策として掲げているが、建設費として莫大な先行投資(フランス AREVA の発電容量 1.63GW の EPR、1 基で 70 億ポンド(8400 億円)と予想されている。¹⁸⁾が必要であり、電力事業者から何らかの国からの財政支援を求められていて、先行投資資金の回収を保証するための長期間にわたる電力料金買取価格の保証を法制度化することで、政府としては公約通り補助金を出さずに電力事業者の要請に応えようとしている。

電力の買取価格の設定額によっては新規原子力発電所建設から撤退するとの警告を政府に対して発している事業者もあり、また、既に、原子力発電所建設計画から撤退し、洋上風力発電などの再生可能エネルギー発電に投資を集中する事業者も現れている。

新規原子力発電所の建設計画は 2030 年までに約 19GW、総投資額は 600 億ポンド(7.2 兆円)¹⁹⁾と経済波及効果は大きく、建設サイトの地元自治体は地元雇用の増加と、産業の発展、税収の増加など期待して新規原子力発電所建設を支持しており、また、政府としても原子力産業の復興(最後の原子力発電所の建設は 1995 年に稼働したサイズウェル B 原子力発電所)を目指して、原子炉の製造に必要なインフラ整備への補助金の支給、産官学の原子力技術者育成訓練センターや研究技術開発センターへの資金援助など積極的な支援を行っている。

2) 発電事業者の新規原子力発電所建設計画

イギリスの電力市場の発電分野は、国営電力会社の分割民営化と市場の自由化によって海外企業による企業買収が進み、現在は、フランスの国営電力会社 EDF、ドイツの大手電力会社の E.ON(ドイツ第 1 位)と RWE(ドイツ第 2 位)、スペインの大手電力会社イベルドロラ(Iberdrola)、国内企業の SSE(Scottish and Southern Energy)の大手 5 社に集約されている。これ等の 5 社全てが原子力発電所の建設を計画していたが、2011 年 9 月に SSE が撤退し、さらに 2012 年 3 月 29 日に E.ON

と RWE が撤退を表明した。

(1)EDF Energy の計画

2008 年に原子力発電会社ブリティッシュ・エナジー(BE: British Energy、原子力発電所 15 基を所有)を買収したフランスの国営電力会社 EDF(イギリスの子会社は EDF Energy)は、EPR(1.63GW)4 基(6.52GW)を、所有する既存のヒンクリー・ポイント(Hinkley Point)B 原子力発電所(改良型ガス冷却炉(AGR)2 基、総電気出力 870MW)とサイズウェル(Sizewell)B 原子力発電所(PWR 1 基、電気出力 1191MW)の隣接サイトに各々ヒンクリー・ポイント C 原子力発電所(EPR2 基、総電気出力 3.26GW)²⁰⁾とサイズウェル C 原子力発電所(EPR2 基、総電気出力 3.26GW)を建設する予定である。原子力発電所建設計画にはイギリス最大のガス・電力供給会社 Centrica も参加していて、新規原子力発電所の建設、運転、廃止措置などを行う NNB Holding Company Ltd に 20%の資本参加をしている。²¹⁾

イギリスにおける原子力発電所建設計画で最も先行しているのはヒンクリー・ポイント C 原子力発電所建設計画で、予定地はイングランドの南西部のサマセット州のブリッジウォーター(Bridgwater)の北西 12km にあってノース・サマセット海岸(North Somerset Coast)に面している。2011 年 7 月 28 日には、地元自治体のウェスト・サマセット(West Somerset)からサイト準備許可を取得²²⁾し、2011 年 7 月 29 日には原子力規制局(ONR)へ原子力サイト許可申請²³⁾を行い、ONR は 18 か月かけて審査を行う予定である。また、2011 年 10 月 31 日にインフラ計画委員会(IPC: Infrastructure Planning Commission、国家の重要な基盤施設(発電所、空港、鉄道、道路など)建設計画について総合的な判断を下す独立機関で、Planning Act 2008 に基づいて 2009 年 10 月に設置された)へ建設許可申請²⁴⁾を行い 2011 年 11 月 24 日に受理され、1 年かけて審査が行われる。インフラ計画委員会への申請書²⁰⁾によれば、1 号機は 2019 年に、2 号機は 2020 年に発電を開始する予定である。

サイズウェル C 原子力発電所建設予定地は、イングランドの西部、サフォーク(Suffolk)州のレイストン(Leiston)の東約 3km に位置し、北海に面している。現在は地元説明を行っている段階で、インフラ計画委員会へ申請スケジュールは提出していない。当初の予定²⁵⁾では 1 号機は 2019 年に、2 号機は 2025 年頃に発電を開始する予定であったが、この計画は遅れるものと思われる。

(2)Horizon Nuclear Power

E.ON(イギリスの子会社は E.ON UK)と RWE(イギリスの子会社は RWE npower)は半々の出資比率で原子力発電所を共同で建設・運転するための会社としてホライズン(Horizon Nuclear Power Ltd)を 2009 年 1 月に設立した。建設予定地は、原子力廃止措置機関(NDA:Nuclear Decommissioning Authority、マグノッ

クス炉(黒鉛減速炭酸ガス冷却炉:GCR)、政府関係の研究炉、再処理施設、核燃料製造施設、放射性廃棄物管理施設等の 20 サイトの所有、運転、廃止措置、廃棄物管理・処分に責任を持つ政府機関、2005 年設立)より購入(999 年間のリース)したオールドベリーA 原子力発電所とウィルファ A 原子力発電所の隣接サイトに原子力発電所を建設する予定で建設計画が進められていた。

新オールドベリー原子力発電所は、イングランドのグロスタシャー(Gloucestershire)州南部のセバーン(Severn)川河口に面しブリストル(Bristol)の北約 20km に位置する。2009 年 11 月にインフラ計画委員会に提出した環境影響評価予備調査報告書²⁶⁾によれば、EPR 2 基もしくは AP1000 3 基を建設する予定で総電気出力は 3.3GW と記述されている。

新ウィルファ原子力発電所は、ウェールズの北部のアングルシー(Anglesey)島の北部海岸に面し、2009 年 11 月にインフラ計画委員会に提出した環境影響評価予備調査報告書²⁷⁾によれば、EPR 3 基もしくは AP1000 4 基まで建設し総電気出力は 5.3GW と記述されている。

ホライゾンのホームページでは、総電気出力の目標は 6.6GW としている。²⁸⁾

ホライズンは 2009 年に NDA が原子力発電所建設用地として売り出した既存の原子力施設の隣接地であるアングルシー島のウィルファとグロスタシャー州のセバーンのオールドベリーを競売で落札し、各々、2011 年 10 月 27 日と 2012 年 1 月 31 日に用地購入を完了^{29),30)}し、ウィルファの 1 号機を 2020 年頃に運開する目標を掲げ建設準備を進めていたが、2012 年 3 月 29 日、E.ON UK と RWE npower は同時にホライゾンの総額 150 億ポンド(1.8 兆円)の原子力発電所建設計画からの撤退と、ホライゾンの売却先を探すことを発表した。³¹⁾

撤退の理由としては、世界的な経済危機による金融コストの上昇の中で、原子力発電所は特に資本コストが莫大で建設のリードタイムが長く資金回収に長期間を要することから、消費者と会社により早期に利益をもたらす他の戦略プロジェクトに投資を集中するためとしている。もちろん、福島第一原子力発電所事故後のドイツ政府の脱原子力政策による 8 基の原子力発電所の停止による収入損失と 2022 年までに残り 9 基の原子力発電所停止に関連する資金対策も大きな要因³¹⁾であり、既に 2011 年 10 月の報道でホライズンが東芝とフランスの AREVA にプロジェクトへの投資を打診しているとの報道³²⁾もあった。

発表の中で、E.ON UK と RWE npower は、ともにイギリスにおける原子力発電以外への投資を継続することを約束していて、E.ON UK については、高効率天然ガス火力発電所、天然ガス地下貯蔵施設、世界最大の London Array 洋上風力発電所(第 1 期 2012 年に完成し、総電気出力 630MW(3.6MW を 175 基)で許可は 1GW、ケント州及びエセックス州の海岸から 20km 沖合)、Humber Gateway 洋上風力発

電所(2011年2月に許可、2015年完成予定で、総電気出力230MW(3MWを77基)、ヨークシャー州の海岸から8km沖合)等の開発に投資する他、2014年までにスマートメーターを100万台以上設置するとしている。³¹⁾

ホライゾンの売却先については、ロシアの国営原子力統括企業 Rosatom、スペインの電力会社 Iberdrola と GDF Suez の合弁企業 NuGen、GE-Hitachi、東芝・Westinghouse と中国の SNTPC (State Nuclear Power Technology Corp: 国家核電技術公司、2004年に Westinghouse の AP1000 の技術移転のために設立された国策会社)そして米国の Exelon の企業チーム、フランスの AREVA と中国の CGNPC (China Guangdong Nuclear Corporation: 中国広東核電集团有限公司、中国の2大原子力発電会社の一つ)の企業チームが挙げられていた。売却先の選定は、イギリス政府、E.ON、RWE が協力して進めており、2012年7月22日のフィナンシャル・タイムズの報道³³⁾によれば、少なくとも Westinghouse チームと AREVA チームがイギリス政府及びホライゾンと話し合いをしているとのことで、2012年9月末までに最終入札書を提出し、2012年末までには落札企業が決定すると予想されているとのことである。

(3)NuGen (NuGeneration)

イベルドロウラと SEE はフランスの大手エネルギー企業 GDF Suez と共同(出資割合は、イベルドロウラが37.5%、SEE が25%、GDF Suez が37.5%)で総電気出力3.6GWの原子力発電所を建設する計画(Moorside Project)³⁴⁾で NuGeneration Ltd (NuGen)を設立し、NDA よりセラフィールド原子力施設の北部サイトを購入(19.5百万ポンド)して建設準備を進めていたが、2011年9月23日、SSE が NuGen からの撤退を発表した。SSE の撤退の理由は、当面、再生可能エネルギー発電と CCS を備えた天然ガス火力発電の開発に資源を集中するためとしている。2012年2月16日に、SSE の持つ25%の株式(7百万ポンド)はイベルドロウラと GDF Suez への売却が完了し、投資割合はイベルドロウラが50%、GDF Suez が50%となっている。³⁵⁾

イベルドロウラと GDF Suez は各々の発表の中で、新規原子力発電建設計画に変更はなく、2015年に最終的な投資決定を行い、2023年には1号機が稼働する計画であることを確認している。³⁴⁾

(4)原子力発電所建設計画の遅れに対する対応(表1参照)

2012年8月末で、運転を継続している原子力発電所は9か所で、原子炉16基、総電気出力9.201GW(NDA所有が1基、残りは EDF Energy が所有)で、2011年の発電量は69TWh で総発電量の19%を占めているが、2019年までに11基、5.6GW分が停止し、2023年までにさらに4基、2.41GW分が停止して、残るはサイ

ズウェル B 原子力発電の 1 基(1.191GW)だけとなる。このため、EDF Energy の当初の予定では、ヒンクリー・ポイント C 原子力発電所の 1 号機は 2017 年末までに、2 号機は 2019 年に運転を開始し、3.26GW の電力を供給する予定であったが、現状では 4 年遅れであり、その他の発電事業者の計画も遅れていて、新規原子力発電所の建設に時間的余裕を持たせるために政府は既存の原子力発電所の運転期間を延長する必要性に言及している。³⁶⁾

EDF Energy は、既に 2010 年 12 月 17 日にヘイシャム I 原子力発電所の 2 基とハートルプール原子力発電所の 2 基について運転期間を 5 年間延長して 2019 年までとすることを発表した。また、その他の原子力発電所についても運転期間の延長に関する技術検討を実施中であることも発表していた。検討の結果、現在では、AGR については 7 年間の運転期間延長が可能であり、PWR のサイズウェル B 原子力発電所については 20 年間の延長を予定している。これ等の運転期間延長により、900TWh の発電量が追加でき、390Mt の CO₂ の排出を防ぐことができるとしている。³⁷⁾

2012 年 5 月 22 日のガーディアン³⁸⁾の報道によれば、原子力規制局(ONR)は、EDF Energy との間で 8 か所の原子力発電所の運転期間延長に関して作業をしていると述べていて、安全規制テストをパスすれば延長を認めるとも述べている。また、EDF Energy は、最終決定はしていないが、最初の寿命延長の申請は、ヒンクリー・ポイント B 原子力発電所とハンターストン B 原子力発電所(現在は、両方とも 2016 年に停止予定)の予定であり、AGR の 7 か所の原子力発電所全体で平均 7 年間の運転期間の延長を希望しているが、もしもさらに延長することが経済的に実行可能と判断されればさらに年数を増やすこともあり得ると述べている。

なお、運転期間の延長は、あくまでも短期的な電力供給リスクへの対応であり、長期的には新規の原子力発電所建設の必要性や緊急性が変わるものではないとしていて、新規原子力発電所建設計画に専念していると述べている。

新規原子力発電所建設計画が順調に進めば、2030 年頃の原子力発電容量は約 19GW になり、現在の原子力発電容量約 9GW の約 2.1 倍に増加することになる。

3) エネルギー法案提出

2012 年 5 月 22 日、エネルギー・気候変動省(DECC: Department of Energy and Climate Change)は、2011 年 7 月 12 日に発表した“Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity”¹⁴⁾に示された電力市場改革を含むエネルギー関係法案(Energy Bill 2012-2013、電力市場改革関係以外で原子力発電に関するものとしては、原子力規制局(ONR: Office for Nuclear Regulation)の法制化が含まれている。)を公表^{16),17)}し、それに

対して、議会は詳細な審議を公表した。

(1) 低炭素発電電力の差金決済取引(CfD:Contracts for Difference)による固定価格買取制度(FIT:Feed-in Tariff)

電力市場改革法案の中核は、原子力発電と再生可能エネルギー発電からの電力の買取価格を長期間保証する差金決済取引による固定価格買取制度(FIT-CfD)である。この制度は、2020年までに現在の発電設備の更新と送電網の向上に必要な1100億ポンド(13.2兆円)の投資を投資家や電力事業者に促すためのもので、特に、資材の高騰や福島第一原子力発電所事故対応による安全設備の増強などで原子力発電所の建設費は高騰し、投資リスクの高まりから資金調達コストも上昇しており、政府が長期間にわたって電力価格を保証することで投資リスクを低減し投資家や電力事業者の将来に対する不安を解消し投資の決定を引き出す目的がある。

原子力発電は、建設準備から発電開始までに約10年前後の長いリードタイムが必要であり、電力不足が予想される2020年代後半までに稼働を間に合わせるための建設判断のタイムリミットが迫ってきており、政府は電力事業者の要請に応え、2013年春に1次法制化を完了し、2014年の2次法制化を経て、2014年より実施に移す目標を掲げている。

①FIT-CfD制度の仕組み^{39),40)}

イギリスのFIT-CfD制度は、ドイツ、スペイン、日本などで行われている長期間(ドイツの太陽光発電は20年間)にわたり固定価格で発電事業者や個人からの電力を買い取ることを保証する固定価格買取(FIT)制度とは少し異なる。発電事業者と電力を買い取る送電事業者(National Grid:イングランド、ウェールズ及びスコットランドをカバーする高圧送電事業者)との間で長期間にわたる売買契約するところは同じであるが、権利行使価格(strike price)と呼ばれ価格が設定され、もしも市場の卸売価格が権利行使価格より低い場合は、送電事業者はその差分の価格を上乗せした価格で発電事業者から電力を買い取る。しかし、市場の卸売価格が権利行使価格より高い場合は、送電事業者は権利行使価格で発電事業者から買い取ることになる。発電事業者にとっては長期間(設備の運転寿命相当期間)にわたって安定した収入が保証され、消費者にとっては市場価格を反映したFIT制度でありメリットがあると政府は説明している。

この制度の運用に当たっては、送電事業者のNational Gridと政府が責任を持つことが法案に明記されていて政府保証であることを明確にしているが、電力を買い取るのは送電事業者で買取価格は供給事業者への売り渡し価格に転嫁され、最後には電力料金として消費者に転嫁される。このため、政府は、これまで掲げてきた新規原子力発電所の建設に補助金は出さないと公約には触れないと主張している。

②権利行使価格の設定

問題となるのは、権利行使価格をいくらに設定するかである。エネルギー法案が公表された2012年5月22日、DECCのスポークスマンは原子力発電所建設の先頭を走っているEDF Energy及びCentrica(新規原子力発電所建設に20%資本参加する)との間でヒンクリー・ポイントC原子力発電所に関する権利行使価格について話し合いを始めていることを明らかにした。¹⁵⁾

権利行使価格の設定には、原子力発電所の建設費が大きく関係してくるが、ヒンクリー・ポイントC原子力発電所に建設が予定されているフランスAREVAの第三世代軽水炉EPR(電気出力1.63GW)1基の建設費は昨年までは45億ポンド(5400億円)と言われていたのが現在は70億ポンド(8400億円)との報道もある。2012年5月8日のシティグループの発表⁴¹⁾では、建設費を70億ポンドと仮定した場合、166ポンド/MWh(19.92円/kWh)の価格設定が必要と評価している。また、Bloomberg New Energy Financeのアナリスト⁴²⁾によれば、建設コストの上昇分と10~11%の利益率をもとに評価すると、95~105ポンド/MWh(11.4円~12.6円/kWh)の権利行使価格が必要だろう評価していて、上限としては洋上風力発電所の価格保証レベルである130ポンド/MWh(15.6円/kWh)であろうとも述べている。ちなみに、2012年7月12日の1か月先物の電力卸売価格は41.82ポンド/MWh(4.954円/kWh)である。

政府は、2012年の秋までに差金決済取引の運用方法の詳細を示す運用枠組み(Operational Framework)を公表する計画³⁹⁾でこれには企業からのフィードバックを考慮するとしている。EDF Energyと政府は、年末までにヒンクリー・ポイントC原子力発電所に関する権利行使価格を決定する予定であり、原子力発電所の建設を計画している他の事業者はその行く末を注視している。

③原子力発電へのFIT-CfD制度適用の法的問題点と事業者の不安

2012年1月24日のイギリスのEnergy & Environmental Management Magazineによれば、EUのいくつかの環境団体(英国を拠点とするEnergy Fairなどが原子力に対する補助金についてEU委員会に告訴する準備が行われているとのことである。この告訴の中に、イギリスの電力市場改革政策に関する項目として、FIT-CfD制度と発電容量市場(Capacity Market)制度が取り上げられている。⁴³⁾

国家(地方自治体も含む)による企業への補助金(補助金に相当するものも含む)は、競争維持の観点からEUの競争法の一部である国家援助規則の規制対象になる。

告訴の内容は、EUの気候変動対策の一環として行われている再生可能エネルギーの普及促進のための支援策であるFIT制度を成熟した技術である原子力発電に適用することは国家援助規則に違反しており、FIT-CfDの対象から原子力発電を

除外すべきであるとの主張である。また、電力システムの補強のために提案された発電容量市場(Capacity Market)制度は原子力発電に対する不当な支援に利用されるとの告発である。

政府は、当初の案(2011年7月12日発表の電力市場改革に関する政策報告書)では政府が発電事業者とFIT-CfDの契約を結ぶことになっていたが、EUの国家支援規則に違反する可能性があるとの判断から2012年5月22日発表のエネルギー法案では発電事業者と電力を買い取る送電事業者との間で契約を結ぶ制度に改めている。DECCの担当大臣は下院の委員会でFIT-CfDはEU委員会規則と矛盾しないと述べている。⁴⁴⁾

しかしながら、FIT-CfD制度の実現に対する電力事業者の不安は晴れず、特にEDF EnergyのパートナーであるCentricaの心配は強く、2012年5月末に予定されていたヒンクリー・ポイントC原子力発電所の12億ポンド(1440億円)土木工事契約(発注先はBalfour Beatty(イギリス大手建設会社の一つ)とLaing O'Rour(イギリスの大手多国籍建設会社)の共同企業体)を早くとも2013年まで延期することが明らかになった。また、既に契約をしている建設サイトの敷地造成などの準備工事(2011年12月、1億ポンド(120億円)でKier社とBam社の共同企業体と契約)についても2012年5月初めに延期をしている。EDF Energyはより広い意味での計画はそのままであり、建設サイトの準備工事はできる限り速やかに開始すると発言しているが、建設計画は当初の計画より約4年遅れると予想されている。^{45),46)}

EDF EnergyのCEOは、2012年末に建設投資の最終決定をするための条件としてFIT-CfD制度に対して3つの条件を示している。第一に、明確に理解でき先例のある、取引相手が明確な契約モデルにならなければならないこと、第二に、長期間にわたり法律的に強固なものであることを保証するものでなければならないこと、そして第三は、政府のスケジュールどおり2013年の春に法案について女王の承認を得ることである。⁴⁷⁾

原子力発電所建設を計画している事業者は、FIT-CfD制度の実現と権利行使価格の設定価格によっては計画から撤退する可能性もあり、この場合、イギリスのエネルギー政策は破たんすることになる。政府とEDF EnergyとのFIT-CfD制度に関する交渉は今後の原子力発電所建設計画の実現を占う重要な鍵となっている。

なお、EUの公正取引委員会は、国家援助法に違反するかの審査には18か月かかると述べている。⁴²⁾

(2)発電容量市場(Capacity Market)制度^{48),49)}

2013年1月からEU排出権取引制度は第三期に入り、電力分野ではほとんどのEU加盟国でCO₂排出枠が全てオークションによる有料となる。また、イギリスでは、

2013年4月からはCO₂排出枠の下限価格として16ポンド/tCO₂(最近の取引価格は7ユーロ/tCO₂(5.6ポンド/tCO₂)前後)が導入される。さらに、2014年からFIT-CfDが導入されれば、低炭素発電の利用が促進され、2020年代には発電が天候に左右される風力発電及び太陽光発電と負荷追従性が困難な原子力発電の割合が増加すると予想されている。一方で、天然ガス火力発電などは、政府の優遇策もなく、再生可能エネルギー発電のバックアップ電力(風が吹かない時の風力発電電力の減少時に運転)として利用が増え、稼働率が低くなることが予想されるため新たな投資意欲が低下し信頼性のある発電容量(起動時間が短く、電力不足に迅速に対応できる発電設備及び電力貯蔵設備と海外輸入電力など)が減少することから、電力供給に対する潜在的なリスクが増加すると政府は予測している。

発電容量市場(Capacity Market)制度に関する法律は、このような将来の潜在的な電力供給リスクに対する防御策として導入されるもので、今後、電力供給状況の監視を継続し、問題が起こりそうな場合に対応することができるように提案されたものである。現在考えられている発電容量市場(Capacity Market)制度の仕組みは、政府が将来必要になる信頼できる発電容量を評価決定し、送電事業者がその必要発電容量の年間利用可能料金をオークションで落札した発電業者に支払う代わりに、その発電事業はその年のいかなる時でも送電事業者から要請があればその発電容量に見合う電力を供給しなければならない。もしも、供給できないときは、送電会社にあらかじめ定められたペナルティー料金を払わなければならない。もちろん、電力を供給すれば卸売価格での売電収入も得られる。

この年間利用可能料金は、送電事業者から電力供給事業者への売り渡し価格に上乗せされ、そして最後には消費者が支払う電力料金に上乗せされることになる。しかし、電力供給の安定化により、電力卸売価格が安定化することで消費者にとってもメリットがあり、また、発電事業者にとっても収入が安定化することから天然ガス火力発電などへの投資がしやすくなると政府は予測している。

最初のオークションは発電設備容量の建設期間などを考慮して実施予定年である2019年頃より4年前の2015年頃を予定している。

今後の法制化の進め方は、2013年春予定の1次法制化のための作業と並行して送電事業者(National Grid)、ガス・電力市場管理局(Ofgem: Office of the Gas and Electricity Markets)、その他利害関係者と共同でイギリスの電力市場に最も適した仕組みの詳細設計をDECCが行い、2013年に詳細な仕組みの案を提示して意見募集を実施し、2014年に2次法制化を完了する予定である。

(3)CO₂ 排出性能基準(Emissions Performance Standard)⁵⁰⁾

2011年のイギリスの総発電量は368TWhで、天然ガス火力発電が147TWh(総発電量の40%)、石炭火力発電が109TWh(総発電量の30%)、原子力発電が

69TWh(総発電量の19%)、再生可能エネルギー発電が34TWh(総発電量の9.4%)、その他石油等を燃料にする火力発電が9TWh(総発電量の2.5%)である。2011年における電力分野から排出されるCO₂はイギリス全体でのCO₂排出量(全温室効果ガスに占める割合は84%)の32%(全温室効果ガスに占める割合では約27%)を占め146MtCO₂であり、このうち石炭火力発電から排出されるCO₂は約90MtCO₂で約62%を占めている。^{51),52)}

電力分野の脱炭素化を図るためには、化石燃料火力発電へのCCSの導入が必要不可欠であり、新規の石炭火力発電所にCCS設備を付加することを義務付けるためのCO₂排出性能基準の導入が提案された。この基準により、EUの環境基準に対応するために停止する石炭火力発電所の新規の代替え発電として再生可能エネルギー発電や原子力発電の採用の促進やCCS技術開発の促進を助長する効果を政府は期待している。

2011年における、発電設備からのCO₂排出原単位は、石炭火力発電が912gCO₂/kWh、天然ガス火力発電が392gCO₂/kWh、発電設備全体では443gCO₂/kWhであるが、今回提案されたCO₂排出性能基準は450gCO₂/kWh(適用期間は2045年まで)で再生可能エネルギーの予備電力と位置付けられている天然ガス火力発電の建設を阻害しない基準となっている。また、この基準の適用は、イギリスのCCS商業化プログラムやEUまたはFIT-CfD基金から補助を受ける商業規模のCCS付加石炭火力発電所に対しては除外されることになっている。

(4)再生可能エネルギー供給義務制度移行調整措置(Renewables Obligation Transitional Arrangements)⁵³⁾

①再生可能エネルギー供給義務制度(Renewables Obligation)⁵⁴⁾

再生可能エネルギーの利用促進策として、ドイツ、スペイン、イタリア等の多くのEUメンバー国が電力の固定価格買取制度(FIT:Feed-in Tariff)を導入したのに対して、イギリスは再生可能エネルギー供給義務制度(RO:Renewables Obligation)を採用した。

再生可能エネルギー供給義務制度は2002年に導入され、現在は大規模な再生可能エネルギー発電の導入促進のための政府による財政支援策となっている。この制度の仕組みは、電力供給事業者に対して供給電力量の内、毎年、ガス・電力市場管理局(Ofgem:Office of the Gas and Electricity Markets)が定める割合の再生可能エネルギー電力を供給することを義務付けるもので、電力供給事業者は必要な再生可能エネルギー発電電力量を発電事業者から購入するが、その時、Ofgemが再生可能エネルギー発電の種類と発電量に応じて発電事業者に発行する再生可能エネルギー供給義務証書(ROC:Renewables Obligation Certificates、発電量1MWhに対して陸上風力発電は1ROC、洋上風力発電は1.5ROCなど)も購入する

ことになる。これによって、通常の電力卸売価格に上乘せされた収入が発電事業者に入ることになり発電事業者に再生可能エネルギー発電事業への参入を促すことになる。なお、認定された発電設備に対して ROC は 20 年間発行される。

ROC の買取価格と電力供給事業者の購入義務割合は、Ofgem が年度単位で決定し、ちなみに 2012 年 4 月 1 日から 2013 年 3 月 31 日の 1 年間は、買取価格は 40.71 ポンド/ROC で、購入義務割合は、イングランド、ウェールズ、スコットランドは 0.158ROC/MWh、北アイルランドは 0.081ROC/MWh、全体では 0.111ROC/MWh である。

電力供給事業者は、買い取った ROC を Ofgem に提出することで供給義務を果たしたことを示すが、供給義務割合を満たすだけの ROC を提出できなかった場合は、電力供給事業者は、足りない分の ROC の金額を罰金として Ofgem に支払い、支払われた罰金は、供給義務を果たした電力供給事業者へ、提出した ROC の量に比例した金額が分配される。

②ROのCertificate Purchase Obligationへの移行⁵³⁾

2014年からのFIT-CfD導入に伴い、ROは2017年までで終了する。2014年から2017年の間に発電を開始する設備は、ROかFIT-CfDのどちらかを選択できる。2017年以降は、Certificate Purchase Obligationに移行し、2017年までにROC発行の適用が承認された再生可能エネルギー発電設備に対して、Ofgemもしくは政府がROCを固定価格で制度が終了する2037年(2017年に承認を受けた発電設備に対する購入期間、20年が経過する)まで購入することになる。ROCの購入基金は、電力料金に課徴金をかけることで手当てする。

ROを導入した2002年における再生可能エネルギー発電容量と発電量の占める割合は、3.1GWと1.8%で、2011年では13GW、9.4%に増大し、一定の成果を収めたが、再生可能エネルギー利用に関するEU指令でイギリスに課せられた2020年までに最終エネルギー消費の15%を再生可能エネルギーで賄う目標を達成するために、電力の30%を再生可能エネルギーで賄う目標を掲げており、更なる再生可能エネルギー利用の促進を図るために、ROに代えてEU各国で成果を上げているFITにイギリス独自の改善を加えたFIT-CfDを導入しようとしている。

(5)原子力規制局(Office for Nuclear Regulation)の設置法⁵⁵⁾

2011年4月1日、健康安全局(HSE:Health and Safety Executive)の外局として原子力規制局(Office for Nuclear Regulation)が設置された。約20年ぶりの新規原子力発電所建設に備えた原子力安全規制組織の強化のためで、それまでHSEが責任を持っていた原子力施設の安全及び保証措置規制業務と運輸省が責任を持って

いた放射性物質の輸送規制業務を統合した組織で、独立した法的規制機関とする予定で設置法の準備が進められてきたが、今回のエネルギー法案の中で提案されることになった。

エネルギー法では、ONRに対して予算及び雇用について独自性を与えている。ONRの予算は、現在95%が原子力産業によって賄われていて、今回の組織強化についての予算についても全て原子力産業によって賄われる。2013年から2020年までの追加の予算は年平均で13百万ポンド(15.6億円)である。今回の法律では予算の100%を原子力産業からの資金で賄われることを可能にしている。

業務の透明性を確保対策としては、担当大臣が監督をし、5年間の戦略計画と年間業務計画を承認するとともに、会計検査院に予算計画書を提出することになっていて、また、全ての文書を国会に提出すること義務付けている。

4)原子力発電に関する世論調査⁵⁶⁾

EDF Energy の委託で国際的市場調査会社 YouGov が 2012 年 6 月 15 日から 6 月 18 日の 4 日間で 4009 人を対象に原子力発電を含む政府の将来に備えた電力政策に関する世論調査を実施し、調査結果が 2012 年 7 月 3 日に公表された。

2020 年までに原子力発電所のほとんどと老朽化した石炭火力発電所が廃止となり電力不足問題が発生することを知っていると感じた人は、59%で 2008 年からほぼ 60%前後で変わりはない。

この電力不足を埋め合わせる方法として建設する発電設備の種類として、発電の種類ごとに行った調査で最も支持率が高かったのは洋上風力発電で 68%、次に陸上風力発電で 57%、次が CCS を備えた石炭火力発電で 55%、次が原子力発電で 50%、最も支持率が低かったのが天然ガス発電で 39%であった。風力発電については 2008 年から連続して支持率が低下(2008 年の洋上風力発電の支持率は 82%、陸上風力発電は 72%)している。原子力発電については、福島第一原子力発電所の事故後の 2011 年の 3 月と 6 月の調査では、それぞれ支持率は 46%と 47%で 2008 年から 2010 年までの 52%より低下したが今回の調査では 50%に増加した。また不支持率は 2008 年以来最低の 22%で、2011 年 3 月の 30%、2011 年 6 月の 28%から大きく減少した。

原子力発電がイギリスのエネルギーバランスの一つの構成要素として必要であるとの意見を支持した人は 63%で 2011 年 3 月の 60%、6 月の 61%より若干支持が回復した。また不支持も 11%と 2011 年 3 月の 18%、6 月の 15%より減少し、2008 年以来最低(2010 年も 11%)となった。

最も重要なことは、原子力発電所のいかなる建設も停止すべきであるとの意見に対して賛成と答えた人は 20%で 2011 年 3 月の 25%、6 月の 23%より減少した。

このような原子力発電に対する不支持の減少は、他の世論調査でも明らかになっ

ている。^{57),58)}

今回の調査では、政府の電力市場改革法案についての世論調査も行われたが、聞いたことがあると答えた人は 39%にとどまり、さらに内容について良く理解していると答えた人は 6%であった。2011 年 7 月に法案の大枠が白書の形で公表され、2012 年 5 月 9 日に法案が公表されたばかりであるにもかかわらず、電力改革法案に対するイギリス国民の興味は低いようである。また、発電設備への投資を促進するための低炭素発電(原子力発電、風力発電、太陽光発電)による電力の固定価格買取制度の FIT-CfD については、電力料金が上昇するが将来の電力料金の安定化と電力料金のより低い価格上昇を導くとの政府の発言に対する支持率は 35%で不支持率の 18%を上回ったが、支持も反対もしないが 30%、わからないが 17%で、まだイギリス国民の理解が得られていないようである。

以下に調査結果の概要を紹介する。

質問 1

イギリスの古い原子力発電所のほとんどといくつかの石炭火力発電所は 2020 年頃までに運転寿命が来る。新しい発電所でかなりの電力不足分を埋め合わせる必要がある。あなたはこの問題について知っていましたか。

(%)

	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年 (3 月)	2011 年 (6 月)	2012 年
知っていました	61	62	62	57	64	59
知りませんでした	34	33	33	38	30	35
はっきりしない	5	4	5	5	6	6

質問 2

この電力不足を埋め合わせに貢献するために建設される色々な種類の発電所があります。各々の発電所の種類に対して、その建設を支持するか反対するか教えてください。

質問 2-1

石炭火力発電所について。(発生する二酸化炭素が回収され安全に貯蔵される場合)

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く支持	21	20	17	18	18	20
支持する方向	42	40	41	39	40	35
支持の合計	63	60	58	57	58	55
反対の方向	10	12	12	12	12	11
強く反対	3	4	4	3	4	5
反対の合計	13	16	16	15	16	16
どちらでもない	20	20	22	22	21	20
わからない	5	4	5	5	6	9

質問 2-2

寿命で停止する古い原子力発電所を新しいものに更新することについて

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く支持	23	22	22	17	20	22
支持する方向	30	29	30	29	27	28
支持の合計	52	52	52	46	47	50
反対の方向	15	15	16	16	15	12
強く反対	12	11	8	14	13	10
反対の合計	26	25	24	30	28	22
どちらでもない	16	18	19	18	18	18
わからない	5	5	5	5	6	10

質問 2-3

天然ガス火力発電について。

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く支持	7	7	7	7	7	8
支持する方向	30	30	30	33	31	31
支持の合計	37	36	37	40	38	39

反対の方向	17	17	15	15	15	14
強く反対	4	4	4	3	4	4
反対の合計	21	21	19	18	19	18
どちらでもない	36	37	38	35	35	33
わからない	6	6	6	7	9	11

質問 2-4

陸上風力発電について。

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く支持	38	36	33	33	30	27
支持する方向	34	36	35	32	34	30
支持の合計	72	72	68	65	64	57
反対の方向	8	7	8	9	10	11
強く反対	5	5	6	7	7	10
反対の合計	13	13	14	16	17	21
どちらでもない	12	12	14	14	15	15
わからない	4	3	4	4	5	8

質問 2-5

洋上風力発電について。

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く支持	54	53	48	45	43	38
支持する方向	28	29	32	31	31	30
支持の合計	82	82	80	76	74	68
反対の方向	4	3	4	5	5	7
強く反対	3	3	3	5	4	6
反対の合計	7	6	7	10	9	13
どちらでもない	8	8	10	10	11	12
わからない	4	3	4	4	5	7

質問 3

発電についての以下の意見について賛成か反対かの程度を選択してください。

質問 3-1

イギリスはエネルギーの十分な自給を求めるべきである。

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く賛成	57	56	54	55	52	53
賛成する方向	32	34	36	35	36	34
賛成の合計	89	90	90	90	88	87
反対の方向	1	1	1	1	1	1
強く反対	0	0	0	0	0	0
反対の合計	2	2	1	1	1	1
どちらでもない	6	6	6	5	6	6
わからない	4	3	4	3	4	6

質問 3-2

原子力発電には欠点もあるが、しかし、石炭火力発電、天然ガス火力発電、風力発電とともにエネルギーバランスの一つとして原子力発電を国は必要とする。

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く賛成	27	26	25	22	25	27
賛成する方向	35	39	39	38	36	36
支持の合計	62	65	64	60	61	63
反対の方向	8	8	7	11	9	6
強く反対	5	5	4	7	6	5
反対の合計	13	13	11	18	15	11
どちらでもない	19	17	19	16	18	17
わからない	5	6	6	7	7	10

質問 3-3

最も良い解決策は、古い原子力発電所を新しいもので置き換えていくと同時に風力発電のような再生可能エネルギーを拡大することである。

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く賛成	30	29	26	24	24	24
賛成する方向	33	34	36	33	30	32
支持の合計	62	63	62	57	54	56
反対の方向	10	10	8	12	13	10
強く反対	5	5	4	6	6	5
反対の合計	15	15	12	18	19	15
どちらでもない	18	17	19	18	20	19
わからない	5	5	7	6	7	9

質問 3-4

最も重要なことは原子力発電所のいかなる建設も停止することである。

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く賛成	8	8	6	11	10	8
賛成する方向	12	14	12	14	13	12
支持の合計	20	22	18	25	23	20
反対の方向	23	26	28	24	24	23
強く反対	29	25	24	22	24	25
反対の合計	52	51	52	46	48	48
どちらでもない	22	22	23	23	22	21
わからない	6	6	6	6	7	10

質問 3-5

最も重要なことは炭酸ガスの排出を少なくして地球の温暖化を低減することです。

(%)

	2008年	2009年	2010年	2011年 (3月)	2011年 (6月)	2012年
強く賛成	28	30	22	23	21	22
賛成する方向	36	38	37	34	39	34
支持の合計	64	68	59	57	60	56
反対の方向	7	6	7	8	7	7
強く反対	4	4	4	5	4	5

反対の合計	11	10	11	13	11	12
どちらでもない	20	18	25	25	23	23
わからない	5	4	5	5	6	8

質問 3-6

原子力発電は全くほとんど炭酸ガスを排出しない。

	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年 (3 月)	2011 年 (6 月)	2012 年
強く賛成	19	19	17	17	18	20
賛成する方向	26	28	29	28	27	26
支持の合計	45	47	46	45	45	46
反対の方向	5	4	3	2	3	4
強く反対	2	1	1	2	1	1
反対の合計	7	5	4	4	4	5
どちらでもない	29	20	22	22	20	19
わからない	19	28	26	29	30	30

質問 4

あなたは、政府のエネルギー改革計画について強いて言えばどの程度聞いたことがありますか。

(%)

	2012 年
聞いたことがあり良く理解している	6
聞いたことはあるが本当に理解しているわけではない	33
聞いたことがない	61

質問 5

これから 2020 年までの間に廃止が予定されている原子力発電所と石炭火力発電所に関して、イギリスの電力会社は廃止による電力不足を賄うために 2000 億ポンドの投資が必要と評価されている。政府のエネルギー改革計画では、初期投資が高額な低炭素エネルギー（原子力発電、風力発電、太陽光発電）への投資を促進するために発電される電力に対して固定価格を設定する予定である。家庭の電力費は上昇するが、改革は電力価格がより安定し、そして将来、電力価格のより低い上昇に導くことを意味すると政府は言っている。

あなたはこれ等の政策をどの程度、支持もしくは反対しますか。

(%)

	2012 年
強く支持する	6
支持する方向	29
支持の合計	35
反対の方向	12
強く反対	6
反対の合計	18
どちらでもない	30
わからない	17

5)今後の動向

2050 年までに温室効果ガスの排出量を 1990 年レベルの 80%減まで削減するとともに、国民が入手可能な価格のエネルギーを安定して供給するとの国家目標を達成するためには、再生可能エネルギーはもちろん原子力発電にも一定の役割を担わせることが必要との政策判断であり、安全性に優れた第三世代軽水炉を導入するとともに原子力安全規制組織を強化して原子炉の安全性を確保しながら新規の原子力発電所建設を大規模に進めて行こうとしているのは先進国の中ではイギリスだけである。

これまでも述べたように、イギリスにおける新規原子力発電所建設計画が軌道に乗るかは、投資家や発電事業者を満足させられるような、法的にも問題なく長期的に信頼できる FIT-CfD 制度を政府が導入できるかどうかにかかっている。このような原子力発電に対する電力の固定価格買取制度が成功すれば、イギリスと同様に石炭火力発電の比率が高く、CO₂ 排出削減のために原子力発電を推進したいが資金不足で計画が進まない東欧の EU メンバー国にとっても、海外投資の導入呼び込み策として FIT-CfD は選択肢の一つになるだろう。また、EU メンバー国の中には、イギリス同様に原子力発電が電源構成の一部を占めていて 2020 年代にかけて原子力発電所が運転寿命を迎える国がいくつか(ベルギー、スペイン、オランダ等)あり、この計画が成功するかどうかは、EU メンバー国の原子力発電政策に大きな影響を与えるものと思われる。

参考資料

- 1) “Energy White Paper 2003: ‘Our energy future: creating a low carbon economy’”, U.K. Department of Trade and Industry, February, 2003
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/publications/white_paper_03/white_paper_03.aspx
- 2) “Energy review 2006: ‘The energy challenge’”, U.K. Department of Trade and Industry, July, 2006
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/publications/energy_rev_06/energy_rev_06.aspx
- 3) “Energy white paper 2007: ‘Meeting the energy challenge’”, U.K. Department of Trade and Industry, May, 2007
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/publications/white_paper_07/white_paper_07.aspx
- 4) “Nuclear white paper 2008: ‘Meeting the energy challenge’”, Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform, January, 2008
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/nuclear/white_paper_08/white_paper_08.aspx
- 5) “New nuclear programme”, U.K. Health and Safety Executive
<http://www.hse.gov.uk/newreactors/newnuclearprogramme.htm>
- 6) “Progress so far”, U.K. Health and Safety Executive
<http://www.hse.gov.uk/newreactors/progress.htm>
- 7) “INTERVIEW-GE Hitachi returning to UK nuclear new build race”, Reuters, November 19, 2009
http://www.forbes.com/feeds/reuters/2009/11/19/2009-11-19T185042Z_01_LJ422059_RTRIDST_0_BRITAIN-POWER-NUCLEAR-INTERVIEW.html
- 8) “New nuclear sites / National Policy Statement”, U.K. Department of Energy and Climate Change
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/nuclear/new/siting

[/siting.aspx](#)

- 9) “Purpose of the facilities”, EDF Energy
<http://www.edfenergy.com/about-us/energy-generation/nuclear-generation/nuclear-power-stations/>
- 10) “Electricity Generation”, Magnox Limited
<http://www.magnoxsites.co.uk/about-us/electricity-generation>
- 11) “National Policy Statements for energy infrastructure”, DECC
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/consents_planning/nps_en_infra/nps_en_infra.aspx
- 12) “Last stage of UK reactor licensing “, WNA, December 14, 2011
http://www.world-nuclear-news.org/RS_Last_stage_of_UK_reactor_licensing_1412111.html
- 13) “Planning our electric future: technical update- THE CASE FOR A CAPACITY MECHANISM”, DECC, December, 2011
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/meeting-energy-demand/energy-markets/3884-planning-electric-future-technical-update.pdf>
- 14) “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity”, DECC, July, 2011
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/EMR/2176-emr-white-paper.pdf>
- 15) “UPDATE 1-UK talks to nuclear firms about fixed power price”, Reuters, May 22, 2012
<http://www.reuters.com/article/2012/05/22/britain-power-reform-idUSL5E8GMCJ620120522>
- 16) “Written Ministerial Statement: Draft Energy Bill (Pre-Legislative Scrutiny)”, DECC, May 22, 2012
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/news/wms_energybill/wms_energy_bill.aspx

- 17) “Energy Bill”, DECC, May 22, 2011
<http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/energybill2012/energybill2012.aspx>
- 18) “EDF puts planned Somerset nuclear plant on hold”, Guardian, May 27, 2012
<http://www.guardian.co.uk/business/2012/may/27/edf-nuclear-delay?newsfeed=true>
- 19) “Nuclear Revival in U.K. Planned as Cameron Spurs Profits”, Bloomberg, May 9, 2012
<http://www.bloomberg.com/news/2012-05-09/nuclear-revival-in-u-k-planned-as-cameron-spurs-profits.html>
- 20) “Hinkley Point C Development Order Consent Application-Environmental Statement Doc Ref4.2-”, EDF Energy, October, 2011
<http://infrastructure.planningportal.gov.uk/wp-content/uploads/projects/EN010001/2.%20Post-Submission/Application%20Documents/Environmental%20Statement/4.2%20-%20Volume%201%20-%20Introduction/4.2%20-%20Volume%201%20-%20Introduction.pdf>
- 21) “Our organisational structure”, EDF Energy
<http://www.edfenergy.com/about-us/about-edf-energy/our-structure/>
- 22) “Go-ahead for UK nuclear groundwork”, WNA, July 29, 2011
http://www.world-nuclear-news.org/NN_Go_ahead_for_UK_nuclear_groundwork_2907111.html
- 23) “EDF Energy submits Nuclear Site Licence and key Environmental Permit Applications for Hinkley Point C”, EDF Energy, July 29, 2011
<http://hinkleypoint.edfenergyconsultation.info/Public-documents/Nuclear-Site-Licence-and-Environmental-Permit-Applications>
- 24) “EDF submits UK nuclear new build application-IPC”, Reuters, October 31, 2011

<http://www.reuters.com/article/2011/10/31/idUSL5E7LV1TY20111031>

- 25) “原子力海外ニューズピックス 2010 年第 3 号-イギリスの原子力発電所建設計画と連立政権の原子力政策-“, 日本原子力研究開発機構, 2010 年 6 月 29 日
<http://www.jaea.go.jp/03/senryaku/topics/t10-3.pdf>
- 26) “ Environmental Impact Assessment Scoping Report-Proposed Nuclear Power Station near Oldbury-On-Severn South Gloucestershire”, Horizon Nuclear Power Limited, November, 2009
<http://infrastructure.planningportal.gov.uk/wp-content/ipc/uploads/projects/EN010001/2.%20Post-Submission/Application%20Documents/Environmental%20Statement/4.2%20-%20Volume%201%20-%20Introduction/4.2%200-%20Volume%201%20-%20Introduction.pdf>
- 27) “Environmental Impact Assessment Scoping Report-Proposed Nuclear Power Station at Wylfa, Anglesey, North Wales”, Horizon Nuclear Power Limited, November, 2009
http://infrastructure.planningportal.gov.uk/wp-content/ipc/uploads/projects/EN010007/1.%20Pre-Submission/EIA/Scoping/Scoping%20Request/091123_EN010007_Wylfa%20EIA%20Scoping%20Report_11_09.pdf
- 28) “Energy Working for Britain”, SFOE, Horizon Nuclear Power limited
<http://www.horizonnuclearpower.com/>
- 29) “Horizon completes land agreement for new Wylfa power station”, Horizon Nuclear Power Limited, October 28, 2011
[http://www.horizonnuclearpower.com/files/downloads/Horizon%20completes%20land%20agreement%20for%20new%20Wylfa%20power%20station%20\(Wylfa\)%20-%20October%202011.pdf](http://www.horizonnuclearpower.com/files/downloads/Horizon%20completes%20land%20agreement%20for%20new%20Wylfa%20power%20station%20(Wylfa)%20-%20October%202011.pdf)
- 30) “UK's Horizon completes purchase of land for nuclear development”, Nuclear Engineering International, February 6, 2012
<http://www.neimagazine.com/story.asp?sectionCode=132&storyCode=2061706>
- 31) “E.ON looks to find new owner for Horizon Nuclear Power”, E.ON UK,

March 29, 2012

<http://pressreleases.eon-uk.com/blogs/eonukpressreleases/archive/2012/03/29/1802.aspx>

32) “German Consortium In Talks On Offering Stake In UK Nuclear Plans -FT”, Dow Jones, October 25, 2011

<http://www.foxbusiness.com/industries/2011/10/25/german-consortium-in-talks-on-offering-stake-in-uk-nuclear-plans-ft/>

33) “Two consortiums interested in reactors”, Financial Times, July 22, 2012

<http://www.ft.com/cms/s/0/19dd4f1e-d425-11e1-942c-00144feabdc0.html#axzz21SX4kNWB>

34) “NuGen names future plant Moorside”, WNA, December 2, 2011

<http://www.world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=31300>

35) “SSE sells nuclear stake for initial £5.75m”, Business Green, February 17, 2012

<http://www.businessgreen.com/bg/news/2153085/sse-sells-nuclear-stake-in-initial-gbp575m>

36) “Hendry: UK's nuclear reactor fleet could be extended beyond 2025”, Business Green, February 22, 2012

<http://www.businessgreen.com/bg/news/2154302/hendry-uks-nuclear-reactor-fleet-extended-2025>

37) “The value of nuclear plant life extension”, EDF Energy

<http://www.edfenergy.com/about-us/mission-ambitions/lead-nuclear.shtml>

38) “Nuclear reactor reprieve puts UK energy plans in doubt”, Guardian, May 22, 2012

<http://www.guardian.co.uk/environment/2012/may/21/nuclear-reactor-reprieve-energy-plans-doubt?newsfeed=true>

39) “Energy Bill 2012-13: Feed-in Tariffs with Contracts for Difference (CfD)”, DECC, May 22, 2012

<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/Energy%20Bill%202012/5314-aide-memoire-on-feedin-tariffs-with-contracts-for.pdf>

- 40) “ FEED-IN TARIFF WITH CONTRACTS FOR DIFFERENCE: DRAFT OPERATIONAL FRAMEWORK”, DECC
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/EMR/5358-annex-b-feedin-tariff-with-contracts-for-differe.pdf>
- 41) “U.K. Proposes Energy Overhaul to Lure Spending on Nuclear, Wind”, Bloomberg, May 22,2012
<http://www.businessweek.com/news/2012-05-22/u-dot-k-dot-proposes-energy-overhaul-to-lure-spending-on-nuclear-wind>
- 42) “U.K. Seen Doubling Power Price to Guarantee New Reactor: Energy”, Bloomberg, July 13, 2012
<http://www.businessweek.com/news/2012-07-12/u-dot-k-dot-seen-doubling-power-price-to-guarantee-new-reactor-energy>
- 43) “Complaint about nuclear subsidies may prevent new reactor build”, EAEM, January 24, 2012
<http://www.eaem.co.uk/news/complaint-about-nuclear-subsidies-may-prevent-new-reactor-builds>
- 44) “Critical time for UK government and industry”, WNA, May 15, 2012
http://www.world-nuclear-news.org/C_Critical_time_for_UK_government_and_industry_1505121.html
- 45) “EDF puts planned Somerset nuclear plant on hold”, Guardian, May 27, 2012
<http://www.guardian.co.uk/business/2012/may/27/edf-nuclear-delay?newsfeed=true>
- 46) “EDF and Centrica deliver blows to UK nuclear”, Power Engineering International, May 29, 2012
<http://www.powerengineeringint.com/articles/2012/05/edf-and-centrica-deliver-blows-to-uk-nuclear.html>

- 47) “UK nuclear plans 'need saving by David Cameron and Francois Hollande”, Guardian, June 12, 2012
<http://www.guardian.co.uk/environment/2012/jun/12/uk-nuclear-power-david-cameron?newsfeed=true>
- 48) “Energy Bill 2012-13: Capacity Market”, DECC, May 22, 2012
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/Energy%20Bill%202012/5312-aide-memoire-on-the-capacity-market.pdf>
- 49) “ ELECTRICITY MARKET REFORM: CAPACITY MARKET – DESIGN AND IMPLEMENTATION UPDATE”, DECC
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/EMR/5356-annex-c-emr-capacity-market-design-and-implemenat.pdf>
- 50) “Energy Bill 2012-13: Emissions Performance Standard”, DECC, May 22, 2012
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/Energy%20Bill%202012/5315-aide-memoire-on-emissions-performance-standard.pdf>
- 51) “DUKES Chapter 5:Electricity”, DECC, July 26,2012
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/stats/publications/dukes/5955-dukes-2012-chapter-5-electricity.pdf>
- 52) “ 2011 UK GREENHOUSE GAS EMISSIONS, PROVISIONAL FIGURES AND 2010 UK GREENHOUSE GAS EMISSIONS, FINAL FIGURES BY FUEL TYPE AND END-USER”, DECC, March 29, 2012
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/stats/climate-change/4817-2011-uk-greenhouse-gas-emissions-provisional-figur.pdf>
- 53) “Energy Bill: Renewables Obligation (RO) Transitional Arrangements”, DECC, May 22, 2012
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/Energy%20Bill%202012/5320-aide-memoire-on-renewables-transition-.pdf>

- 54) “25 July 2012: Renewables Obligation Banding Review - Government response published”, DECC, July 25, 2012
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/renewable_ener/renew_obs/renew_obs.aspx
- 55) “Energy Bill 2012-13: Office for Nuclear Regulation”, DECC, May 22, 2012
<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/Energy%20Bill%202012/5311-ade-memoire-nuclear-regulation.pdf>
- 56) “YouGov / EDF Survey Results”, YouGov, July 3, 2012
http://d25d2506sfb94s.cloudfront.net/cumulus_uploads/document/g3l8av88cl/YG-Archives-EDF-EnergyTracker-July2012-030712.pdf
- 57) “Fukushima a 'temporary blip' for UK support”, WNA, January 18, 2012
http://www.world-nuclear-news.org/NP-Fukushima_a_temporary_blip_for_UK_support-1801124.html
- 58) “Poll: New nuclear power 'best for Britain’”, WNA, January 27, 2012
http://www.world-nuclear-news.org/NP_Poll_New_nuclear_power_best_for_Britain_2701121.html

2. レッドブック2011概要

「Uranium 2011 – Resources, Production and Demand」(通称:レッドブック 2011年版)は、OECD/NEAとIAEAが共同で34カ国から提供された2011年1月1日現在の公式データと事務局が作成した8カ国のレポートを取りまとめたものである。

レッドブックは、1965年の初版出版から版を重ね、2011年版は24回目の出版(2年に1回の出版)になる。レッドブック2011年版の要旨は以下の通り。

1) 資源

2011年1月1日現在の、回収コスト区分毎の在来型既知資源量(確認資源+推定資源)および在来型未発見資源量(予測資源+期待資源)を図1および表1に示す。



図1 ウラン資源の概要

表1 回収コスト別在来型ウラン資源量

(千 tU)

回収コスト区分	既知資源		未発見資源		総計
	確認資源	推定資源	予測資源	期待資源	
\$260/kgU 以下 (\$100/lbU ₃ O ₈)	7,096.6		6,703.4		17,533.2
	4,378.7	2,717.9	2,841.3	3,862.1	
\$130/kgU 以下 (\$50/lbU ₃ O ₈)	5,327.2		6,241.8		
	3,455.5	1,871.7	2,698.0	3,543.8	
\$ 80/kgU 以下 (\$30/lbU ₃ O ₈)	3,078.5		1,624.1		
	2,014.8	1,063.7			
\$ 40/kgU 以下 (\$15/lbU ₃ O ₈)	680.9				
	493.9	187.0			
コスト区分なし	—	—	—	3,733.2	

2009年版と比較すると、回収コスト\$260/kgU以下の在来型既知資源量が790.3千tU(12.5%)増加し、回収コスト\$130/kgU以下および\$80/kgU以下の在来型既知資源量がそれぞれ76.8千tU(1.4%)および663.4千tU(17.7%)減少した(図2)。これは、採掘コストの上昇を反映して、\$80/kgU以下の低コストの在来型既知資源量が大きく減少し、\$80/kgU以上の資源量が増加したことを表している。高コストの在来型既知資源量の増加は、資源量の再評価と、特にアフリカにおける探鉱企業の報告を加味したことによる。

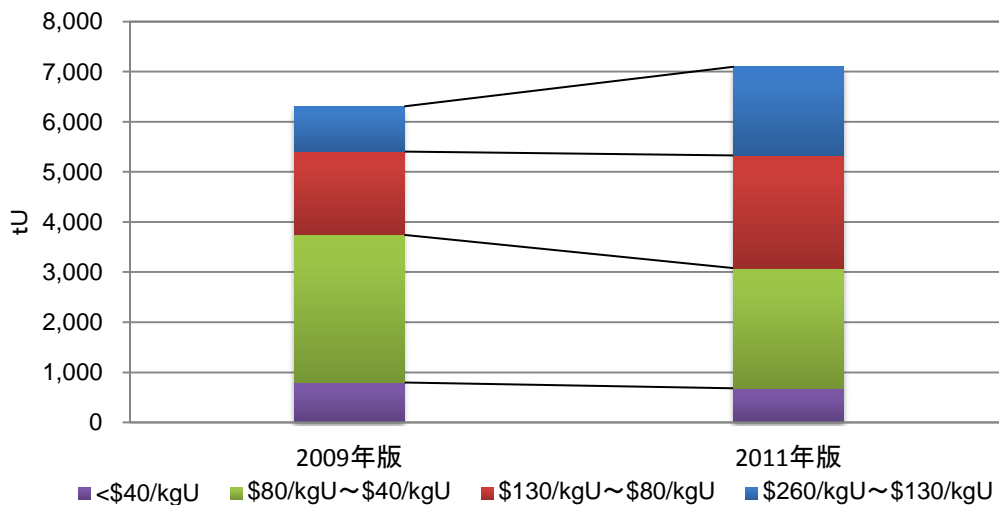


図2 2009年から2011年の在来型既知資源量の変化

在来型既知ウラン資源の分布を図3に示す。\$130/kgU以下で回収可能な在来型既知資源を見ると、最大のウラン資源国はオーストラリアで、1,661.6千tU(世界の31%)賦存している。これに、カザフスタン(629.1千tU)、ロシア(487.2千tU)、カナダ(468.7千tU)、ニジェール(421.0千tU)、南アフリカ(279.1千tU)、ブラジル(276.7千tU)、ナミビア(261.0千tU)、アメリカ(207.4千tU)が続く。これら9カ国で世界の在来型既知資源量の88%を占めている(図4)。\$80/kgU以下の在来型既知資源では、オーストラリアに1,349.4千tU(世界の44%)賦存し、これに、カザフスタン(485.8千tU)、カナダ(416.8千tU)、ブラジル(229.3千tU)、南アフリカ(186.0千tU)を加えた5カ国で世界の在来型既知資源量の87%を占める。

2011年1月1日現在の在来型未発見資源量は、10,436.6千tUで、2009年の10,400.5千tUとほぼ同じであった。在来型未発見資源量の国別割合を図5に示す。主要ウラン資源国であるオーストラリアとナミビアを始め、一部のウランポテンシャルを有する国が在来型未発見資源量を報告していないことから、取り

まとめられた在来型未発見資源は極めて控えめな見積もりである。

ウラン資源量は、その時点の原子力開発の状況やウラン価格の見通しなど、ウランを取巻く環境により、変化する性質のものである。レッドブック 2011 年版のそれぞれの資源区分およびコスト区分におけるウラン資源量は、あくまでも 2011 年 1 月 1 日における断面を示すものである。

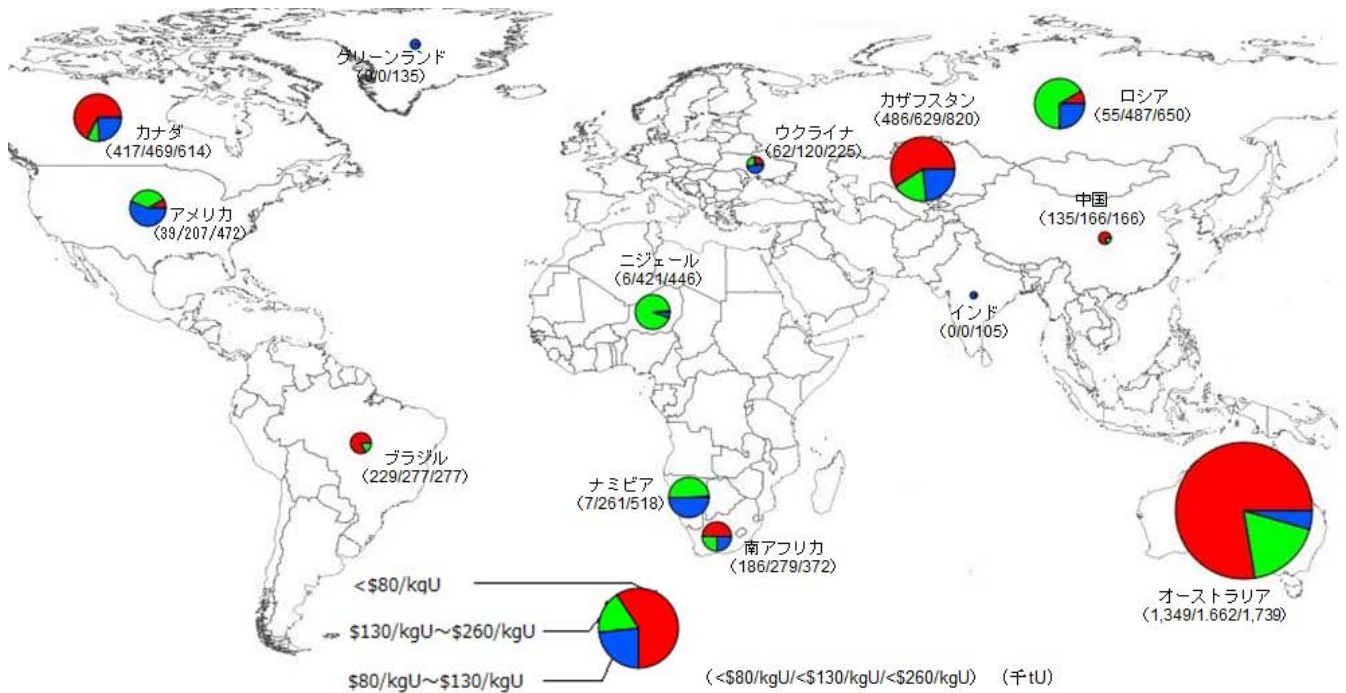


図 3 在来型既知ウラン資源の分布

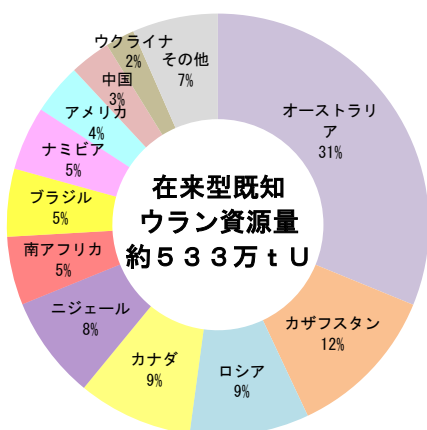


図 4 \$130/kgU以下で回収可能な在来型既知ウラン資源国別割合

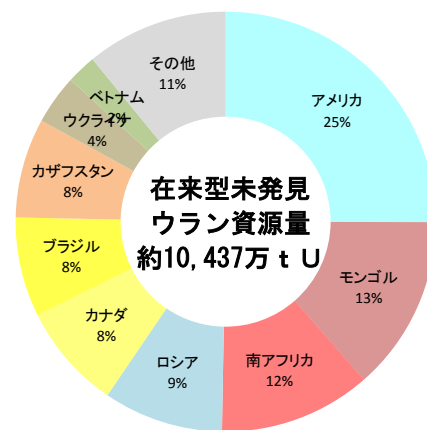


図 5 在来型未発見ウラン資源国別割合

2)探鉱

2000年から2010年までの国内ウラン探鉱・開発費の推移を図6に示す。2010年の世界の国内探鉱・開発費は、2008年より22%増加し、約20億ドルに達した。ウラン生産国および鉱山開発が進められているアフリカで、探鉱・開発費が増加した。

2010年の国内探鉱・開発費の84%が、カナダ、ニジェール、ロシア、オーストラリア、アメリカの5カ国が占めている。世界の探鉱活動はこれまで通り、不整合関連型鉱床とISL (In-Situ Leaching) が可能な砂岩型鉱床の胚胎が期待される地域に集中しているものの、アフリカにおける低品位大鉱床やカルクリート型鉱床が焦点になりつつあり、鉱床タイプと地理的な多様化の動きが見られる。また、2003年以降のウラン価格上昇により、過去に探鉱対象とされたポテンシャルを有する地域のみならず、「グラスルーツ」探鉱も活発に行われている。

2010年の国外探鉱・開発費は中国、フランス、日本とロシアから報告された。2010年の国外探鉱・開発費は約274百万ドルで2009年の約371百万ドルから減少したが、2004年の約71百万ドルと比較すると、国外に対する探鉱・開発活動が活発に続けられていると言える。

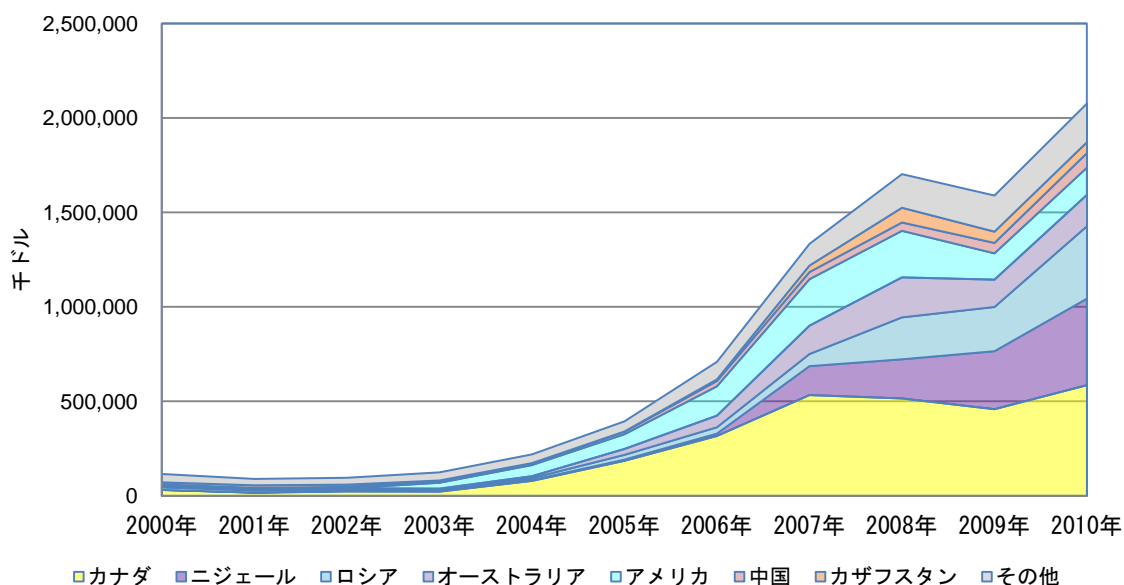


図6 国別国内ウラン探鉱・開発費の推移

3)生産

2004年から2010年までのウラン生産量の推移を図7に示す。2010年のウラン生産量は54,670tUで、2008年の43,578tU、2009年の51,526tUより、それぞれ、25%、及び6%増加した。2008年のウラン生産国は20カ国であった。マラウィが2009年に生産を開始し、ドイツが2010年に鉱山修復に伴うウラン回収を再開したことにより、2010年は22カ国に増加した。

2010年の最大の生産国はカザフスタンで、生産量は17,803tUであった。これは世界の

生産量の33%に相当する。これに、カナダ(9,775tU)、オーストラリア(5,918tU)、ナミビア(4,503tU)、ニジェール(4,197tU)、ロシア(3,562tU)、ウズベキスタン(2,874tU)、アメリカ(1,630tU)を加えた上位8カ国で世界の生産量の92%を占めた(図8)。

2008年から2010年にかけて、カザフスタンの生産量が8,512tUから17,803tUに倍増した他、ニジェール、カナダ、ウズベキスタン、中国などで生産量が増加した。その中で、オーストラリアは8,433tUから5,918tUに30%減少した。これは、鉱石の品位が予想よりも低かったことによる(図10)。

2010年の生産方法毎の生産量の割合は、ISL39%、坑内採掘32%、露天採掘23%、銅や金の共産物・副産物が6%であった。生産量に占めるISLの割合は徐々に増加し、2007年に露天採掘を、2009年に坑内採掘をしのご、現在では最も多くのウランを生産する生産方法になっている(図9)。

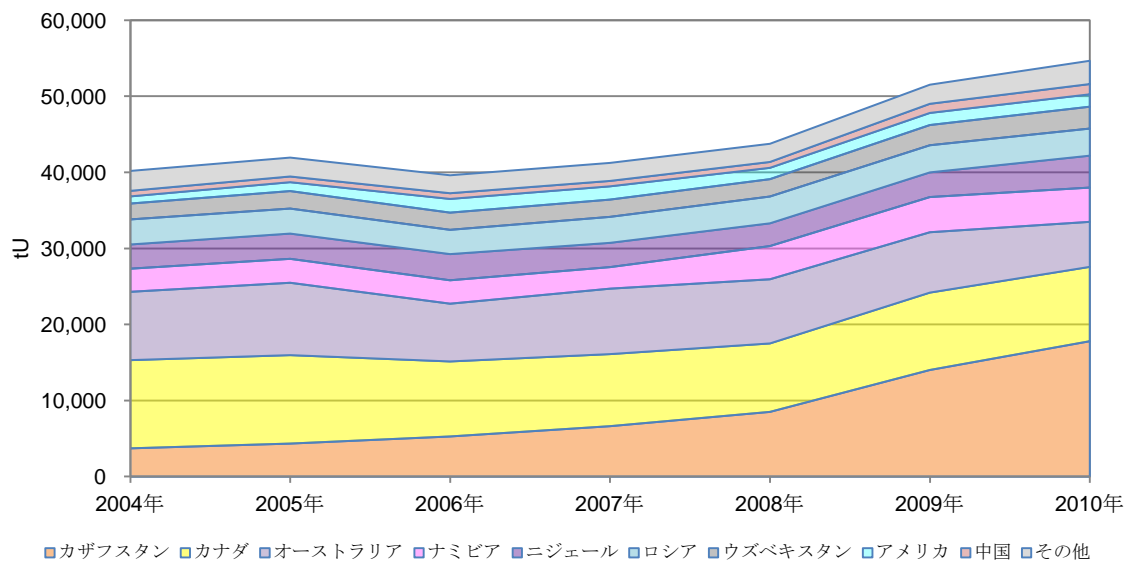


図7 ウラン生産量の推移

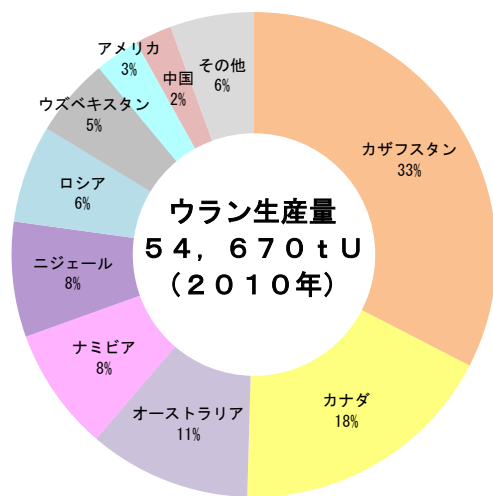


図8 2010年国別ウラン生産割合

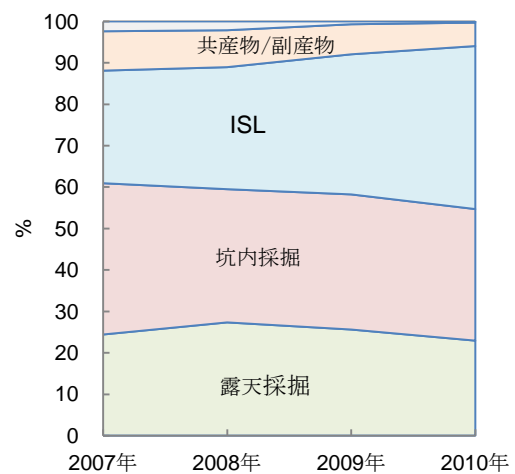


図9 生産方法毎の生産割合の推移

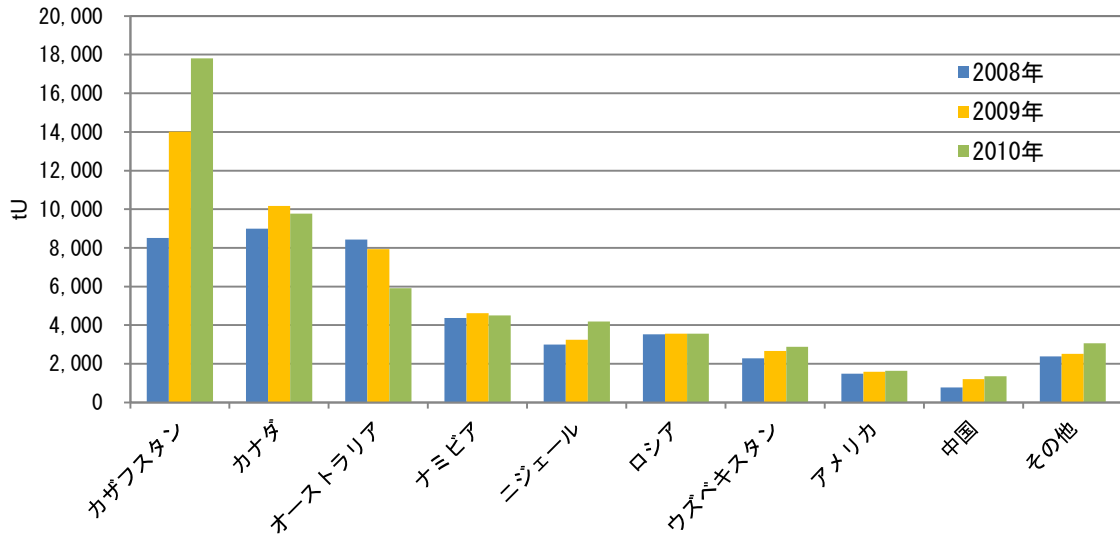


図 10 2008年～2010年国別ウラン生産量の推移

4) 需要

2011年1月1日現在、世界で440基の商業用原子炉(ネット発電容量375.2GWe)稼働し、2010年のウラン必要量は63,875tUであった。福島事故後に公表されたベルギー、ドイツ、イタリア、スイスの政策を加味して、2035年までの世界の原子力発電容量を予測した。低成長ケースでは、2035年は2010年末より44%増の540GWeに、高成長ケースは99%増の746GWeに達すると見込まれている。2035年の原子炉関連ウラン必要量は、それぞれ、97,645tU、及び136,385tUと見込まれている(図11)。

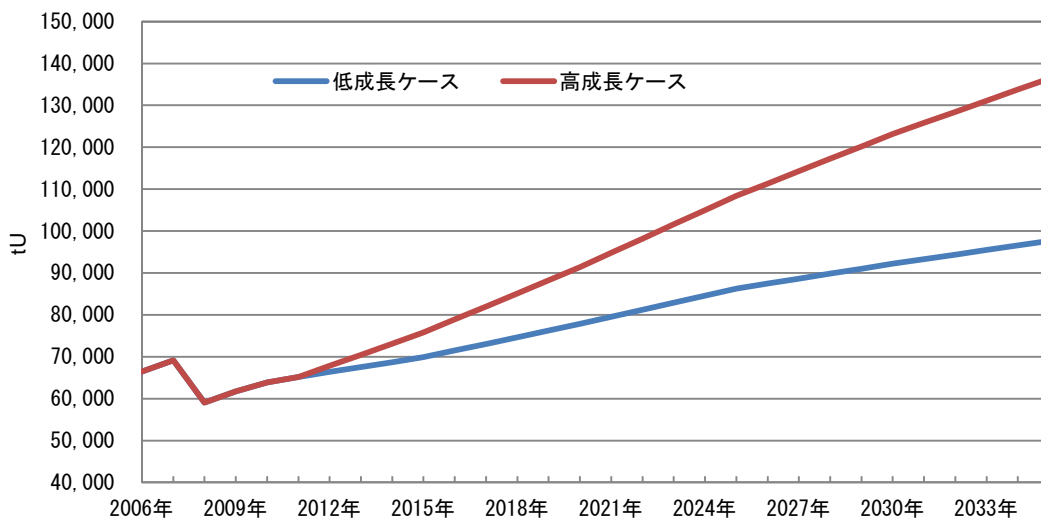


図 11 ウラン需要の見通し

東アジア地域およびヨーロッパ非 EU 諸国の原子力発電容量は、2035 年までに 2010 年末よりそれぞれ、125～185%および 55～125%の増加が見込まれている。ヨーロッパ EU 諸国は、廃止政策が実施された場合は 11%減少し、廃止政策が緩和された場合は 24%増加すると見込まれている。中東、南アジア、中南米、アフリカ、東南アジア、北アメリカ地域の各地域は、7～28%の増加が見込まれている。

原子力の役割について議論が進められており、これらの予測には不確実な部分がある。

5)需給

2010 年のウラン生産量(54,670tU)は、原子炉必要量(63,875tU)の約 85%を担った。残りは、二次供給と呼ばれる既に生産されたウラン(国家・商業天然ウラン／濃縮ウラン在庫、使用済燃料再処理により製造された原子力燃料、軍事用余剰プルトニウム、劣化ウラン再濃縮)により賄われた。

予測される生産センター(操業中・決定済み・計画中・予測)の生産能力は、2030 年までの高成長ケースと 2035 年までの低成長ケースのウラン必要量を満たすものと見込まれる(図12)。また、2035 年までの高成長ケースのウラン必要量は、在来型既知資源量の 35%に相当する。

在来型資源量は、低成長ケースにおいて 2035 年までに建設される全ての原子炉が廃炉になるまでのウラン必要量を満たしている。同様に高成長ケースでは 2035 年までに建設される全ての原子炉が廃炉になるまでのウラン必要量の 90%に相当する。

二次供給に関する情報は不完全であるが、アメリカとロシアとの HEU 協定が終了する 2013 年以後は減少するものと見られる。過去に採掘された多量のウラン(軍が保有するものを含む)が存在しており、これらの一部は市場に放出される可能性があるものの、二次供給減少分は、鉱山生産量の増加により満たさざるを得ない。

新しい資源を発見し、生産に至るまでのリードタイムは、殆どの生産国で 10 年以上要している。原子炉必要量を確実に供給するためには、タイムリーな探鉱と鉱山開発が必要である。そのための資金が供給されるには、十分なウラン市場価格が必要になる。

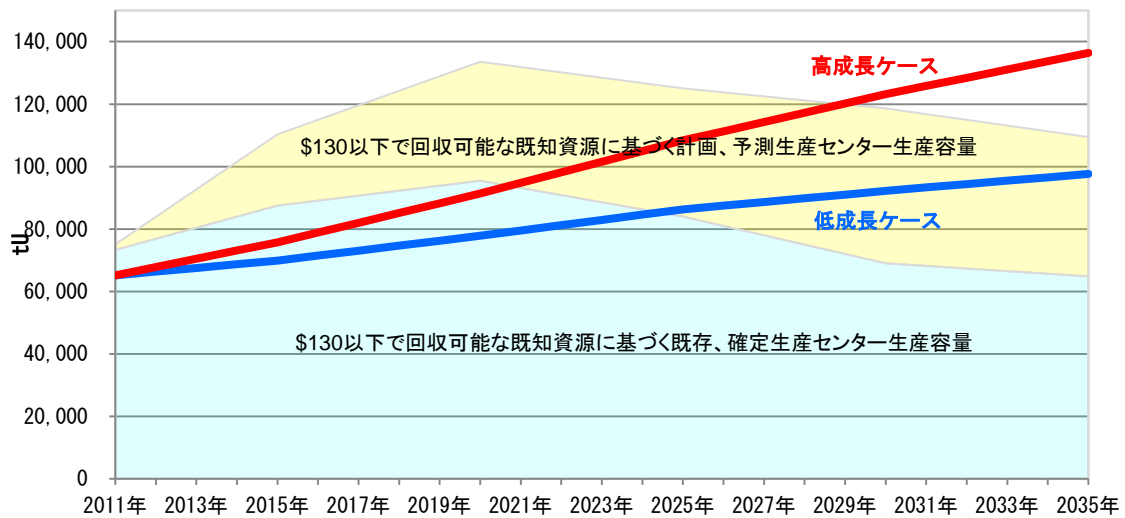


図 12 2035 年までのウラン需要量と生産能力

6) 結論

世界的な経済危機の影響で、先進諸国では電力需要の低下しているものの、発展途上国では電力需要は増加すると見られている。福島第一発電所事故で、原子力技術に対する住民の信頼を損なったことが、原子力発電容量の見通しに、より大きな不確実性を生じさせている。また、豊富な低コスト天然ガス、リスクを嫌う投資風土と世界的な金融危機の影響は、自由化された電力市場において原子力発電容量の増加を、より挑戦的なものになっている。

本報告書に記述されているウラン資源量は、将来の原子力発電に必要な量を十分に満たしている。ウラン需要に満たすため、タイムリーに資源開発を進めるためには、強気な市場条件が求められる。