

令和 5 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業
(国内外のエネルギー動向に関する調査・分析・制作)
調査報告書

令和 6 年 3 月

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

第2部 エネルギー動向
第1章 国内エネルギー動向

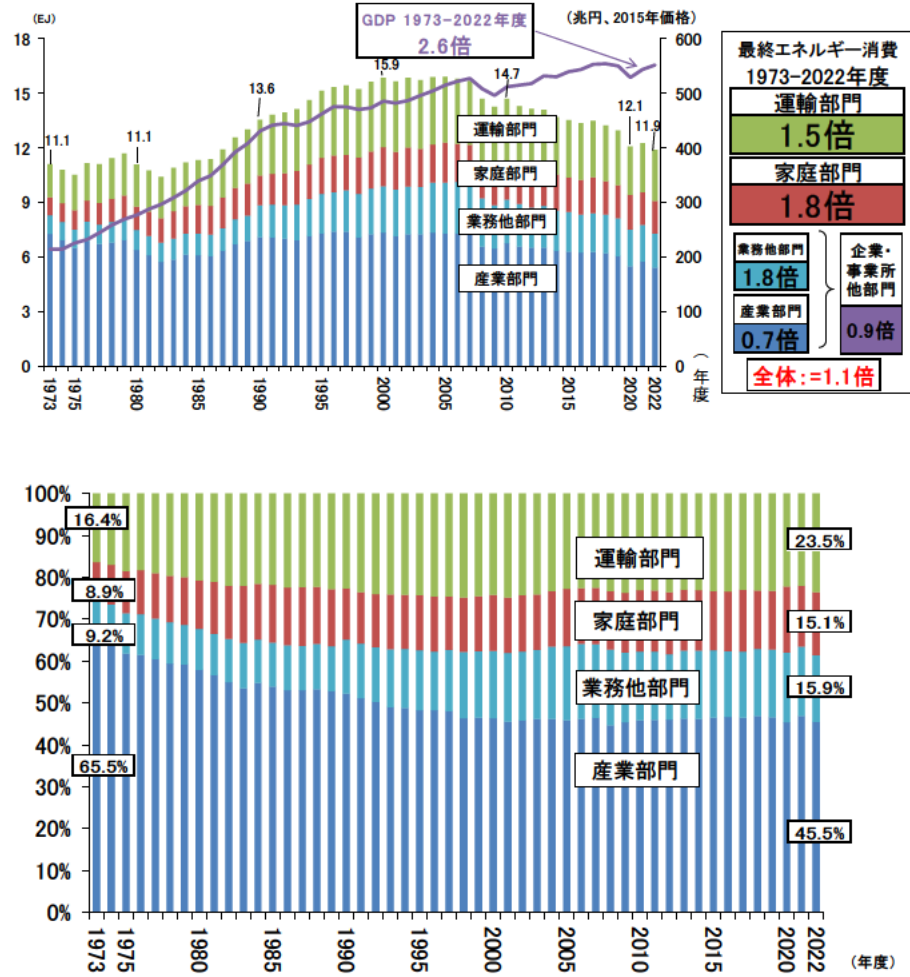
第1節 エネルギー需給の概要
1. エネルギー消費の動向

高度経済成長期に、日本の最終エネルギー消費は、国内総生産（GDP）よりも高い伸び率で増加しました。しかし、1970年代の二度のオイルショックを契機に、製造業を中心に省エネルギー（以下「省エネ」という。）が推進されるとともに、省エネ型製品の開発も盛んになり、こうした努力の結果、日本はエネルギー消費を抑制しながら経済成長を果たしてきました。1980年代半ば以降は、原油価格が低水準で推移したこともあり、最終エネルギー消費は増加しましたが、2000年代半ば以降は原油価格が上昇したこともあり、最終エネルギー消費は2005年度をピークに減少傾向にあります。2022年度は、実質GDPが前年度比で1.3%増加した一方、最終エネルギー消費は2.9%減少しました。

1973年度から2022年度にかけての部門別の最終エネルギー消費の推移を見ると、企業・事業所他部門が0.9倍（産業部門0.7倍、業務他部門1.8倍）、家庭部門が1.8倍、運輸部門が1.5倍となりました。企業・事業所他部門では、経済成長する中でも、製造業を中心とした省エネの進展等により、最終エネルギー消費が同程度の水準で推移しました。その一方、家庭部門や運輸部門では、エネルギー利用機器や自動車の普及等により増加しました（第211-1-1）。

また、日本のエネルギー効率（GDP1単位を生み出すために必要な一次エネルギー供給量）の推移を見ると、1973年度には70PJ²/兆円でしたが、2022年度には半分以下の33PJ/兆円にまで減少しており、エネルギー効率が大きく改善してきたことがわかります（第211-1-2）。

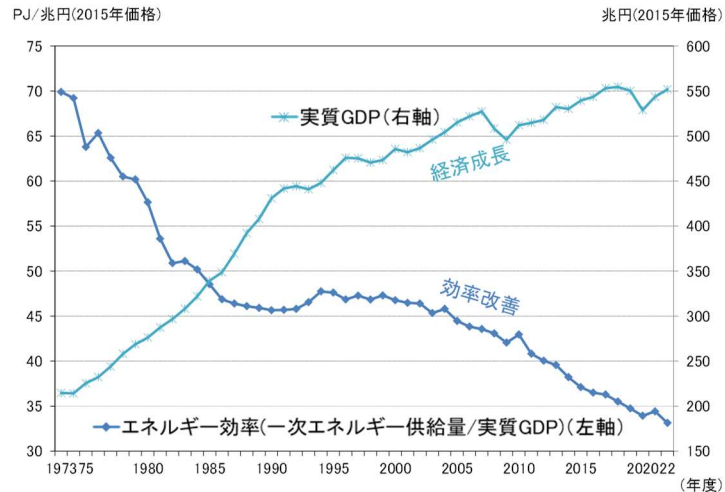
【第211-1-1】最終エネルギー消費と実質GDPの推移



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値について算出方法が変更³されている（以下同様）。
(注2) 1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。
(注3) 端数処理（四捨五入）の関係で、グラフ内の構成比の合計が100%とならないこと等がある（以下同様）。
資料：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

¹ 農林水産鉱建設業と製造業の合計。
² J（ジュール）：エネルギーの大きさを示す単位。1PJ（ペタジュール）＝10¹⁵J＝0.0258×10⁶原油換算kl。1EJ（エクサジュール）＝10¹⁸J＝0.0258×10⁹原油換算kl。
³ 旧総合エネルギー統計は、「エネルギー生産・需給統計」を中心に、販売側の統計に基づき算出されていました。しかし、政府統計の整理合理化対策の一環として、石炭・石油製品の販売統計調査が2000年を最後に廃止されたこと等から、継続して作成することができなくなりました。そのため、新しい総合エネルギー統計では、石油等消費動態統計・家計調査報告や自動車燃料消費調査等の消費側の各種統計調査を中心とする算出方法に変更されています。よって、1990年度の前後の比較に当たっては留意が必要です（以下「総合エネルギー統計」に係るデータについて同様）。

【第211-1-2】実質GDPとエネルギー効率の推移



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値について算出方法が変更されている。

(注2) 1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

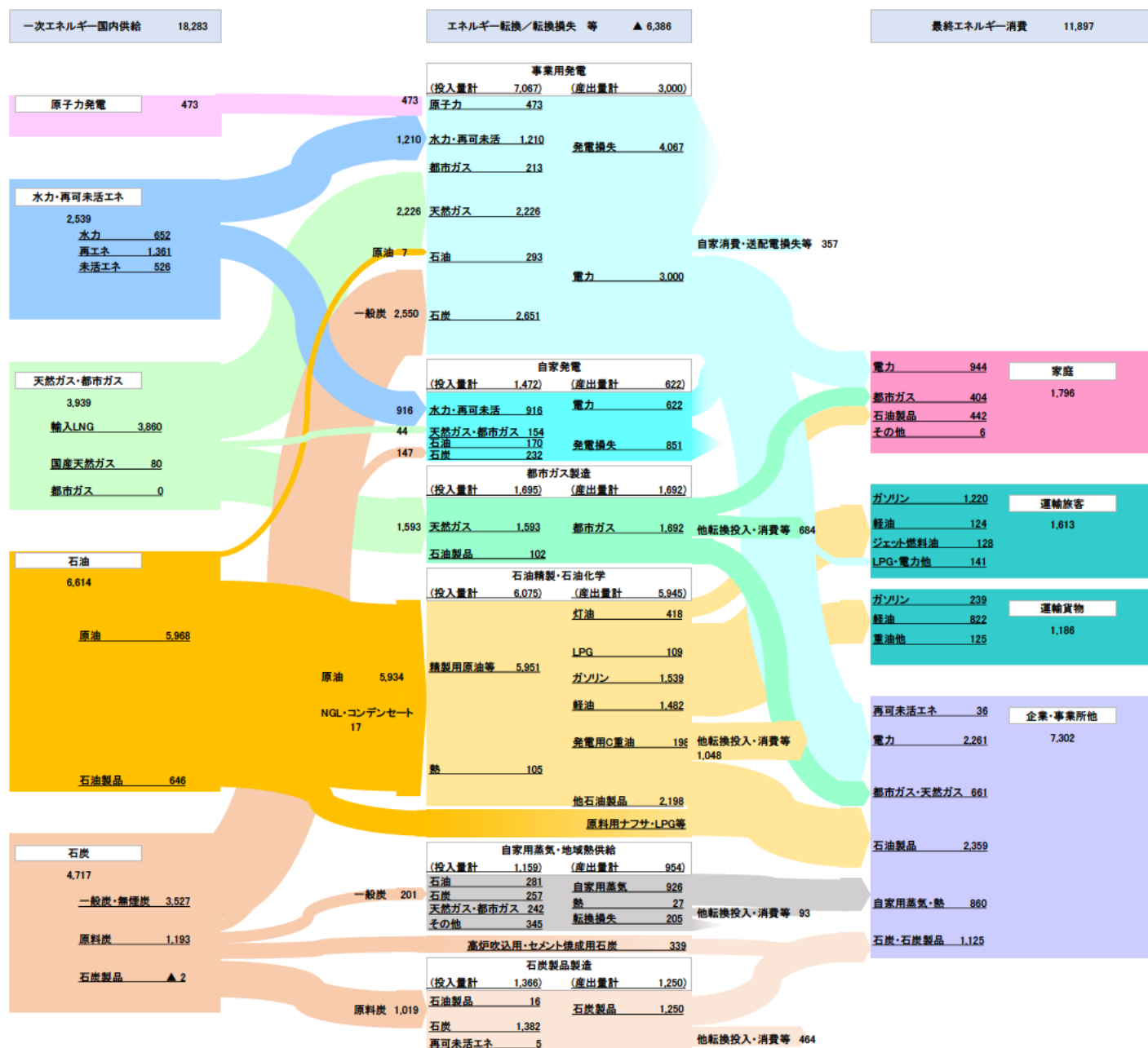
資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」を基に作成

コラム：日本のエネルギーバランス・フロー概要

日本において、エネルギーがどのように供給、消費されているかについて、大きな流れを確認します。エネルギーは、生産されてから使用されるまでの間に、様々な段階、経路を経ていきます。具体的には、石油・石炭・天然ガス等のエネルギーが生産され、電気や石油製品等に形を変える発電・転換部門（発電所や石油精製工場等）を経て、私たちが最終的に消費するという流れになっています。この際、発電・転換部門で生じるロスも含めた全てのエネルギー量を「一次エネルギー供給」といい、最終的に消費者が使うエネルギー量を「最終エネルギー消費」といいます。エネルギーが消費者に届くまでには発電や輸送中のロス等が生じますが、一次エネルギー供給からこれらのロスを差し引いたものが最終エネルギー消費になります。2022年度は、日本の一次エネルギー供給を100とすると、最終エネルギー消費は約65であり、約35が発電等の段階で損失していることになりました。

一次エネルギー供給は、石油や石炭、天然ガス、原子力、太陽光、風力等といったエネルギーの元々の形態ですが、最終エネルギー消費では、その多くが電力や都市ガス、石油製品（ガソリン・灯油・重油等）等の形態に転換されています。一次エネルギーごとにその流れを見ると、原子力や再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）等は、その多くが電力となって、消費されています。天然ガスについては、電力だけでなく、都市ガスへも転換され、消費されています。石油については、電力への転換の割合は比較的小さく、その殆どが石油精製の過程を経て、ガソリンや軽油等の輸送用燃料、灯油や重油等の石油製品、石油化学原料用のナフサ等として消費されています。石炭については、電力及び製鉄に必要なコークス用原料としての使用が大きな割合を占めています（第211-1-3）。

【第211-1-3】日本のエネルギーバランス・フロー概要（2022年度）



(注1) 本フロー図は、日本のエネルギーの流れの概要を示すイメージ図であり、細かなものまでは表現できていない。

(注2) 「石油」は、原油、NGL・コンデンセートに加え、石油製品を含む。

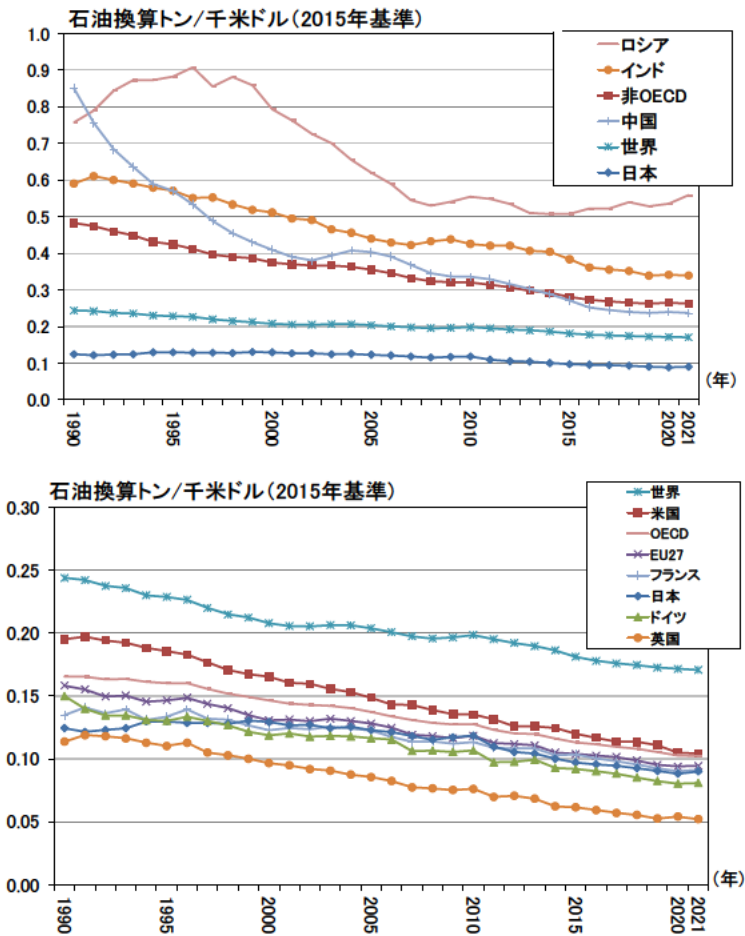
(注3) 「石炭」は、一般炭・無煙炭、原料炭に加え、石炭製品を含む。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

2. 海外との比較

世界各国における1単位のGDPを生み出すために必要なエネルギーの推移を見ると、日本は世界平均を大きく下回る水準を維持しており、日本のエネルギー利用効率が高いことがわかります。2021年における日本の実質GDP当たりのエネルギー消費は、インドや中国の4分の1から3分の1程度の少なさであり、省エネが進んでいる欧州と比較しても遜色ない水準です（第211-2-1、第211-2-2）。

【第211-2-1】 実質GDP当たりのエネルギー消費の主要国・地域比較

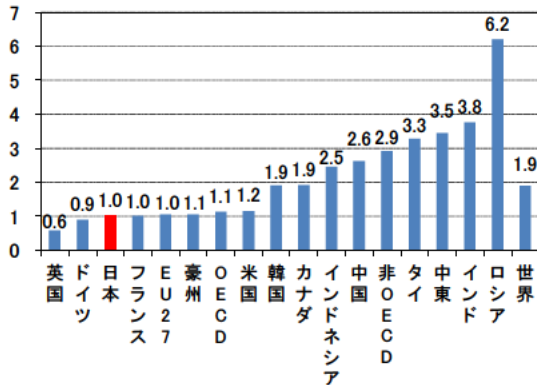


(注1) 一次エネルギー消費（石油換算トン）/実質GDP（千米ドル、2015年基準）。

(注2) 出典が国際エネルギー機関（IEA）となっているデータ（IEA資料）については、IEAとの合意に基づいて提供されます。IEA資料の使用には、IEAの利用規約が適用されます。IEAの利用規約で許可されていないIEA資料の使用について、IEAから個別の許可を取得したい場合は、[IEAのrights@iea.org](mailto:IEA@rights@iea.org)までご連絡ください（以下、IEA資料に係るデータについて同様）。

資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」、World Bank「World Development Indicators」を基に作成

【第211-2-2】 実質GDP当たりのエネルギー消費の主要国・地域比較（2021年）



(注) 各国の「一次エネルギー消費（石油換算トン）/実質GDP（米ドル、2015年基準）」を、「日本=1」として換算している。

資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」、World Bank「World Development Indicators」を基に作成

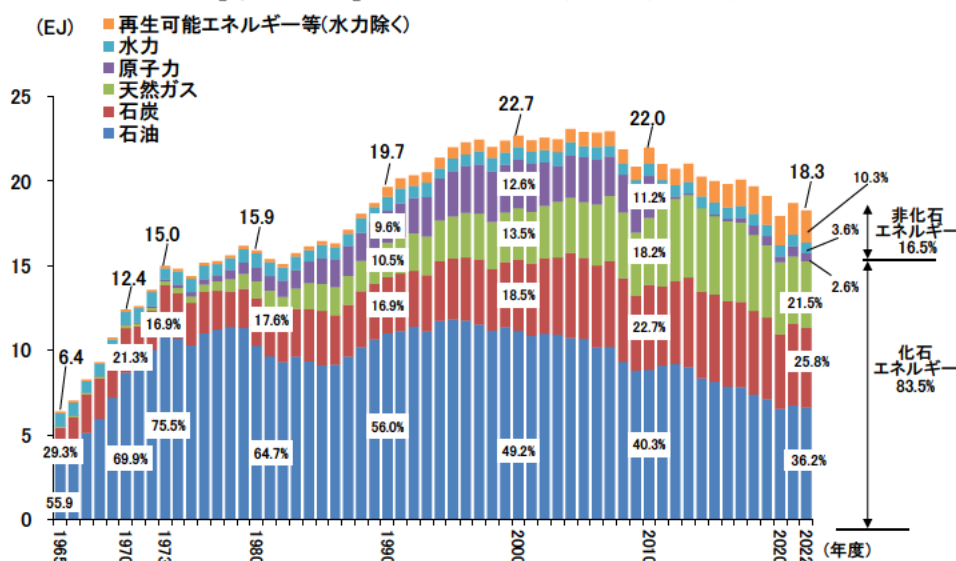
3. エネルギー供給の動向

1960年代以降、日本のエネルギー需要は急速に増加しました。それ以前は、国産石炭が日本のエネルギー供給の中心を担っていましたが、その後、国産石炭が価格競争力を失う中で、日本の高度経済成長期を支えたのが、中東地域等で大量に生産される石油でした。日本は安価な石油を大量に輸入し、1973年度には、一次エネルギー供給の75.5%を石油に依存していました。

しかし、1970年代の二度のオイルショックによって、原油価格の高騰と石油供給断絶の不安を経験した日本は、エネルギーの安定供給を実現させるため、石油依存度の低減と、石油に代わるエネルギーとして、原子力や天然ガス、石炭、再エネ等の開発を進めました。その結果、一次エネルギー供給に占める石油の割合は、2010年度には40.3%へと低下し、その代替として、石炭（22.7%）、天然ガス（18.2%）、原子力（11.2%）の割合が増加することで、エネルギー源の多様化が図られました。

しかし、2011年に発生した東日本大震災とその後の原子力発電所の停止により、原子力に代わる発電用燃料として化石エネルギーの消費が増え、減少傾向にあった石油の割合も、2012年度には44.5%まで上昇しました。その後は、発電部門で再エネの導入や原子力の再稼動が進んだこと等により、一次エネルギー供給に占める石油の割合も減少し、2022年度には36.2%となりました（第211-3-1）。

【第211-3-1】一次エネルギー国内供給の推移



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値について算出方法が変更されている。

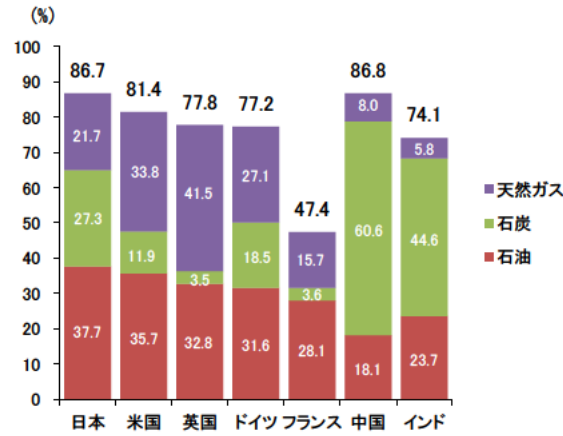
(注2) 「再生可能エネルギー等（水力除く）」とは、太陽光、風力、バイオマス、地熱等のこと（以下同様）。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

化石エネルギー依存度（一次エネルギー供給に占める化石エネルギーの割合）を世界の主要国と比較すると、2021年における日本の依存度は86.7%となっており、原子力の割合が高いフランスや、再エネの導入が進むドイツ等と比べると高い水準です（第211-3-2）。

さらに、日本はその化石エネルギーの殆どを海外から輸入しているため、化石エネルギーの安定供給の確保は、日本にとって大きな課題です。石油については、1960年代後半から安定供給に向けた取組が進められた結果、中東地域への依存度が1980年代半ばにかけて減少しました。しかしその後は、インドネシアやメキシコ等の非中東地域の石油生産国において、国内の石油需要が増えたことで石油の輸出が減少し、その結果、日本は再び石油を中東地域からの輸入に頼らざるを得なくなりました。2010年度以降は、ロシアからの輸入が増える等により、中東依存度が下がった時期もありましたが、2022年度の石油の中東依存度は過去最高の95.2%を記録しています（第213-1-4参照）。

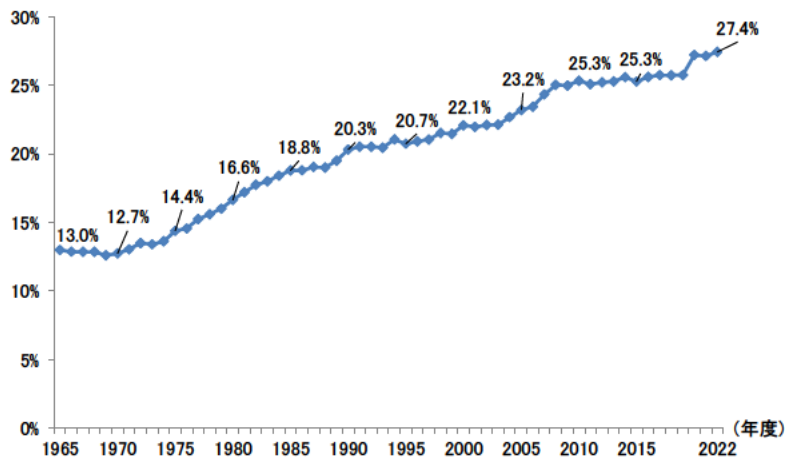
【第211-3-2】主要国の化石エネルギー依存度（2021年）



(注) 化石エネルギー依存度 (%) = (一次エネルギー供給のうち、原油・石油製品、石炭、天然ガスの供給) / (一次エネルギー供給) × 100。
 資料: IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

二次エネルギーである電気は、多くの分野で使う場面が増えており、1970年度に12.7%であった電力化率（最終エネルギー消費に占める電力消費の割合）は、右肩上がりに増加し、2022年度には27.4%に達しました（第211-3-3）。

【第211-3-3】電力化率の推移



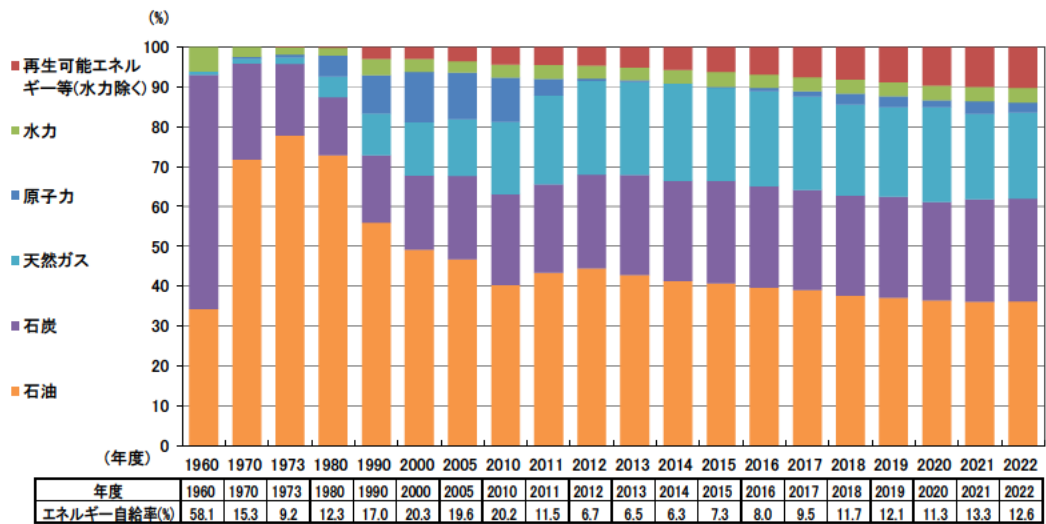
(注1) 電力化率 (%) = 電力消費 / 最終エネルギー消費 × 100。
 (注2) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値について算出方法が変更されている。
 資料: 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

4. エネルギー自給率の動向

国民生活や経済活動に必要な一次エネルギーのうち、自国内で確保できる割合を「エネルギー自給率」といいます。1960年度の日本は、石炭等の国産エネルギーで一次エネルギーの58.1%を賄っていましたが、高度経済成長期にエネルギー需要が増加する中で、石炭から石油への燃料転換が進み、石油が海外から大量に輸入されるようになったこともあり、その後はエネルギー自給率が大幅に低下しました。

その後、原子力の導入等によりエネルギー自給率は上昇傾向にありましたが、2011年の東京電力福島第一原子力発電所事故以降は原子力の発電量が減少し、原子力の発電量がゼロになった2014年度のエネルギー自給率は、過去最低の6.3%にまで落ち込みました。2015年度以降は、再エネの導入や原子力発電所の再稼働等により、エネルギー自給率は上昇傾向となりましたが、2022年度のエネルギー自給率は12.6%と、低い水準のままです（第211-4-1）。

【第211-4-1】一次エネルギー国内供給の構成及びエネルギー自給率の推移



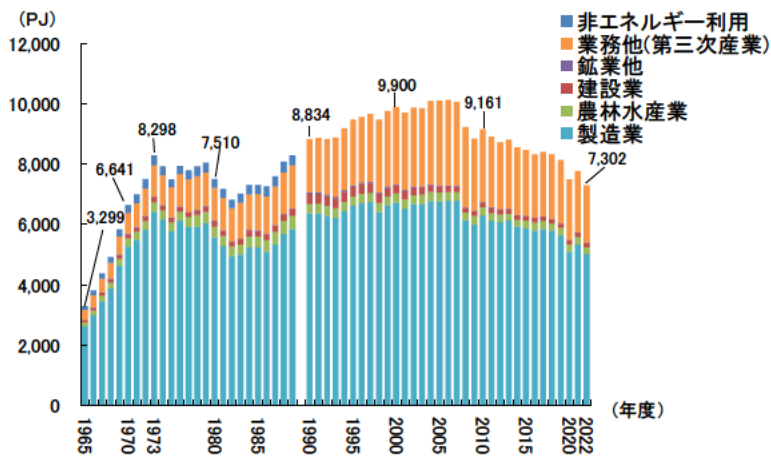
(注1) IEAは原子力を国産エネルギーとしている。
(注2) エネルギー自給率(%) = 国内産出/一次エネルギー供給×100。
資料:1989年度以前のデータはIEA「World Energy Balances 2023 Edition」、1990年度以降のデータは資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

第2節 部門別エネルギー消費の動向

1. 企業・事業所他部門のエネルギー消費の動向

(1) 企業・事業所他部門のエネルギー消費の動向
企業・事業所他部門は、産業部門（製造業⁴、農林水産業、鉱業、建設業）と業務他部門（第3次産業⁵）で構成されます。1965年度以降、全期間を通じて最終エネルギー消費で最大のシェアを占める部門であり、2022年度も、最終エネルギー消費全体の61.4%を占めました（第211-1-1参照）。企業・事業所他部門の中では、製造業が最大のシェアを占めています（第212-1-1）。

【第212-1-1】企業・事業所他部門のエネルギー消費の推移



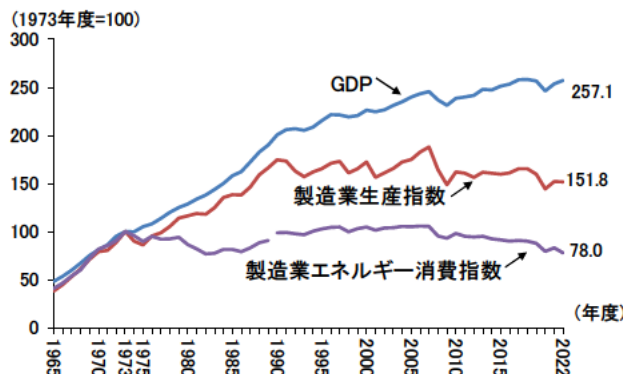
(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。
(注2) 1989年度以前の「非エネルギー利用分」については、1990年度以降、各業種の内数となっている。

⁴ 石炭・石油製品製造業等のエネルギー産業は、転換部門に含まれます。
⁵ ここでの第3次産業は、運輸関係事業、エネルギー転換事業を除きます。

(2) 製造業のエネルギー消費の動向

製造業のエネルギー消費は、1965年度から1973年度にかけて年平均11.8%で増加し、実質GDPの伸び率を上回りました。その後、1973年の第一次オイルショック以降の10年間では、実質GDPが増加する一方で、エネルギー消費は減少しました。しかし、1987年度からは再び増加に転じ、1994年度には1973年度の水準を上回りました。2008年度以降は、世界金融危機による世界経済の低迷や省エネのさらなる進展等により、製造業のエネルギー消費は減少傾向にあります。1973年度と2022年度を比較すると、製造業の生産は約1.5倍に増加しましたが、エネルギー消費は約0.8倍に減少しました（第212-1-2）。

【第212-1-2】製造業のエネルギー消費と経済活動の推移



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、経済産業省「鉱工業指数」、内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

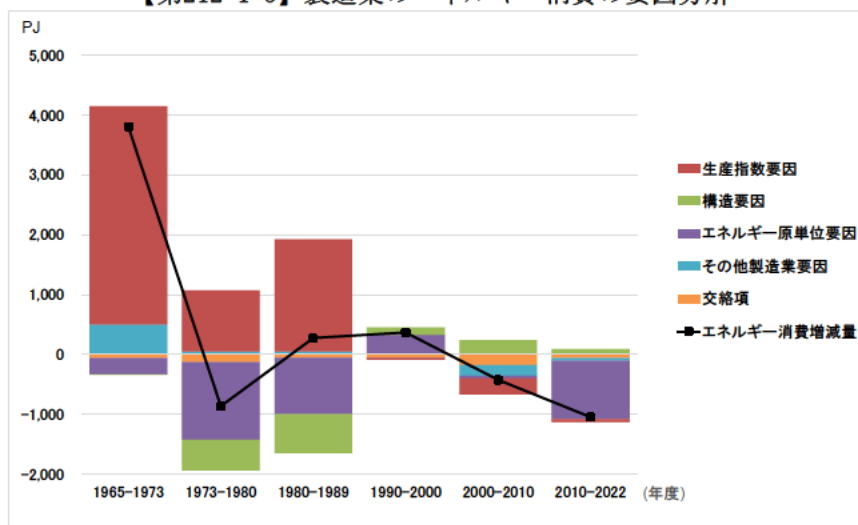
オイルショック以降、製造業において生産が増加しつつもエネルギー消費が抑制された主な要因としては、省エネの進展（原単位要因）と、素材産業から加工組立型産業へのシフト（構造要因）が考えられます（第212-1-3）。

積極的に省エネを推進した結果、製造業の生産1単位当たりに必要なエネルギー消費（鉱工業生産指数（IIP）^⑤当たりのエネルギー消費原単位）は、1970年代後半から1980年代にかけて急速に低下しました。1990年代には、若干の上昇傾向が見られましたが、その後は、製造業全体のエネルギー消費の約4割を占める化学産業のエネルギー消費原単位の低下等もあり、再び製造業全体のエネルギー消費効率化は改善傾向にあります（第212-1-4）。

次に、製造業のエネルギー消費をエネルギー源別に確認します。1973年度の第一次オイルショックまでは石油消費の伸びが顕著でしたが、その後は石油からの代替が進みました。電力消費は、産業構造の高度化や製造工程の自動化等により、1973年度から2022年度にかけて増加しました（第212-1-5）。

製造業のエネルギー消費は、現在でも最終エネルギー消費全体の約4割を占めており、今後もさらにエネルギー効率を高めていくことが期待されています。

【第212-1-3】製造業のエネルギー消費の要因分解



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

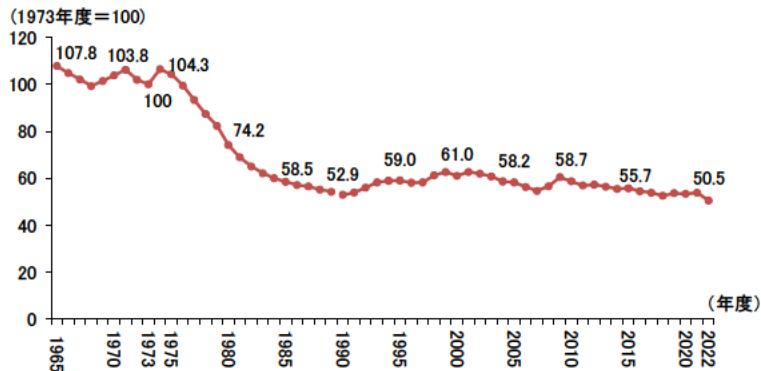
(注2) 「生産指数要因」は生産指数の変化による要因で、生産指数の増減がエネルギー消費の増減要因となる。「構造要因」は産業構造の変化による要因で、一般的にエネルギー多消費型産業に移る場合はエネルギー消費の増加要因、逆の場合は減少要因となる。「原単位要因」は生産指数1単位当たりのエネルギー消費量の変化による要因であり、省エネが進めばエネルギー消費の減少要因となる。

^⑤ 鉱工業生産指数（IIP：Indices of Industrial Production）は、鉱工業全体の生産水準の動きを示す代表的な指数であり、ある時点の鉱業・製造業の生産量について、基準年を100として指数化し、基準年の付加価値額をウェイトとして加重平均したものです。

(注3) 要因分解において、製造業のエネルギー消費を、食品飲料製造業、パルプ・紙・紙加工品製造業、化学工業、窯業・土石製品製造業、鉄鋼業、非鉄・金属製造業、機械製造業と、「その他製造業要因」に分類している。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、経済産業省「鉱工業指数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-1-4】製造業のエネルギー消費原単位の推移



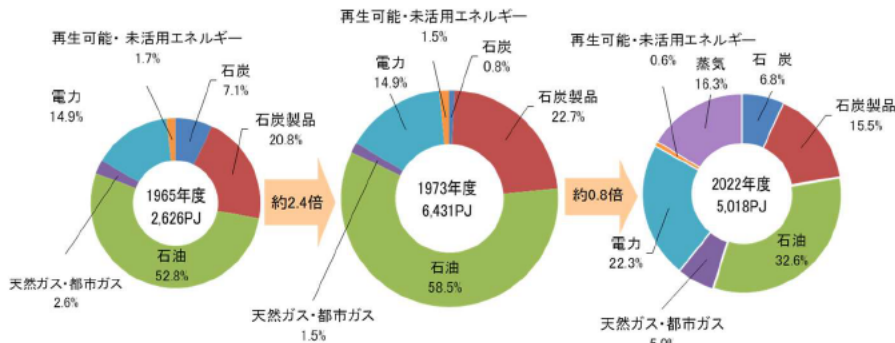
(注1) 原単位は製造業IIP（付加価値ウェイト）1単位当たりの最終エネルギー消費量で、「1973年度=100」とした場合の指数である。

(注2) このグラフでは完全に評価されていないが、製造業では廃熱回収等の省エネ努力も行われている。

(注3) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、経済産業省「鉱工業指数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-1-5】製造業のエネルギー消費の推移（エネルギー源別）



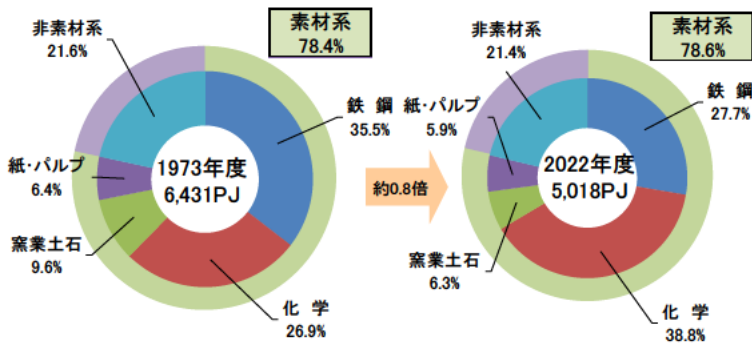
(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 「石油」は原油と石油製品の合計であり、LPガスを含む。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

製造業は、素材系産業と非素材系（加工組立型）産業に大別できます。素材系産業とは、鉄鋼、化学、窯業土石（セメント等）及び紙パルプの素材物資を生産する産業を指し、エネルギーを比較的多く消費します。一方、非素材系産業とは、それ以外の食品煙草、繊維、金属、機械、その他の製造業（プラスチック製造業等）を指します。2022年度の製造業のエネルギー消費の構成を見ると、素材系産業による消費が製造業全体の約8割を占めました（第212-1-6）。

【第212-1-6】製造業のエネルギー消費の推移（業種別）



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 「化学」のエネルギー消費には、ナフサ等の石油化学製品製造用原料を含む。

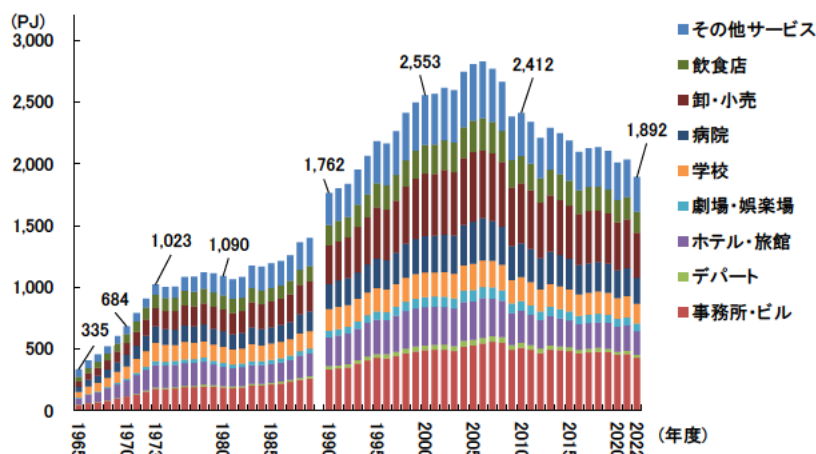
資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

(3) 業務他部門のエネルギー消費の動向

業務他部門は、事務所・ビル、デパート、ホテル・旅館、劇場・娯楽場、学校、病院、卸・小売業、飲食店、その他サービス（福祉施設等）の9業種に大別されます。業種別のエネルギー消費を見ると、1975年度までホテル・旅館が最大のシェアを占めていましたが、1976年度以降は、事務所・ビルのシェアが最大になりました。1999年度から、卸・小売業のシェアが一時的に最大となりましたが、その後は再び事務所・ビルが最大になりました（第212-1-7）。

業務他部門のエネルギー消費の推移を見ると、1965年度から1973年度までは、高度経済成長を背景に顕著に増加しました。その後、第一次オイルショックを契機とした省エネの進展等により、しばらくほぼ横ばいで推移しましたが、1980年代半ばからは再び増加傾向となりました。しかしその後、エネルギー価格の高騰や世界金融危機等を背景に、業務他部門のエネルギー消費は2006年度をピークに減少傾向に転じており、2022年度は、ピーク時のおよそ3分の2にまで減少しました（第212-1-8）。

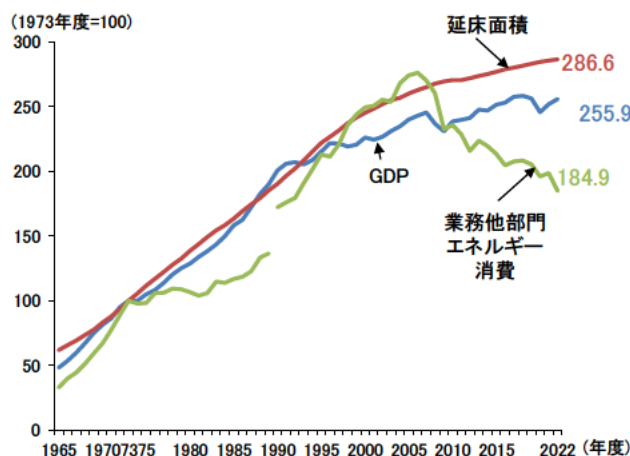
【第212-1-7】業務他部門のエネルギー消費の推移（業種別）



（注）「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料：日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-1-8】業務他部門のエネルギー消費と経済活動の推移



（注1）「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

（注2）1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

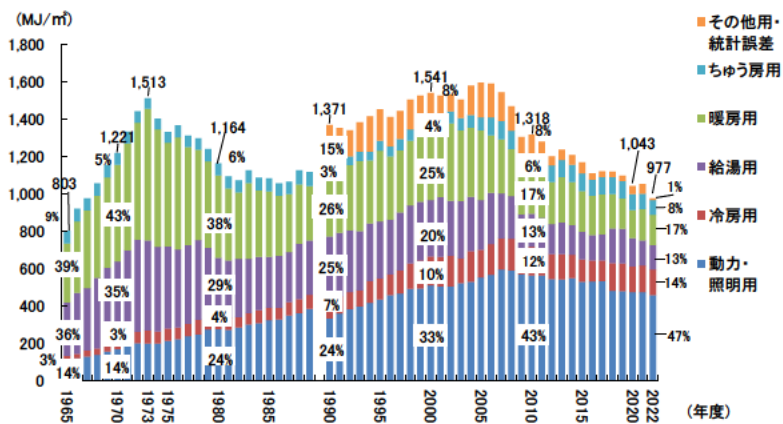
資料：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

業務他部門のエネルギー消費は、主に動力・照明、冷房、給湯、暖房、ちゅう房の5つの用途に分けられます。延床面積当たりのエネルギー消費原単位の推移を用途別に見ると、長期的には、動力・照明用のエネルギー消費原単位が、情報・通信機器の普及等を反映して増加してきたことがわかります。その結果、2022年度の業務他部門のエネルギー消費全体に占める動力・照明用の割合は47%となっており、最大のシェアを占めています。冷房用は空調機器の普及によって拡大しましたが、2000年代後半からは、空調機器の普及の一巡や空調機器のエネルギー消費効率の向上等により、減少傾向にあります。暖房用についても、省エネ対策の進展等により減少傾向にあります（第212-1-9）。

同じデータをエネルギー源別に見ていくと、電力の割合が増加傾向にあることがわかります。ガスの割合も、発電時の排熱を給湯や空調に利用するコージェネレーションシステムの普及等に伴い、増加傾向を示しています。一方、主に暖房用に利用される石油の割合は減少傾向にあります（第212-1-10）。

業務他部門でさらに省エネを進めるためには、建物の断熱性強化や冷暖房効率の向上等を行うとともに、さらなるエネルギー管理の徹底が必要といえます。

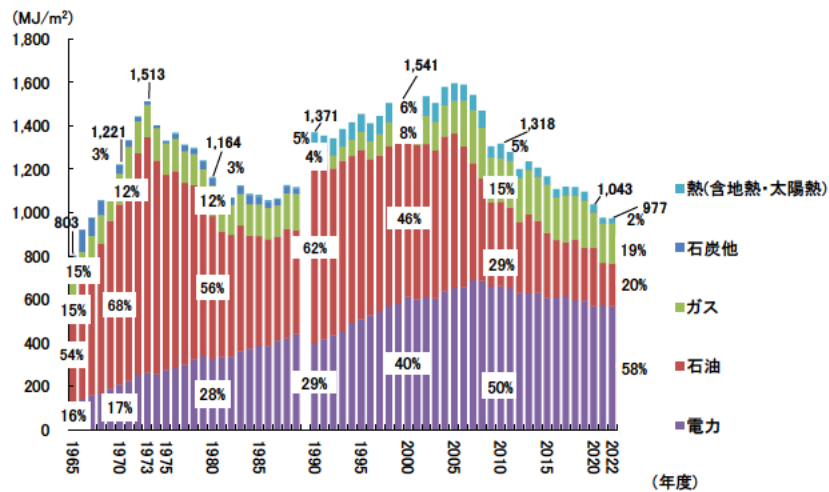
【第212-1-9】業務他部門のエネルギー消費原単位の推移（用途別）



(注) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-1-10】業務他部門のエネルギー消費原単位の推移（エネルギー源別）



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 「ガス」は天然ガスと都市ガスの合計。

(注3) 「石油」にはLPガスを含む。

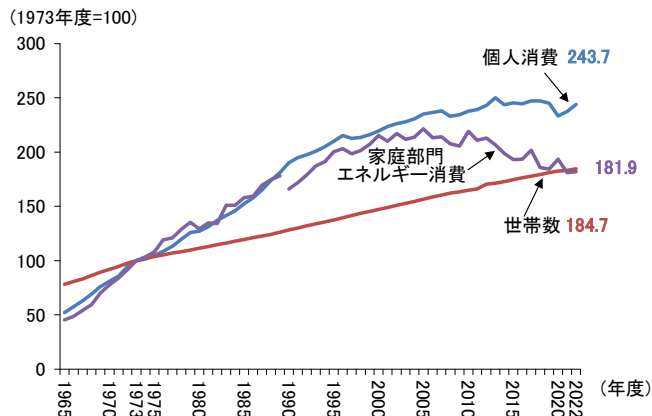
資料：日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

2. 家庭部門のエネルギー消費の動向

家庭部門の最終エネルギー消費は、自家用自動車等の運輸関係を除く、家庭でのエネルギー消費が対象です。2022年度の最終エネルギー消費全体に占める家庭部門の割合は、15.1%でした（第211-1-1参照）。

家庭部門のエネルギー消費は、生活の利便性・快適性を追求する国民のライフスタイルの変化や、世帯数の増加等の影響を受け、1973年度の家庭部門のエネルギー消費を100とすると、2005年度には221まで増加しました。その後、省エネ技術の普及と国民の環境保護意識や省エネ意識の高まり等から、個人消費や世帯数の増加に反して、家庭部門のエネルギー消費は低下傾向となっています（第212-2-1）。

【第212-2-1】家庭部門のエネルギー消費と経済活動等の推移



(注1) 1979年度以前の個人消費は日本エネルギー経済研究所推計。

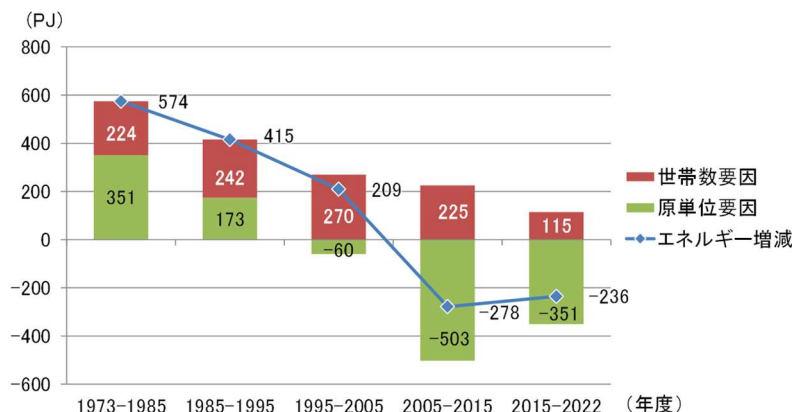
(注2) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」、内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

家庭部門のエネルギー消費は、「世帯当たり消費量×世帯数」で表すことができます。そのため、世帯当たり消費量の増減（原単位要因）及び世帯数の増減（世帯数要因）が、家庭部門のエネルギー消費の増減に影響を与えます。なお、世帯当たり消費量は、エネルギー消費機器の保有状況やその効率、所得、エネルギー価格、世帯人員、省エネ行動等に左右されるだけでなく、短期的には気候の影響も大きく受けます。

家庭部門のエネルギー消費は、1973年度から2005年度までに1,199PJ増加⁷しており、そのうち世帯数要因によるものは735PJの増加寄与、原単位要因は464PJの増加寄与でした。この期間に世帯当たり消費量が増加した理由の1つとして、テレビやエアコン等の家電製品の普及が考えられます。一方、2005年度から2022年度までの間では514PJ減少⁸しており、そのうち世帯数要因は340PJの増加寄与、原単位要因は854PJの減少寄与でした。省エネ性能の高い家電製品の普及や省エネへの取組強化、世帯人員の減少等が、家庭部門のエネルギー消費を低下させました（第212-2-2、第212-2-3、第212-2-4）。

【第212-2-2】家庭部門のエネルギー消費の要因分析



(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

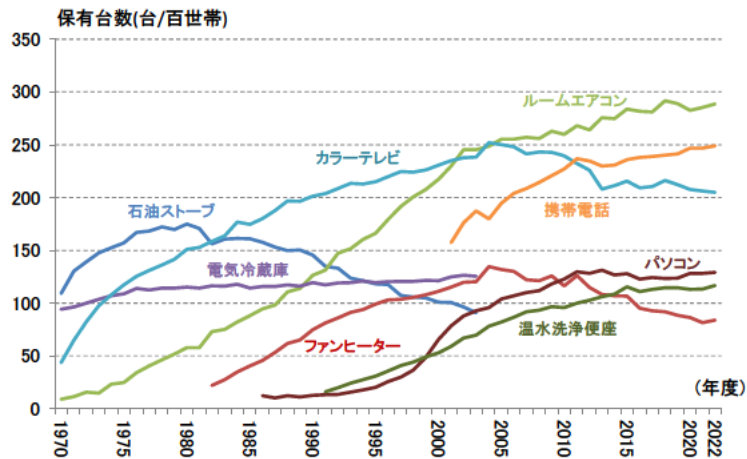
(注2) 完全要因分析法で交絡項を均等配分している。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-2-3】家庭用のエネルギー消費機器の保有状況の推移

⁷ 第212-2-2の1973-2005年度の累計。四捨五入のため、グラフの数値の合計値と一致しないことがあります。

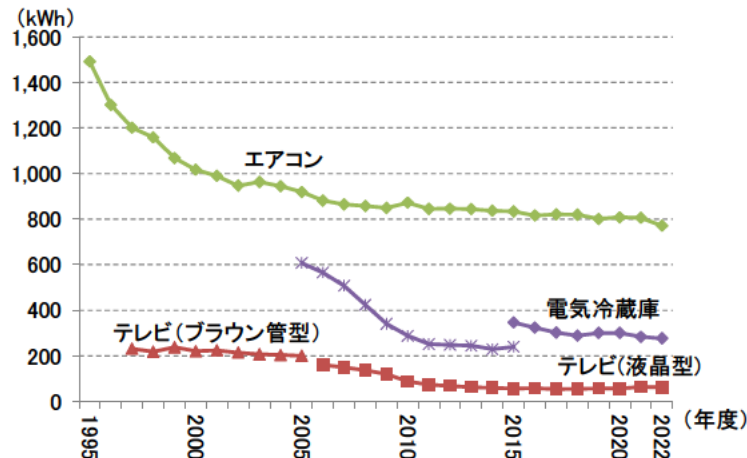
⁸ 第212-2-2の2005-2022年度の累計。四捨五入のため、グラフの数値の合計値と一致しないことがあります。



(注) カラーテレビのうち、ブラウン管テレビは2012年度調査で終了。

資料:内閣府「消費動向調査(二人以上の世帯)」を基に作成

【第212-2-4】主要家電製品のエネルギー消費効率の推移



(注1) 「エアコン」は、冷房・暖房期間中の消費電力量。冷暖房兼用・壁掛け型・冷房能力2.8kWクラス・省エネ型の代表機種の単純平均値。

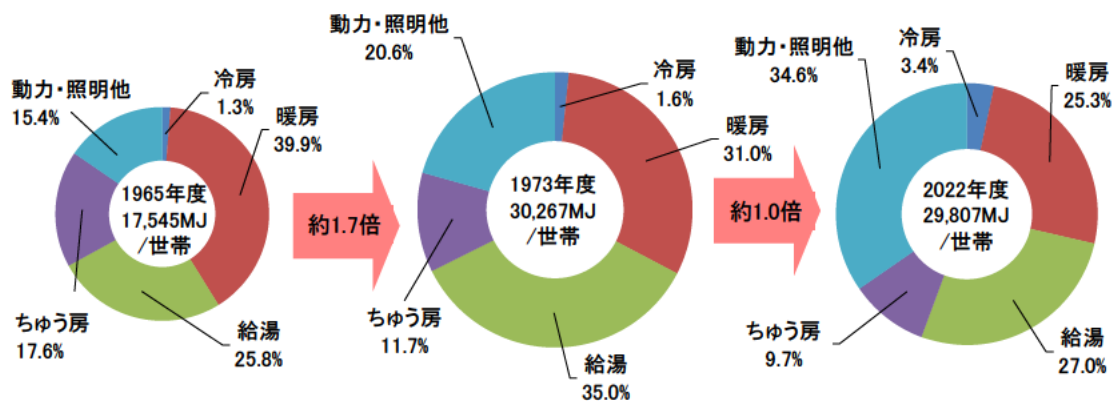
(注2) 「電気冷蔵庫」は、年間消費電力量(定格内容積400lとする場合)。定格内容積当たりの年間消費電力量は主力製品(定格内容積401~450l)の単純平均値を使用。なお、2015年度以降はJIS規格が改訂されている。

(注3) 「テレビ(液晶型)」は、年間消費電力量。液晶テレビ・2K未満・30インチ以上・HDD無しのカatalog値の単純平均値。

資料:資源エネルギー庁「省エネ性能カタログ」等を基に作成

家庭部門のエネルギー消費は、冷房、暖房、給湯、ちゅう房、動力・照明他の5つの用途に分類できます。2022年度における用途別のシェアを1965年度や1973年度のシェアと比べると、特に動力・照明他の割合が大きくなっていることがわかります(第212-2-5)。

【第212-2-5】世帯当たりのエネルギー消費原単位と用途別エネルギー消費の推移

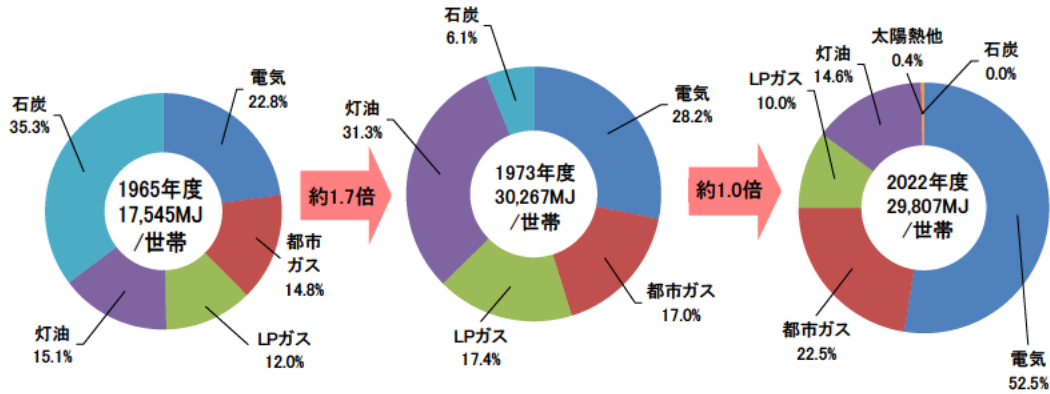


(注) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・

最後に、家庭部門のエネルギー消費をエネルギー源別に確認します。1965年度には、家庭部門のエネルギー消費の3分の1以上を石炭が占めていましたが、その後は主に灯油に代替され、1973年度には石炭のシェアが大幅に減少しました。この時点では、ガス（都市ガス及びLPガス）、灯油、電力がそれぞれ約3分の1のシェアでしたが、その後、エアコン等の家電製品の普及等によって電気のシェアが大幅に増加し、2022年度は52.5%を占めました（第212-2-6）。

【第212-2-6】 家庭部門のエネルギー消費の推移（エネルギー源別）



（注）「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。
資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

3. 運輸部門のエネルギー消費の動向

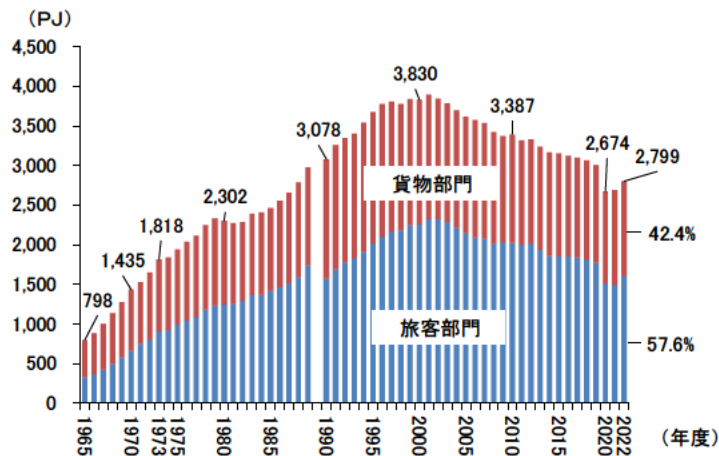
(1) 運輸部門のエネルギー消費の動向

運輸部門は、乗用車やバス等の旅客部門と、陸運や海運、貨物航空等の貨物部門に大別されます。2022年度の最終エネルギー消費全体に占める運輸部門の割合は23.5%であり（第211-1-1参照）、そのうち57.6%を旅客部門が、42.4%を貨物部門が占めました。

運輸部門のエネルギー消費は、1965年度から1973年度にかけて2.3倍に増加し、その後、二度のオイルショックを経て伸び率は鈍化したものの、1973年度からピークを迎えた2001年度にかけて、さらに2.1倍に増加しました。その後は、輸送量の低下と輸送効率の改善等により減少傾向に転じています。2022年度は、旅客部門のエネルギー消費が前年度比7.7%増加したものの、貨物部門では0.7%減少し、運輸部門全体では4.0%の増加となりました。1973年度のエネルギー消費の水準を100とした場合、2022年度のエネルギー消費は、旅客部門が178、貨物部門が130、運輸部門全体では154となっています（第212-3-1、第212-3-2）。

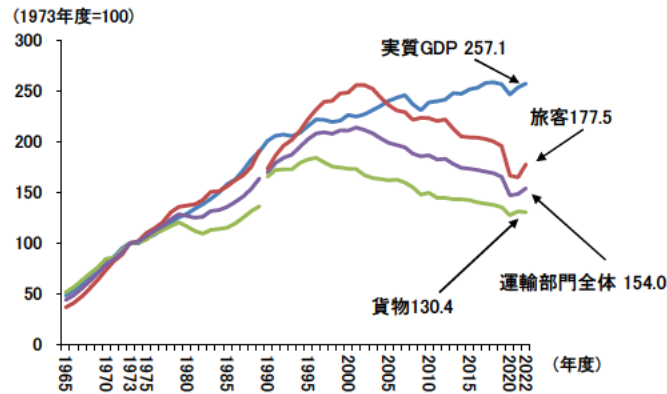
エネルギー源別に見ると、2022年度ではガソリンが52.1%、軽油が33.8%、ジェット燃料油が5.1%、重油が4.9%を占めました（第212-3-3）。

【第212-3-1】 運輸部門のエネルギー消費の推移



（注）「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。
資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-3-2】 運輸部門のエネルギー消費と経済活動の推移

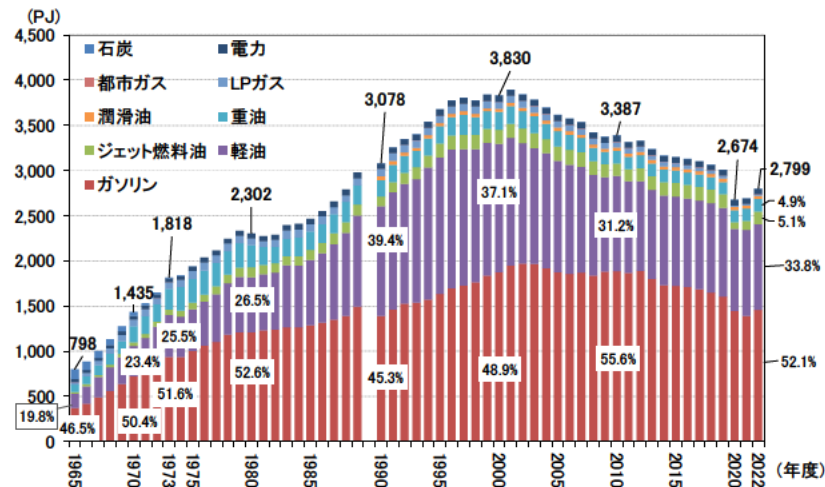


(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」を基に作成

【第212-3-3】運輸部門のエネルギー消費の推移（エネルギー源別）



(注) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

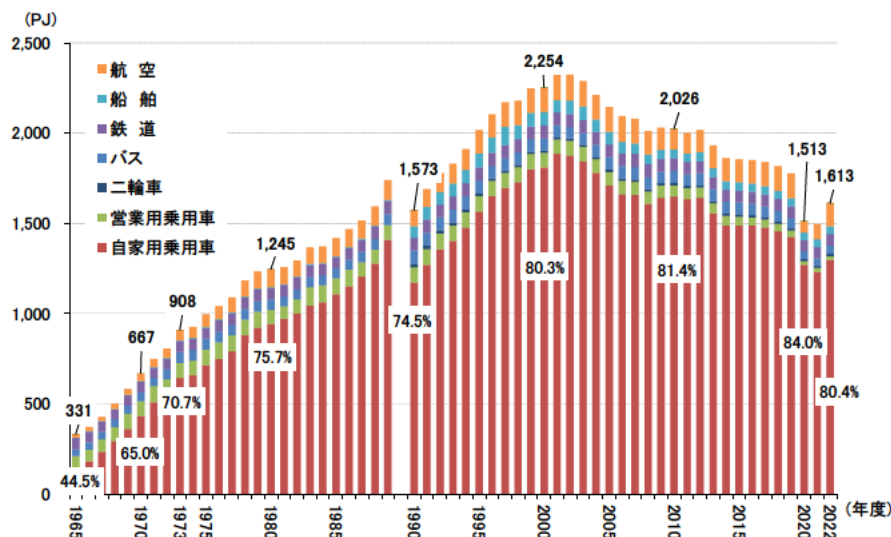
資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

(2) 旅客部門のエネルギー消費の動向

旅客部門のエネルギー消費は、主に自動車の保有台数の増加に伴って増えましたが、2002年度をピークに減少傾向に転じました。2000年代以降も自動車の保有台数は増加していますが、ハイブリッド自動車等の普及や平均燃費の向上等により、エネルギー消費は減少傾向にあります（第212-3-4、第212-3-5、第212-3-6）。

2022年度の旅客部門のエネルギー消費をエネルギー源別に見ると、75.7%がガソリン、7.9%がジェット燃料油、7.7%が軽油でした（第212-3-7）。

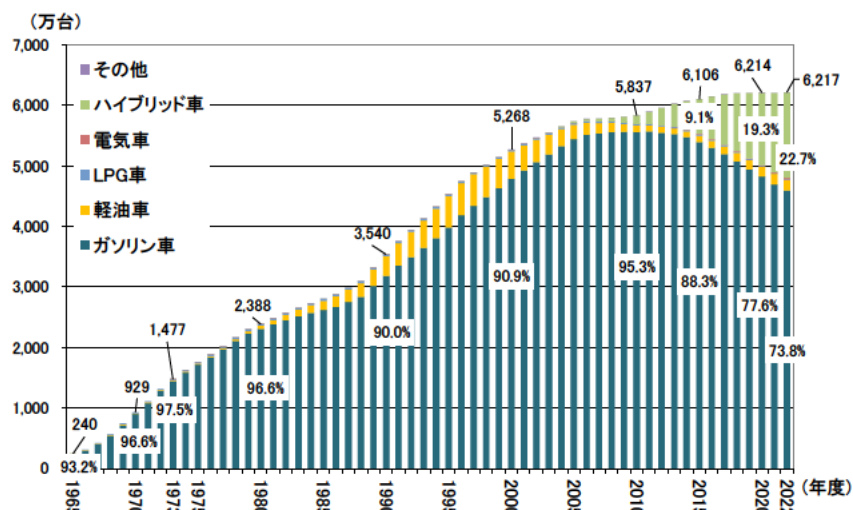
【第212-3-4】旅客部門のエネルギー消費の推移（機関別）



(注) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

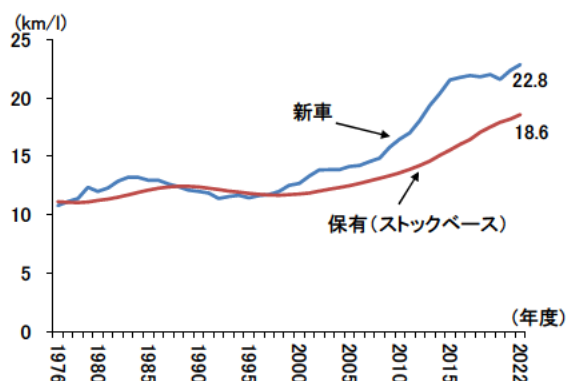
【第212-3-5】旅客自動車の車種別保有台数の推移



(注) 2003年度から「ハイブリッド」と「その他」の定義が変更されている。

資料:自動車検査登録情報協会「自動車保有車両数」を基に作成

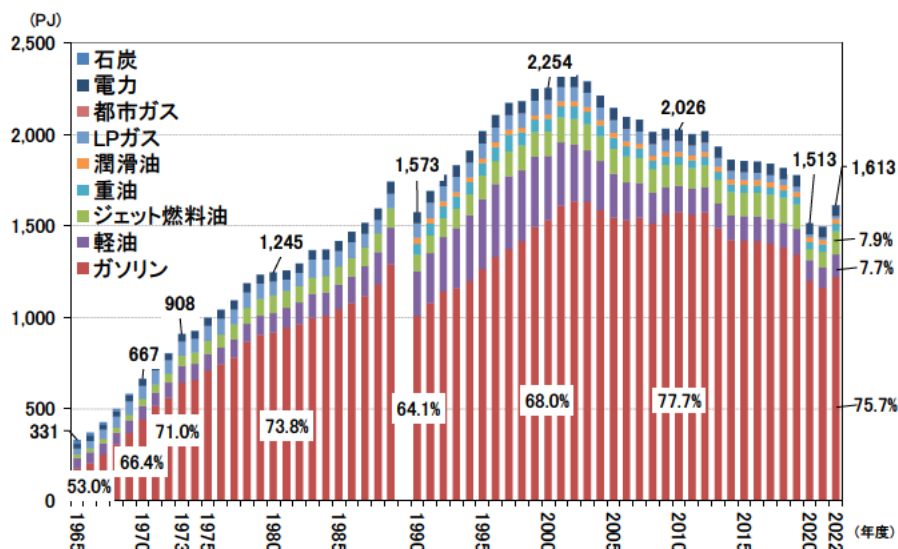
【第212-3-6】ガソリン乗用車平均燃費 (10・15モード) の推移



(注) 日本エネルギー経済研究所推計。

資料:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第212-3-7】旅客部門のエネルギー消費の推移 (エネルギー源別)



(注) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

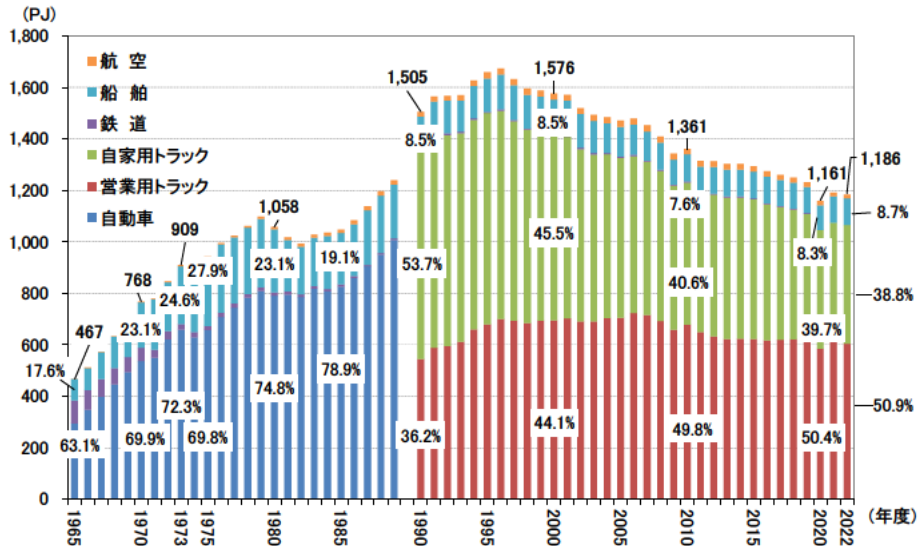
資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

(3) 貨物部門のエネルギー消費の動向

貨物部門のエネルギー消費は、1980年代前半に一時減少したものの、ピークとなった1996年度にかけて増加しました。しかし、それ以降は減少傾向に転じています。2022年度の貨物部門のエネルギー消費の内訳を見ると、営業用や自家用のトラックといった自動車による消費が約9割を占めています（第212-3-8）。

2022年度の貨物部門のエネルギー消費をエネルギー源別に見ると、69.3%が主に大型トラックで消費される軽油、20.2%が主に小型貨物車で消費されるガソリン、残りが主に船舶に使われる重油や航空に使われるジェット燃料油等でした（第212-3-9）。

【第212-3-8】 貨物部門のエネルギー消費の推移（機関別）

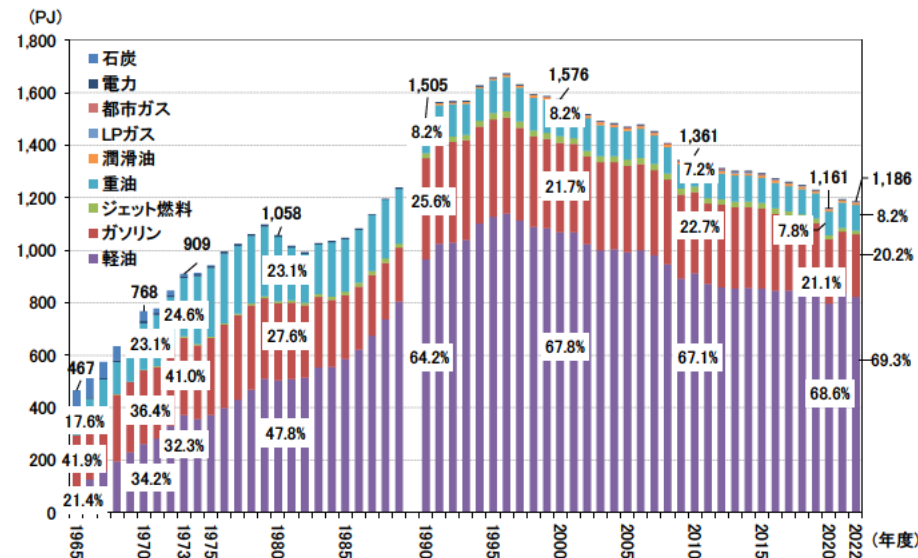


(注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。また、それまで1つであった「自動車」によるエネルギー消費は、1990年度以降、「自家用トラック」によるものと「営業用トラック」によるものに区分されている。

(注2) 「自家用トラック」とは事業者が自社の貨物を輸送する目的で保有するもの、「営業用トラック」とは依頼された貨物を輸送する目的で保有するものを指す。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-3-9】 貨物部門のエネルギー消費の推移（エネルギー源別）



(注) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

第3節 一次エネルギーの動向

1. 化石エネルギーの動向

(1) 石油

①供給の動向

日本における石油供給量は、1970年代の二度のオイルショックを契機とした石油代替政策や省エネ政策の推進により減少しましたが、1980年代後半には、取り組みやすい省エネの一巡や原油価格の下落等に伴い、増加に転じました。その後、1990年代半ば以降は、石油代替エネルギーの拡大や自動車の燃費向上等により、再び減少傾向となりました。なお、日本の原油自給率⁹は、長らく0.5%未満の水準にあります（第213-1-1、第213-1-2）。

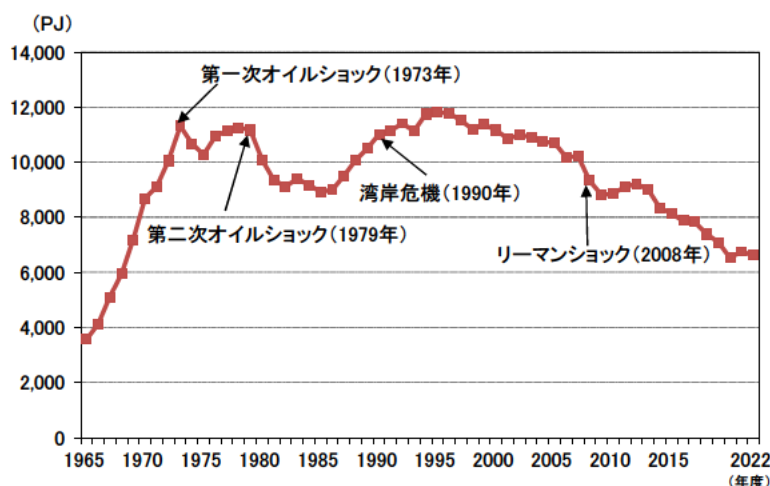
日本は、主にサウジアラビア、アラブ首長国連邦（UAE）、クウェート、カタール等の中東地域から原油を輸入しており、2022年度の原油輸入に占める中東地域の割合（中東依存度）は、95.2%でした。なお、2022年の米国の中東依存度は11.8%、欧州OECDの中東依存度は16.5%であり¹⁰、日本の中東依存度は、諸外国と比べても極めて高い水準にあります（第213-1-3）。

日本は、二度のオイルショックの経験から、原油輸入先の多角化を図ってきました。1967年度に91.2%であった中東依存度は、その後、中国やインドネシアからの輸入が増えたことで、1987年度には67.9%まで低下しました。しかしその後、中国や東南アジア諸国での原油需要の増加に伴い、これらの地域からの輸入が減少したことで中東依存度は再び上昇し、2009年度には89.5%に達しました。その後の中東依存度は、ロシアからの輸入増加等により低下傾向にありましたが、近年はロシアからの輸入減少等によって、再び上昇傾向にあります。2022年度の中東依存度は、過去最高となる95.2%でした（第213-1-4）。

また、中国やインドネシア等のアジアの産油国における原油需給の動向を見ると、国内の原油需要が増加したことを受け、これまで輸出していた原油を国内向けに供給し、輸出の割合が減少していることがわかります（第213-1-5）。

なお、国際エネルギー機関（以下「IEA」という。）は、各加盟国に対して、石油純輸入量の90日分以上の緊急時備蓄を維持するよう勧告しています。日本は2023年8月時点で、198日分の石油備蓄を保有しています（第213-1-6）。

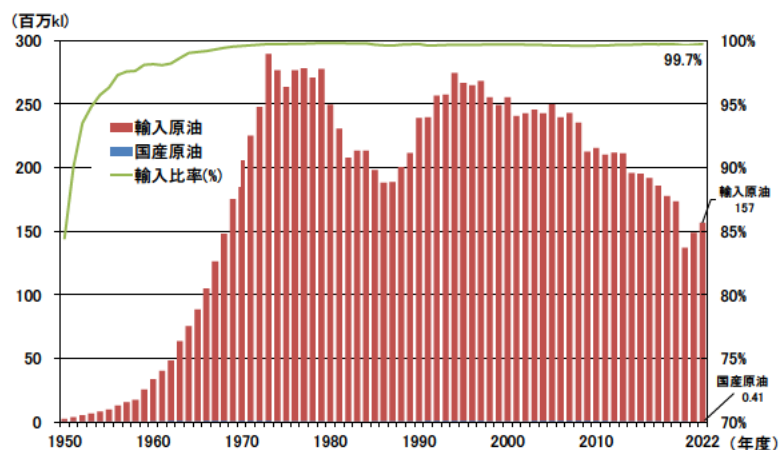
【第213-1-1】石油供給の推移



（注） 石油（原油+石油製品）の一次エネルギー国内供給量。

資料：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第213-1-2】原油の国産・輸入別供給の推移



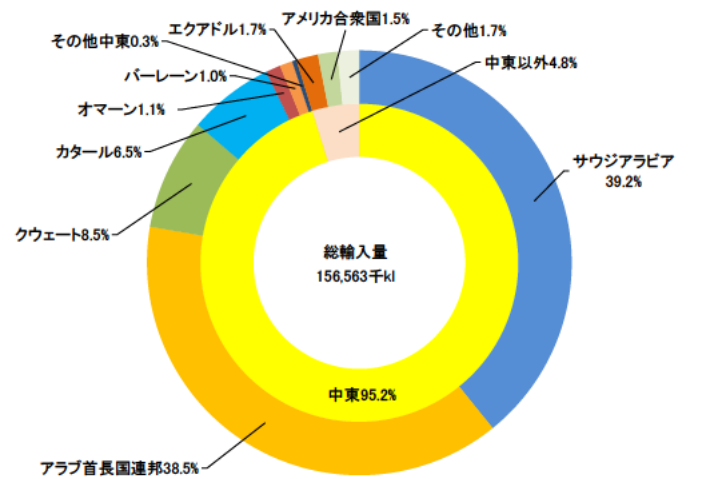
（注） 「国産原油」は微小であるが、棒グラフ上に表現されている。

⁹ ここでの「原油自給率」とは、日本の原油供給のうち国内で産出された原油の割合を指しており、日本の海外における自主開発原油は含まれません。

¹⁰ 米国及び欧州OECDの中東依存度については、天然ガス液（Natural gas liquids）を含まない原油（Crude oil）のみの数値を示しています（IEA「Oil Information 2023」より）。

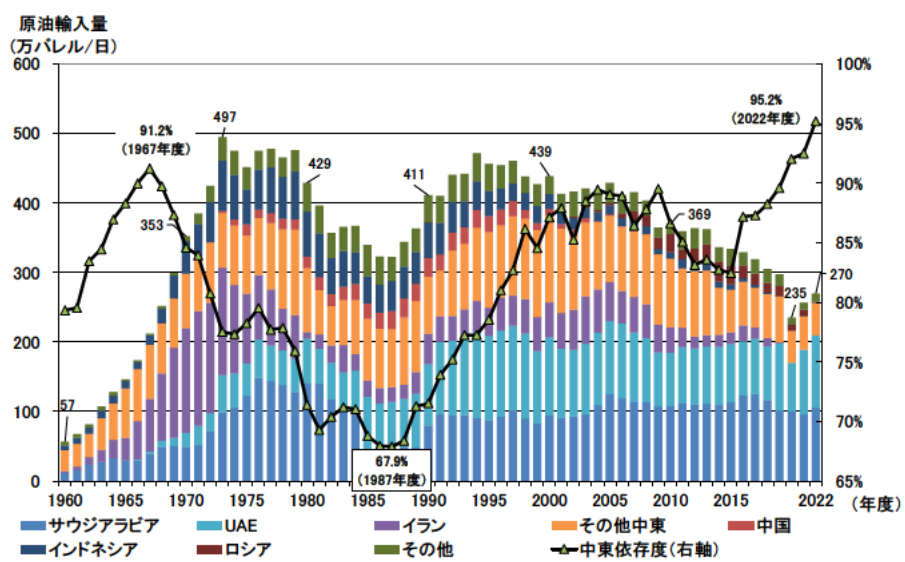
資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」を基に作成

【第213-1-3】原油の輸入先（2022年度）



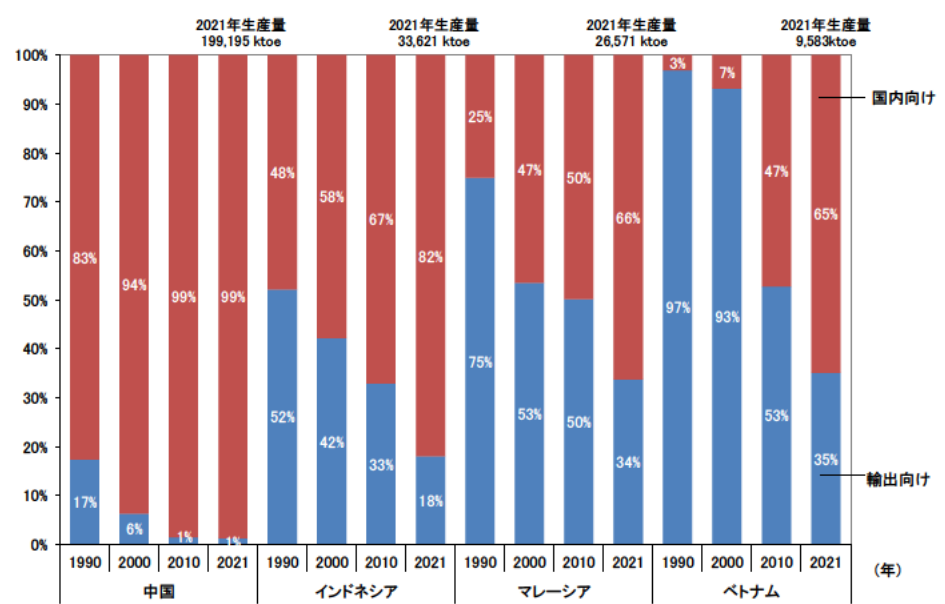
資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」を基に作成

【第213-1-4】原油の輸入量と中東依存度の推移

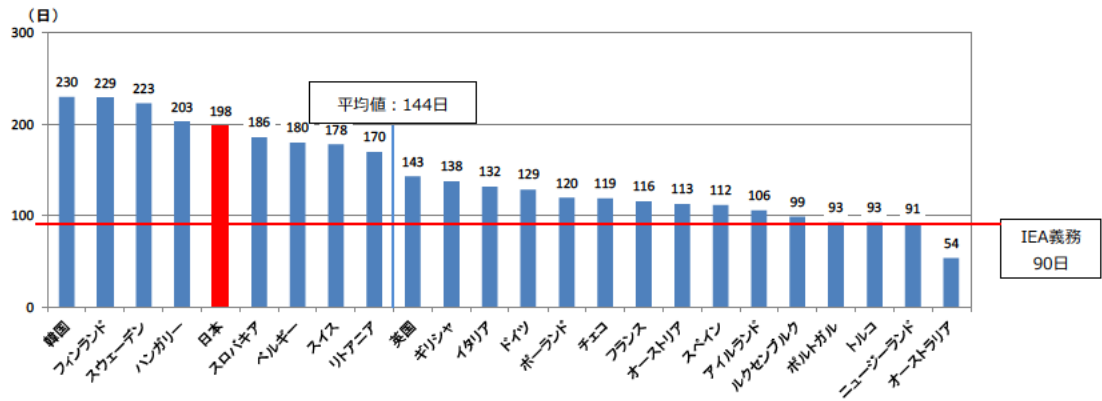


資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」を基に作成

【第213-1-5】原油生産に占める国内向け原油・輸出向け原油の割合の推移



【第213-1-6】日本及びIEA加盟国の石油備蓄日数（2023年8月時点）



（注） 備蓄義務を負う石油純輸入国28か国のうち、産油量があり純輸入量が少ないため備蓄日数が多く算出されるデンマーク、エストニア、米国、オランダを除く24か国を比較している。

資料:IEA「Oil Stocks of IEA Countries」を基に作成

②消費の動向

日本では、原油の殆どが蒸留・精製によってガソリンや軽油、灯油、重油等の石油製品に転換され、国内で販売又は海外へ輸出されています。これに加え、石油製品の輸入も行っています。石油製品の販売量の推移を見ると、2000年代以降は減少傾向となっています。油種別の販売構成を見ると、1971年度までは、B・C重油¹¹の販売量が半分以上を占めていましたが、その後はガソリン・ナフサ・軽油等の軽質な石油製品の割合が増加しています（第214-4-1参照）。

③価格の動向

ここでは、世界金融危機が発生した2008年以降の原油輸入CIF価格¹²の推移を見ていきます。原油の円建て輸入CIF価格は、2008年8月に約9.2万円/k1にまで上昇した後、2009年1月には約2.5万円/k1にまで急落しました。その後は、各国による景気刺激策等の影響を受け、2014年にかけて上昇傾向が継続しました。

しかしその後、様相が大きく変化しました。当時、高い原油価格を背景に、米国のシェールオイルが増産され続ける一方、欧州や中国の景気は減速傾向にあったため、市場には供給過剰感が生じていました。こうした中、OPECが、2014年11月の総会において減産を見送ったことから、原油価格は下落に転じ、2016年初頭の原油輸入CIF価格は、約2.2万円/k1まで低下しました。その後は、世界経済の回復に加え、同年9月のOPEC総会において8年ぶりの減産の方向性が打ち出され、ロシア等の非OPEC産油国も減産に協力をしたこと等もあり、原油価格は再び上昇に転じました。その後の原油価格は、OPEC及び非OPEC産油国からなる「OPECプラス」による着実な減産等の影響で、2018年秋頃まで上昇傾向が続き、以降の原油輸入CIF価格は5万円/k1前後の水準を維持していました。

そうした中で起こったのが、新型コロナ禍です。世界経済が減速し、石油需要が短期間のうちに急減しました。この状況に対処すべく、2020年3月に、OPECは非OPEC産油国に対して追加減産を提案しましたが、ロシアがこれを拒否したことで、協調減産が決裂しました。この結果を受け、これまで協調減産をリードしてきたサウジアラビアは増産に踏み切ることを表明しましたが、その結果、原油価格は急落しました。これを受け、同年4月にOPECプラスは再び協調減産に合意しましたが、世界中で都市封鎖（ロックダウン）が行われる等、世界の石油需要は急減しており、また原油の貯蔵能力の限界を超えるとの見方もあって、米国の指標原油であるWTI原油が一時「マイナス価格¹³」を記録するという前代未聞の状況となりました。その後は、OPECプラスが合意した過去に例のない規模での協調減産の効果や、新型コロナ禍からの経済回復等により、原油価格は上昇しました。

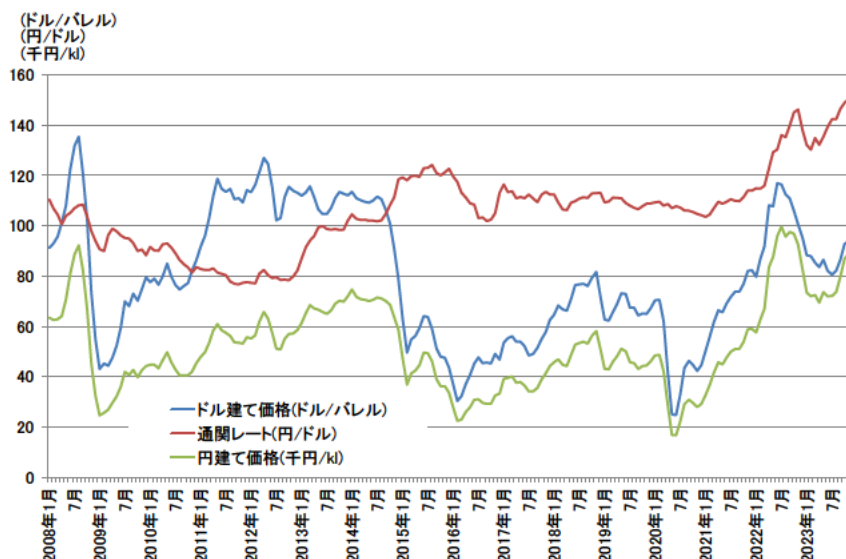
その後、2022年2月に始まったロシアによるウクライナ侵略の影響で原油価格は高騰し、原油輸入CIF価格も、同年7月には約10万円/k1へと急騰しました。その後は、世界経済の減速への懸念等により、下落しました。2023年は、OPECプラスの減産やイスラエル・パレスチナ情勢の悪化等の影響により、原油価格は再度上昇しました（第213-1-7）。

【第213-1-7】原油の円建て輸入CIF価格とドル建て輸入CIF価格の推移

¹¹ 重油は、動粘度の違いにより、A重油・B重油・C重油に分類されています。さらに、同じ種類の中でも、硫黄分によって品質が分類されています。A重油は、重油の中では最も動粘度が低く、茶褐色の製品で、小型ボイラ類をはじめ、ビル暖房、農耕用ハウス加温器、陶器窯焼き、漁船等の船舶用燃料等として使われています。C重油は、A重油に比べて粘度が高く、黒褐色の製品で、火力発電や工場の大型ボイラ、大型船舶のディーゼルエンジン用の燃料等として使われています。B重油はA重油とC重油の中間の動粘度の製品ですが、現在は殆ど生産されていません。

¹² CIF：Cost, Insurance and Freightの略で、引渡し地までの保険料、運送料を含む価格のこと。

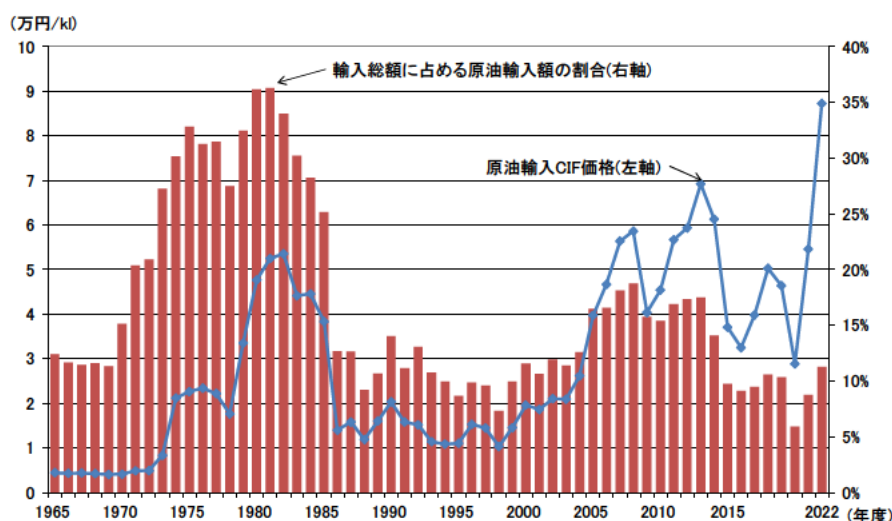
¹³ WTI：West Texas Intermediateの略で、WTI原油は米国の代表的な指標原油となっています。また「マイナス価格」とは、売主がお金を支払い、買主はお金を受取ることを意味しています。



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

原油の輸入金額は、かつて日本にとって無視できない負担となっており、第二次オイルショック後には、日本の総輸入金額に占める原油輸入金額¹⁴の割合が35%を超えていました。しかし、1980年代半ば以降は、概ね10%～15%程度の水準となっています。その背景には、原油価格の動向に加え、オイルショック後の石油代替政策や省エネ政策等が功を奏したことがあります。オイルショック時と比べると、総輸入金額に占める原油の割合が低下したことで、原油価格の高騰が日本経済に与える影響は小さくなったと考えられます。2020年度には、新型コロナ禍の影響で原油の輸入が減少し、また原油輸入CIF価格も低下したため、原油輸入金額の占める割合は、5.9%まで下がりました。その後は、新型コロナ禍からの経済回復による原油の輸入増加や、原油輸入CIF価格の高騰によって、原油輸入金額の占める割合も上昇しており、2022年度の割合は11.3%でした（第213-1-8）。

【第213-1-8】原油の輸入価格と原油輸入額が輸入全体に占める割合の推移



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(2) ガス体エネルギー

ガス体エネルギーには、主に天然ガスとLPガスがあります。天然ガスは、油田の随伴ガスや単独のガス田から生産され、メタンを主成分としています。常温・常圧では気体であるため、輸送に当たっては、気体のままパイプラインで輸送する方法、あるいは、マイナス162℃まで冷却して液体にし、液化天然ガス（LNG¹⁵）としてタンカー等で輸送する方法のいずれかの方法が採られています。天然ガスは、化石エネルギーの中では燃焼時のCO₂排出量が最も少なく、相対的にクリーンであるため、利用が増えました。

LPガスは、液化石油ガス（LPG¹⁶）のことで、油田や天然ガス田の随伴ガス、石油精製設備等の副生ガスから取り出したプロパン・ブタンを主成分としています。LPガスは、簡単な圧縮装置を使って常温で液化できる気体燃料であるとともに、主成分であるプロパンはマイナス42℃、ブタンはマイナス0.5℃まで冷却されると液化するため、通常は、圧縮又は冷却にて液

¹⁴ 原油輸入金額は、「原油」の輸入額の合計を示しています。

¹⁵ LNG : Liquefied Natural Gasの略。

¹⁶ LPG : Liquefied Petroleum Gasの略。

体にされた状態で輸送・貯蔵・配送が行われています。

①天然ガス
(ア) 供給の動向

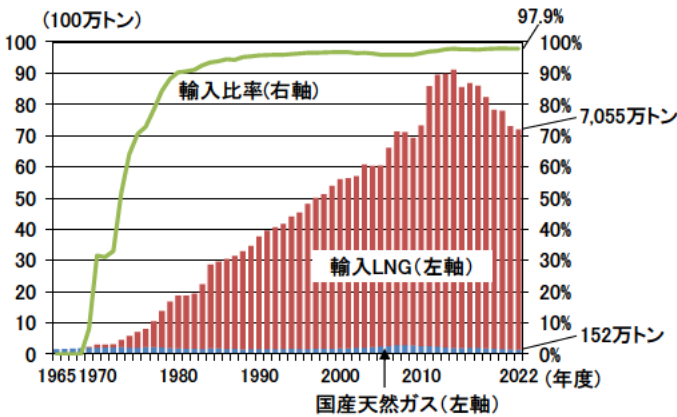
日本では、1969年に初のLNGが輸入されましたが、それ以前の天然ガス利用は国産天然ガスに限られており、1968年度の日本の一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は、1.1%に過ぎませんでした。しかし、1969年に米国・アラスカから初のLNGが輸入されたことを皮切りに、東南アジアや中東等からもLNGの輸入が開始されたことで、日本における天然ガスの利用が大きく進み、一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は、2014年度に24.5%まで達しました。2022年度の割合は、21.5%でした（第211-3-1参照）。

2022年度における天然ガスの輸入割合は、石油と同様に極めて高い97.9%であり、輸入分は全量がLNGとして輸入されました。一方、主に新潟県や千葉県、北海道等で産出されている国産天然ガスの割合は2.1%で、2022年度の生産は約21.1億³m³（LNG換算で約152万トン）でした（第213-1-9）。

2022年度の日本のLNG輸入を見ると、豪州やマレーシアからの輸入が多くなっています。中東依存度は9.0%となっており、石油に比べて低く、地政学的リスクは相対的に低いといえます。2012年度から最大のLNG輸入先となっている豪州については、新規のLNG生産プロジェクトからの輸入が順次開始されており、豪州が占める割合は、2012年度の19.6%からさらに拡大し、2022年度には42.9%となっています。一方、インドネシアについては1980年代半ば、マレーシアについては2000年代半ばをピークに、年々割合を減らしています。また、2014年度にはパプアニューギニアから、2016年度にはシェールガスの生産が急増した米国本土からのLNG輸入が開始される等、供給源の多様化が進んでいます（第213-1-10、第213-1-11）。

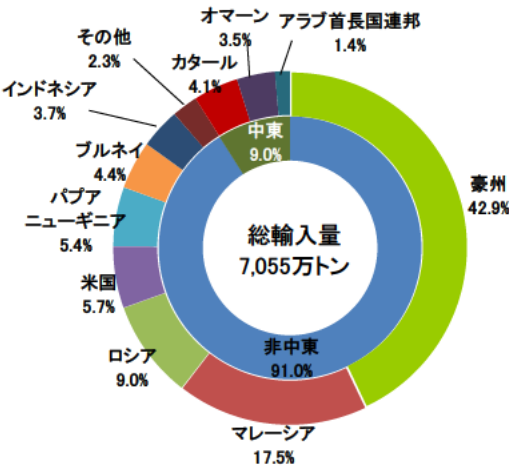
なお、2022年に世界で貿易されたLNGのうち、18.1%を日本が輸入しており、前年に中国へと譲っていた世界第1位のLNG輸入国に復帰しました（第222-1-22参照）。

【第213-1-9】天然ガスの国産・輸入別供給の推移



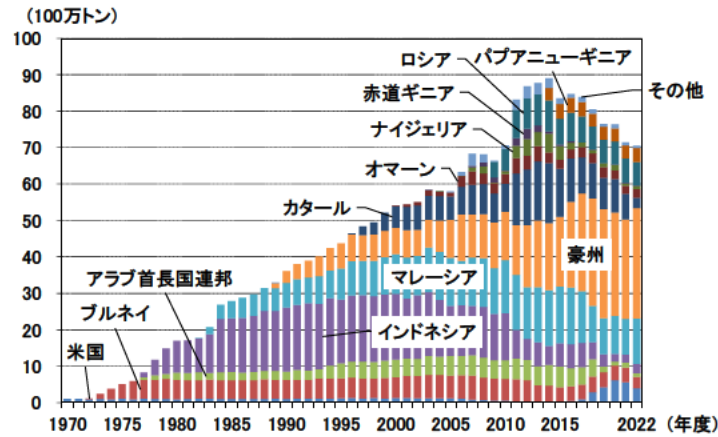
資料：資源エネルギー庁「電力調査統計」、「ガス事業生産動態統計」、経済産業省「エネルギー生産・需給統計」、「資源・エネルギー統計」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-10】LNGの輸入先（2022年度）



資料：財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-11】LNG輸入量の推移（国別）



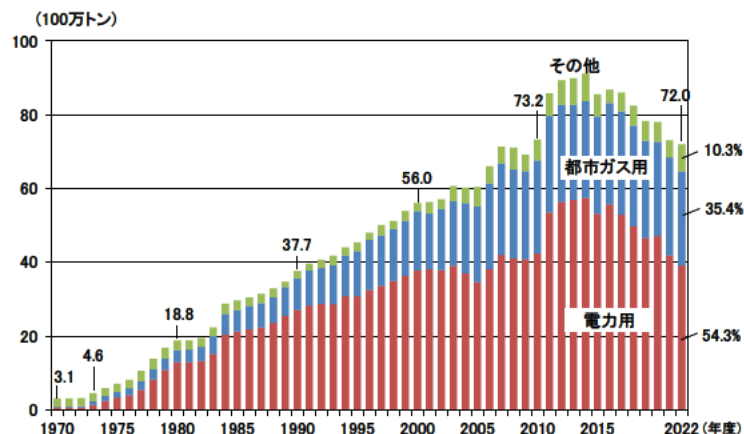
資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(イ) 消費の動向

2022年度の日本の天然ガスの消費動向を見ると、54.3%が電力用として、35.4%が都市ガス用として使われていることがわかります。天然ガスは、エネルギー源の多様化に向けた政策の一環として、その利用が拡大してきました。2011年の東日本大震災以降は、原子力発電所の稼働停止を受け、発電用を中心に消費が増加しました。2014年度に消費が過去最高となった後は、再エネの普及拡大や原子力発電所の再稼働等によって発電用需要が減少しており、天然ガスの消費も減少傾向にあります（第213-1-12）。

なお、都市ガスの販売量を用途別に見ると、かつては家庭用が最大のシェアを占めていましたが、近年は工業用が最大のシェアを占めていることがわかります（第214-2-2参照）。

【第213-1-12】天然ガス消費の推移（用途別）



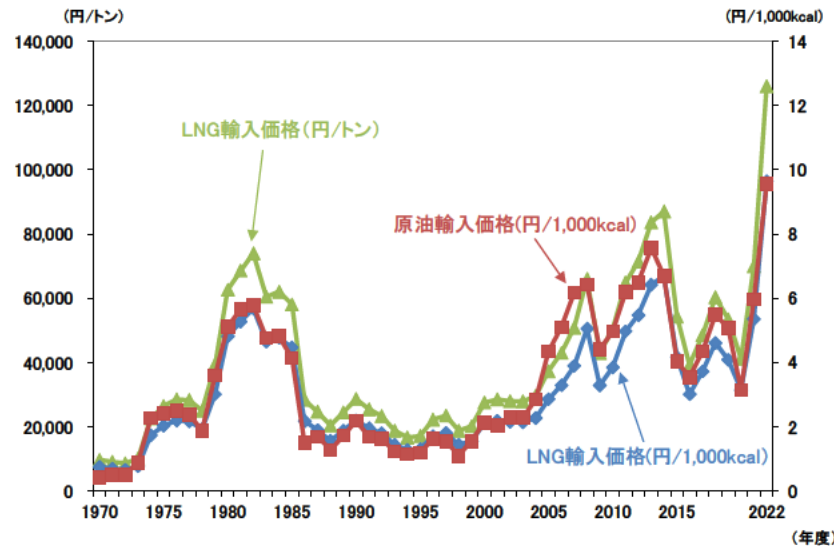
資料:資源エネルギー庁「電力調査統計」、「ガス事業生産動態統計」、経済産業省「エネルギー生産・需給統計」、「資源・エネルギー統計」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

(ウ) 価格の動向

日本のLNG輸入価格は、基本的に原油価格の動向に連動しています。日本は、LNGの大半を長期契約で調達しており、その長期契約における価格の多くが、日本向け原油の輸入平均CIF価格に連動しているためです。ただし、その連動率は概ね65%～90%であり、さらに、一部のLNG輸入価格については、原油価格の変動の影響を緩和するために、Sカーブと呼ばれる調整システムを織り込んだ価格フォーマーによって決定されています。その結果、原油価格が高騰する状況下でも、LNG輸入価格の変化は、原油価格の変化に比べると緩やかになっています。なお、2016年度には米国本土からのLNG輸入が開始されましたが、米国からのLNGは、米国内のガス市場価格（ヘンリーハブ価格）に連動するものが増えており、価格決定方式の多様化につながっています。さらに、2010年代以降に増加しているスポット調達では、原油価格や他のガス価格等の動向を参照しながらも、相対交渉により独自の価格設定がなされるようになっていきます。2022年度は、ロシアによるウクライナ侵略等の影響による原油価格及びスポットLNG価格の高騰に伴い、LNG輸入価格も大きく上昇しました（第213-1-13）。

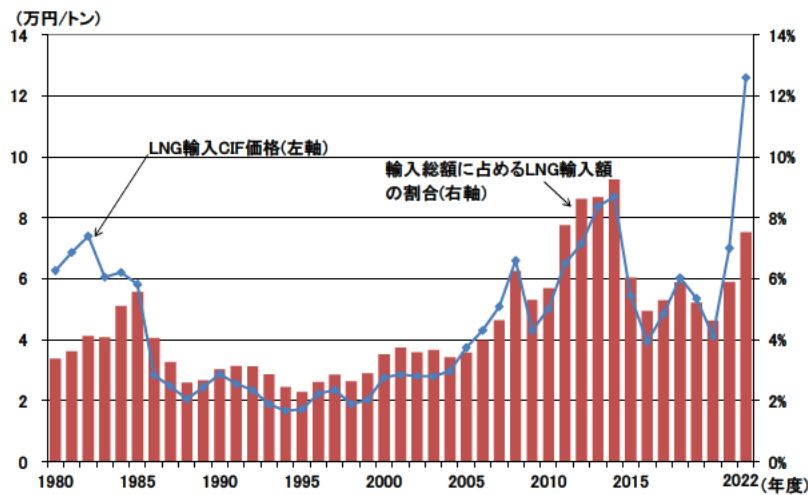
日本の総輸入金額に占めるLNG輸入金額の割合を見ると、1980年代後半からはLNG輸入価格の低下に伴い、4%を下回る水準で推移してきたことがわかります。しかし、2000年代半ばからは、原油価格の上昇に伴ってLNG輸入価格が上昇し、さらに2011年の東日本大震災以降は、原子力発電所の稼働停止に伴って、発電用途のLNG輸入量も増加したことにより、LNG輸入金額の割合は上昇傾向で推移し、2014年度には過去最高となる9.3%となりました。その後は、LNG輸入価格の低下等に伴い、LNG輸入金額の割合も低下していましたが、2022年度はLNG輸入価格の高騰に伴い、LNG輸入金額の割合も7.5%まで上昇しました（第213-1-14）。

【第213-1-13】LNG輸入CIF価格の推移



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-14】LNGの輸入価格とLNG輸入額が輸入全体に占める割合の推移



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

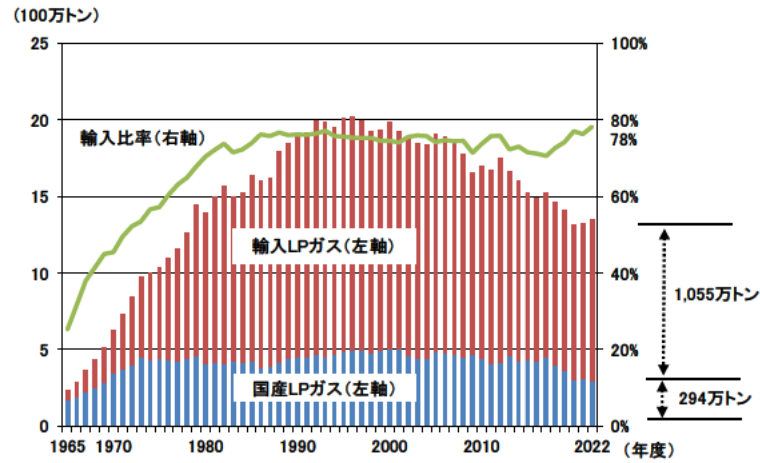
②LPガス

(ア) 供給の動向

LPガスは、油田や天然ガス田からの随伴ガス、あるいは、石油精製過程等からの分離ガスとして生産されています。日本のLPガスの供給は、1960年代まで国内での石油精製からの分離ガスが中心でしたが、その後、1980年代にかけて輸入の割合が高まり、以降は現在に至るまで70%~80%程度の水準となっています(第213-1-15)。

2022年度の日本のLPガス輸入を見ると、米国からの輸入が多くを占めていることがわかります。シェールオイル・シェールガス開発に伴って生産される米国のLPガスを、日本は2013年から輸入し始めましたが、2015年度には早くも米国からの輸入が最大となり、2022年度においても64.6%という高いシェアを占めています。シェール革命に加え、2016年6月にパナマ運河の拡張が完了し、大型LPG船の通航が可能になったことも、米国のシェア拡大の要因となっています。その結果、LPガス輸入の中東依存度は、2011年度の86.6%から2022年度には8.0%へと低下し、逆に米国への一極集中が進んでいます(第213-1-16)。

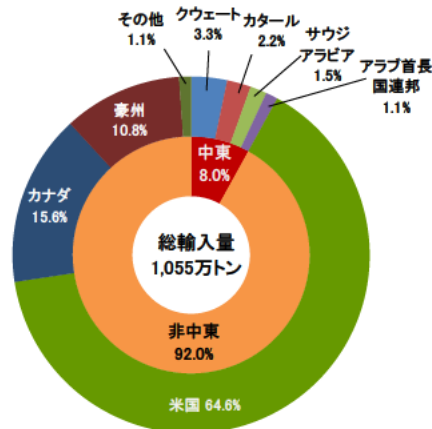
【第213-1-15】LPガスの国産・輸入別供給の推移



(注) 「国産LPガス」は、製油所の数値。

資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-16】LPガスの輸入先 (2022年度)

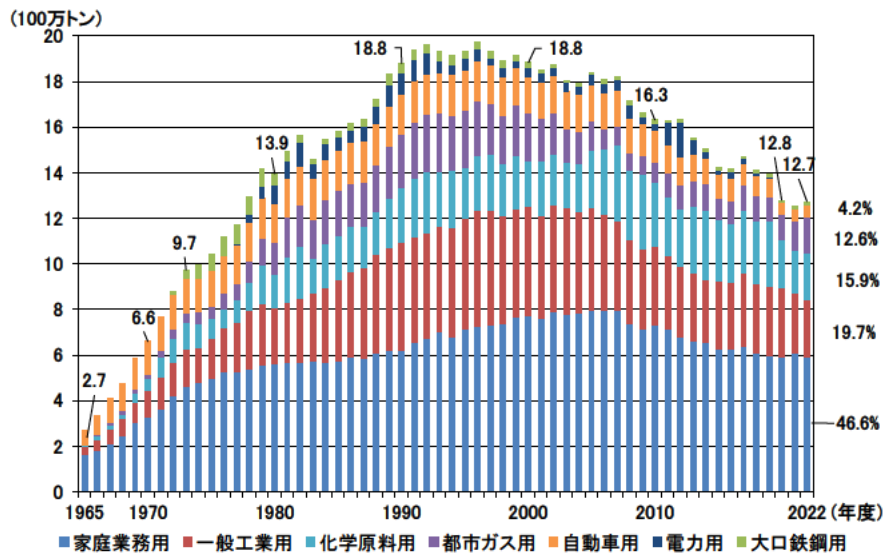


資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(イ) 消費の動向

LPガスの消費は、1996年度にピークを迎えた後、燃料転換等により減少傾向に転じました。2022年度のLPガスの消費を1996年度の消費と比較すると、35%減少しており、1978年度並みの水準になっています。また、2022年度のLPガスの消費を用途別に見ると、家庭業務用の消費が全体の半分近くを占めました。次いで一般工業用が19.7%、化学原料用が15.9%のシェアとなりました (第213-1-17)。

【第213-1-17】LPガス消費の推移 (用途別)



資料: 日本LPガス協会「需給推移年報」を基に作成

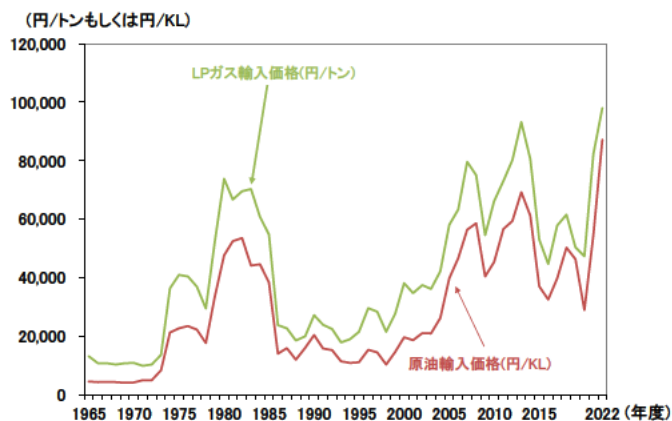
(ウ) 価格の動向

かつて日本のLPガス輸入価格は、サウジアラビアのサウジアラムコ社が決定する通告価格¹⁷に大きく左右される構造となっていました。近年では、価格指標の多様化を目的に、米国のプロパンガス取引価格¹⁸を価格指標とするLPガスの輸入も活発化しています。

日本のLPガス輸入価格は、2010年代前半の原油価格の高騰に伴って上昇し、2013年度には当時の最高額となる約9.3万円/トンとなりました。その後は原油価格の下落や、相対的に低価格である米国及びカナダ産LPガスの輸入シェアの拡大により、日本のLPガス輸入価格は低下し、2020年度には約4.7万円/トンとなりました。2022年度は、原油価格の高騰に伴い、過去最高となる約9.8万円/トンにまで上昇しました(第213-1-18)。

日本の総輸入金額に占めるLPガスの輸入金額の割合を見ると、二度のオイルショックを契機に、1980年代には2%を上回る水準にまで上昇したことがわかります。その後は、LPガス輸入価格の下落に伴って低下しました。近年では、LPガス輸入量の減少等もあり、1%を下回る水準が続いており、2022年度の割合は0.9%でした(第213-1-19)。

【第213-1-18】 LPガス輸入CIF価格の推移

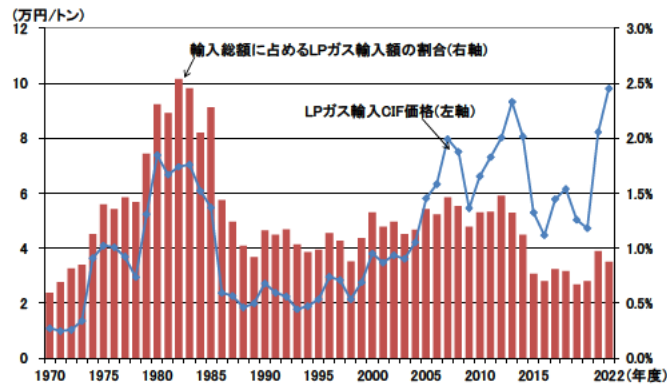


資料: 財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-19】 LPガスの輸入価格とLPガス輸入額が輸入全体に占める割合

¹⁷ サウジアラムコ社の通告価格は、コントラクトプライス(OP)と呼ばれており、サウジアラムコ社が、原油価格やマーケット情報を参考にしながら総合的に判断し、決定しています。日本を含めた極東地域へ輸出されるLPガスの多くは、このコントラクトプライスにリンクしています。

¹⁸ 米国・テキサス州のモント・ベルビューにあるプロパンガス基地における取引価格はMB(Mont Bellevue)と呼ばれており、世界の3大取引価格の1つとされています。



資料:財務省「日本貿易統計」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

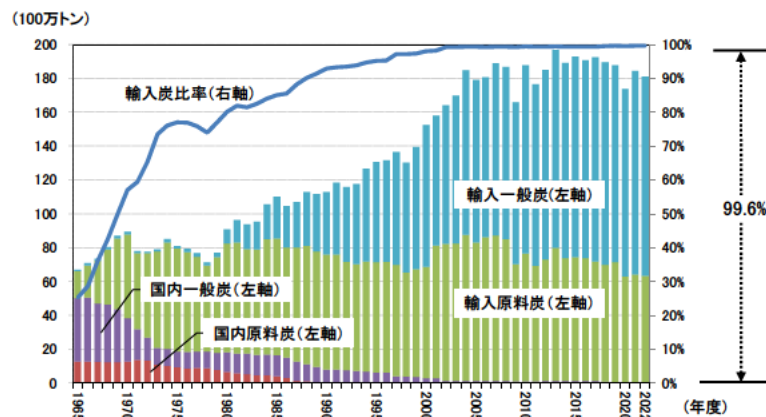
(3) 石炭

①供給の動向

2000年代以降、日本は石炭供給のほぼ全量を海外からの輸入に依存しています。国内での石炭生産は、1960年代に石油への転換で減少し、1980年代以降は割安な輸入炭の影響を受けてさらに減少しました。国内原料炭¹⁹は、1990年度に生産がなくなり、国内一般炭²⁰についても、2022年度の生産はわずか68万トンでした。一方、海外炭の輸入は、1970年度に国内炭の生産を上回り、1988年度には1億トンを超えました。その後も一般炭を中心に増加し、近年では1.8億トン前後の水準が続いています（第213-1-20）。

2022年度は、一般炭の輸入が約1.1億トン、原料炭の輸入が約0.6億トンとなり、無煙炭²¹をあわせた石炭輸入の合計は約1.8億トンとなりました。一般炭の輸入先は、豪州が72%と大きなシェアを占めており、次いで、インドネシア、ロシア、カナダ、米国となりました。原料炭の輸入先は、同じく豪州が55%と大きなシェアを占めており、次いでインドネシア、米国、カナダ、コロンビアとなりました（第213-1-21）。

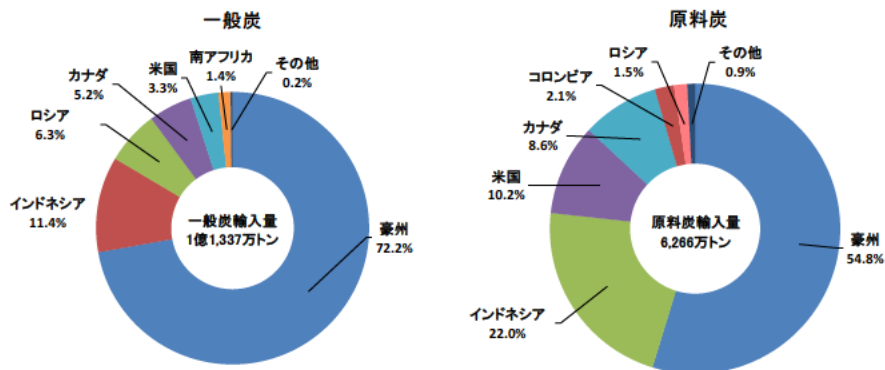
【第213-1-20】国内炭・輸入炭の供給の推移



(注) 「国内一般炭」には国内無煙炭を、「輸入一般炭」には輸入無煙炭をそれぞれ含む。

資料:2000年度以前のデータは経済産業省「エネルギー生産・需給統計」、2001年度以降のデータは財務省「日本貿易統計」、石炭フロンティア機構「コールデータバンク」を基に作成

【第213-1-21】石炭の輸入先（2022年度）



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

¹⁹ 原料炭は、主に高炉製鉄用コークス製造のための原料として用いられています。

²⁰ 一般炭は、主に発電用及び産業用のボイラ燃料として用いられています。

²¹ 無煙炭は、石炭の中で最も石炭化が進んだ石炭であり、燃焼時に殆ど煙を出さず、火力が強いという特徴があります。

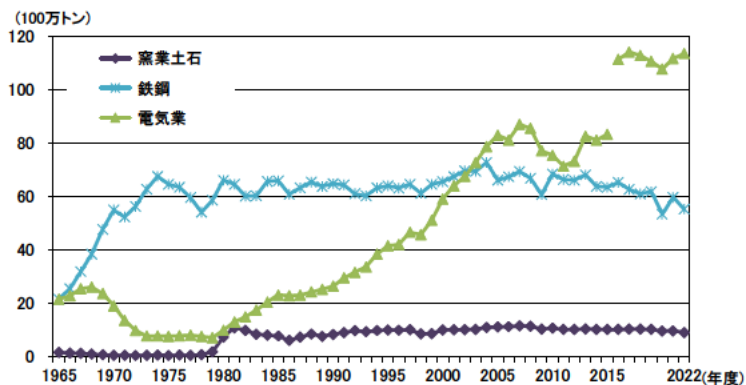
②消費の動向

2022年度における日本の石炭消費を用途別に見ると、電気業における消費が約1.1億トンと最も多く²²、次いで鉄鋼業における消費が約5,500万トンとなっています。

電気業における石炭消費は、1960年代後半には2,000万トンを上回っていましたが、石炭火力発電から他の電源への転換が進んだことから、1979年度には約700万トンにまで減少しました。しかし、オイルショック後の石油代替政策の一環として、石炭火力発電所の新設及び増設が進んだことに伴い、石炭消費は増加に転じ、2003年度からは電気業が最大の石炭消費部門となりました。2016年度から対象事業者が変更となっていることに注意が必要ですが、近年の石炭消費は1.1億トン前後で推移しています。

鉄鋼業における石炭消費は、1970年代前半にかけて大きく増加し、その後は長らく6,000万～7,000万トン前後の水準で推移しました。しかし、近年はやや減少傾向にあります（第213-1-22）。

【第213-1-22】石炭消費の推移（用途別）



（注） 2016年度以降の「電気業」は、電力小売全面自由化に伴う電気事業類型の見直しにより、対象事業者が変更されている。

資料：2000年度以前のデータは経済産業省「エネルギー生産・需給統計」、2001年度以降のデータは資源エネルギー庁「電力調査統計」、経済産業省「石油等消費動態統計」を基に作成

③価格の動向

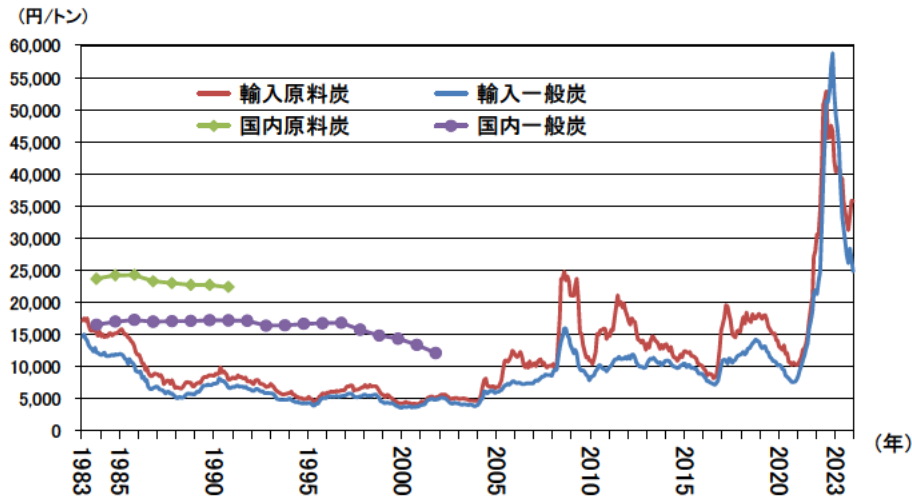
日本の石炭輸入CIF価格は、2000年代半ばから大きく変動しています。2000年代半ばからの原油価格の上昇に伴い、石炭の採炭・輸送コストが上昇し、これに世界的な石炭需要の増加も重なったことで、石炭輸入価格は上昇しました。しかし、世界的な金融危機の影響を受けて、2008年末頃から急落しました。その後、中国等における需要増加に伴い、2011年にかけて石炭輸入価格が再び上昇しましたが、その後は、欧米における脱石炭の進展や中国での需要低迷等に伴い、2016年まで低下傾向が続きました。2016年後半以降は、中国における需給のひっ迫等により、石炭輸入価格が上昇しました。

その後、2020年に発生した新型コロナ禍による経済活動の低迷等により、石炭輸入価格は一時下落しましたが、鉄鋼需要の回復や中国での需給ひっ迫等もあり、2021年末には原料炭が28,000円/トン、一般炭が22,000円/トン付近まで上昇しました。そうした中、2022年2月にロシアによるウクライナ侵略が発生し、同年4月にはEUと日本によるロシア炭の輸入禁止表明等もあったことで、石炭輸入価格は急騰することとなり、原料炭は同年7月に約53,000円/トン、一般炭は同年11月に約59,000円/トンとなりました。その後は、石炭輸入価格は下落基調となっています（第213-1-23）。

また、日本の総輸入金額に占める石炭の輸入金額の割合は、1970年度に7%を超えていましたが、1980年代後半からは長らく3%を下回る水準で推移してきました。2008年度は石炭輸入価格の上昇に伴って4%を上回りましたが、その後は3%前後の水準で推移しました。しかし、ロシアによるウクライナ侵略後の石炭価格の高騰等の影響により、2022年度の石炭輸入金額の割合は、6.9%にまで急上昇しました（第213-1-24）。

【第213-1-23】国内炭価格・輸入炭価格（CIF）の推移

²² 電力小売全面自由化に伴う電気事業類型の見直しにより、2016年度以降は電気業以外の消費との重複を一部含みます。

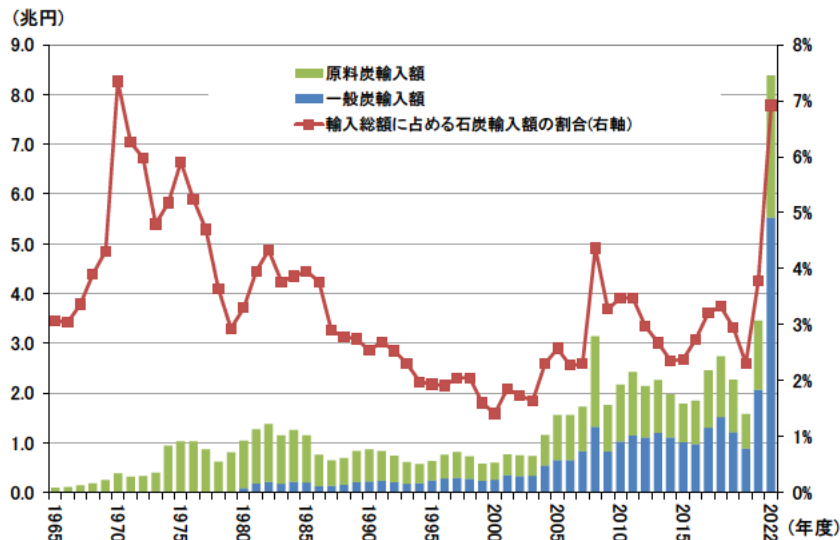


(注1) 輸入炭については月次平均価格、国内炭については年度平均価格。

(注2) 「国内原料炭」は1990年度で生産が終了している。「国内一般炭」は2002年度以降、価格が公表されていない。

資料:輸入炭のデータは財務省「日本貿易統計」、国内炭のデータは資源エネルギー庁「コール・ノート2003年版」を基に作成

【第213-1-24】石炭の輸入額と石炭輸入額が輸入全体に占める割合の推移



資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

2. 非化石エネルギーの動向

(1) 原子力

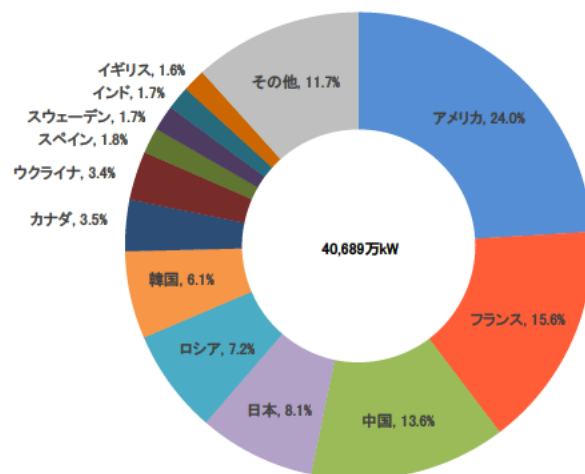
①原子力発電の現状

原子力は、エネルギー資源に乏しい日本にとって、技術で獲得できる事実上の国産エネルギーとして、1954年5月の内閣諮問機関「原子力利用準備調査会」の発足以降、電気事業者による原子力発電所の建設が相次いで行われました。2011年2月末時点では、日本国内で計54基の商業用原子力発電所が運転されていました。

しかし、同年3月に発生した東日本大震災による東京電力福島第一原子力発電所事故後の同発電所1～6号機の廃止に伴い、原子力発電所数は48基となりました。2015年4月には、民間事業者が適切かつ円滑な廃炉判断を行うことができるよう、政府が財務・会計上の措置を講じたことを踏まえ、運転開始後40年以上が経過した高経年炉7基のうち、日本原子力発電敦賀発電所1号機、関西電力美浜発電所1、2号機、中国電力島根原子力発電所1号機、九州電力玄海原子力発電所1号機について、さらに2016年5月には、四国電力伊方発電所1号機について、各事業者が廃炉の判断を行い、運転を終了しました。また、2018年3月には関西電力大飯発電所1、2号機が、同年5月には四国電力伊方発電所2号機が、同年12月には東北電力女川原子力発電所1号機が、2019年4月には九州電力玄海原子力発電所2号機が、同年9月には東京電力福島第二原子力発電所1～4号機が、それぞれ運転を終了しました。

世界的に見ると、2023年1月時点で、日本は米国、フランス、中国に次ぐ、世界で4番目の原子力発電設備容量を有しています(第213-2-1)。

【第213-2-1】世界の原子力発電設備容量(2023年1月現在)

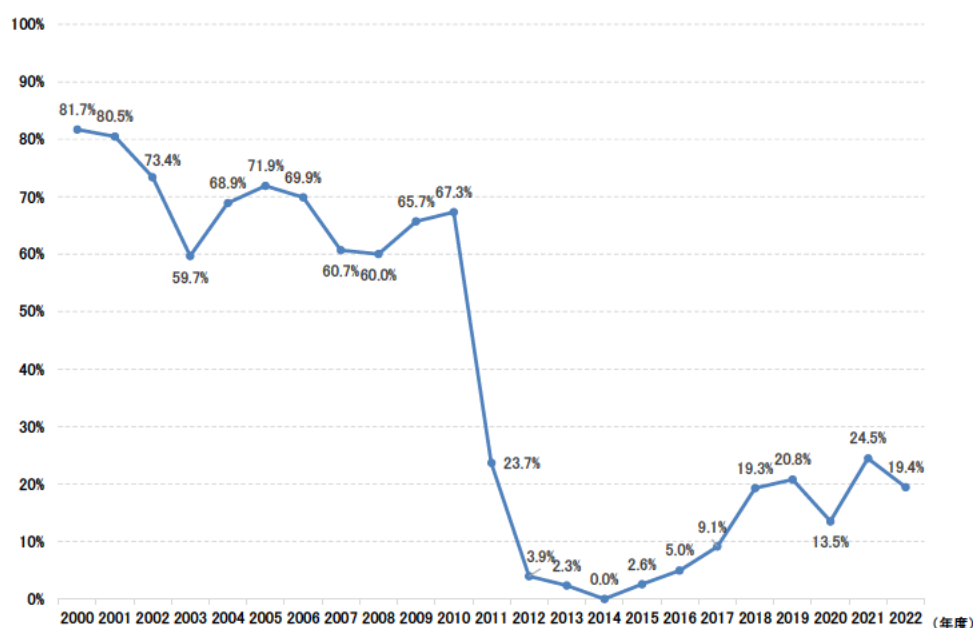


資料：日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2023年版」を基に作成

日本の発電電力量に占める原子力発電のシェアは、2010年度に25.1%を占めていましたが、2011年度に9.3%、2012年度に1.5%、2013年度に0.9%となり、2014年度には原子力発電所の稼働基数がゼロになったことから0%となりました。その後は再稼働の進展に伴って上昇傾向にあり、2022年度のシェアは5.6%でした（第214-1-6参照）。

また、原子力発電所の設備利用率²³については、2010年度に67.3%となっていました、2014年度には0%となりました。その後は再稼働の進展に伴って上昇しており、2022年度の設備利用率は19.4%でした（第213-2-2）。

【第213-2-2】日本の原子力発電設備利用率の推移



資料：資源エネルギー庁「電力調査統計」、「総合エネルギー統計補足調査」、原子力安全基盤機構「原子力施設運転管理年報」、原子力規制庁「実用発電用原子炉施設、研究開発段階発電用原子炉施設、加工施設、再処理施設、廃棄物埋設施設、廃棄物管理施設における放射性廃棄物の管理状況及び放射線業務従事者の線量管理状況について」を基に作成

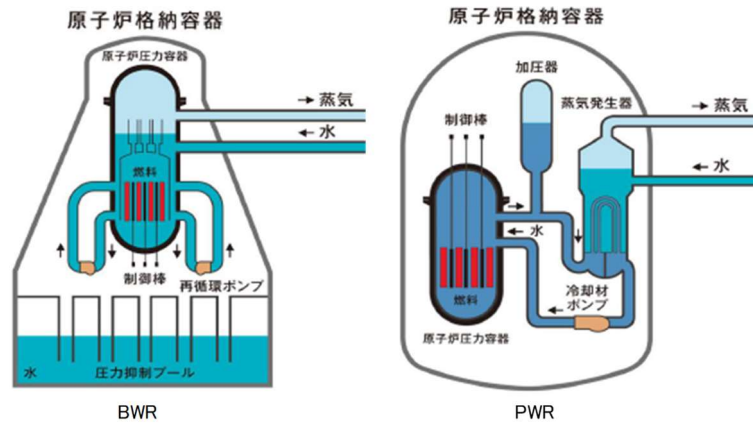
日本で主として採用されている原子炉は、「軽水炉」と呼ばれるものであり、軽水²⁴を減速材・冷却材²⁵に兼用し、燃料には低濃縮ウランを用います。軽水炉は、世界の原子力発電の中心となっており、沸騰水型（BWR）と加圧水型（PWR）の2種類に分類されます。BWRは原子炉の中で蒸気を発生させ、それにより直接タービンを回す方式であり、PWRは原子炉で発生した高温高压の水を蒸気発生器に送り、そこで蒸気を作ってタービンを回す方式です（第213-2-3）。

²³ 東京電力福島第一原子力発電所の事故後に運転を停止し、その後再稼働に至っておらず停止が続いている発電所も含め、運転を終了した炉を除く全ての発電所を対象に算出しています。

²⁴ 「軽水」とは、普通の水のことを指し、軽水炉の減速材、冷却材等に用いられます。これに対し、重水素（水素原子に中性子が加わったもの）に酸素が結合したものを「重水」といい、重水炉に用いられます。

²⁵ 核分裂によって新しく発生する中性子は非常に高速であり、これを高速中性子と呼びます。このままでも核分裂を引き起こすことは可能ですが、この速度を遅くすることで、次の核分裂を引き起こしやすくなります。速度の遅い中性子を熱中性子と呼び、高速中性子を減速させて熱中性子にするものを「減速材」と呼びます。軽水炉では、熱中性子で核分裂連鎖反応を維持するために、減速能力の高い軽水（水）を減速材として用います。また、核分裂によって発生した熱を炉心から外部に取り出すものを「冷却材」と呼びます。軽水炉では、水を冷却材として用いるので、冷却材が減速材を兼ねています。

【第213-2-3】BWRとPWR

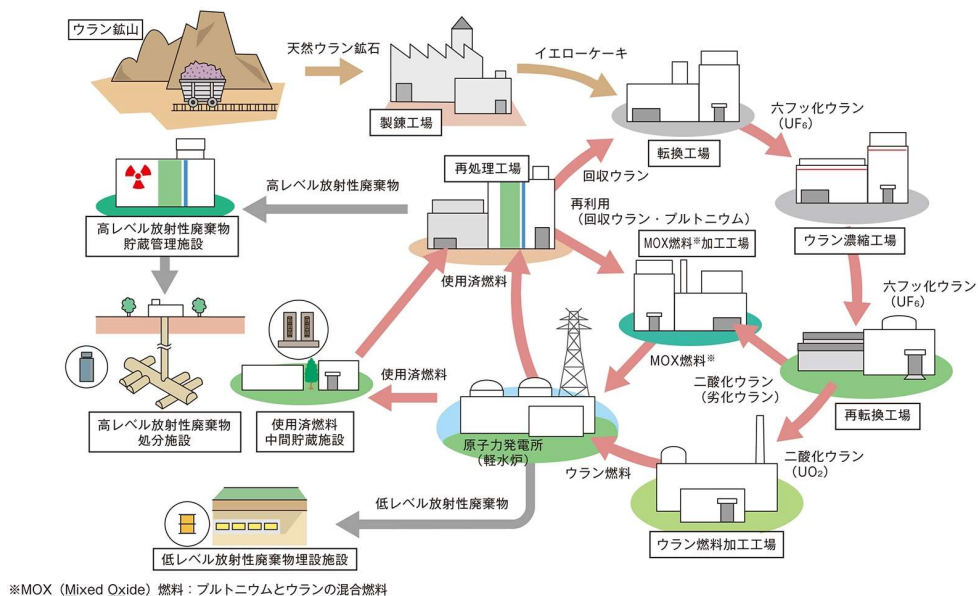


資料：日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」を基に作成

②核燃料サイクル

核燃料サイクルは、原子力発電所から出る使用済燃料を再処理し、未使用のウランや新たに生まれたプルトニウム等の有用資源を回収して、再び燃料として利用するものです。具体的には、再処理工場で回収されたプルトニウムを既存の原子力発電所（軽水炉）で利用する「プルサーマル」が挙げられます。回収されたプルトニウムをウランと混ぜて加工される混合酸化物燃料（MOX燃料）が、プルサーマルに使用されています。日本は、資源の有効利用や、高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減等の観点から、使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム等を有効利用する核燃料サイクルの推進を基本の方針としています（第213-2-4）。

【第213-2-4】核燃料サイクル



※MOX (Mixed Oxide) 燃料：プルトニウムとウランの混合燃料

資料：日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」

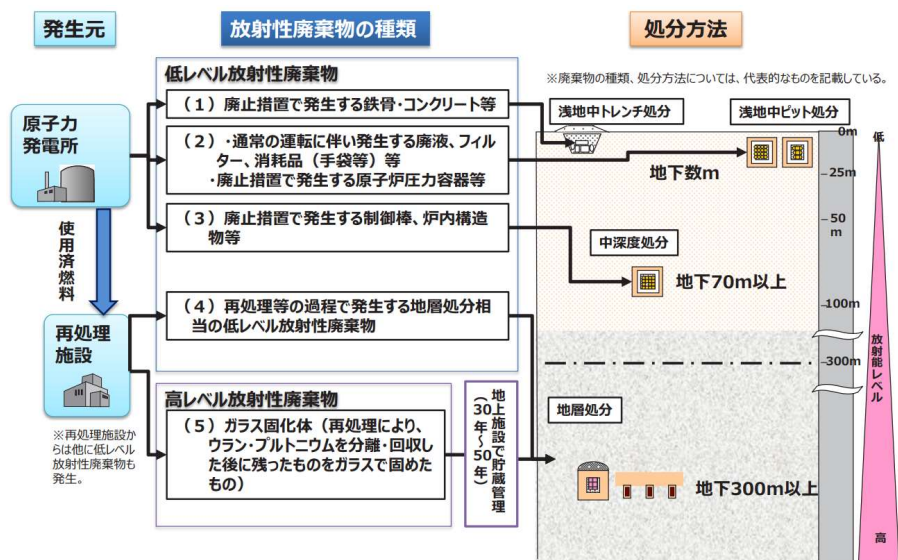
(ア) 使用済燃料問題の解決に向けた取組

日本では、原子力利用に伴い確実に発生する使用済燃料について、将来世代に負担を先送りしないよう、対策を総合的に推進しており、高レベル放射性廃棄物についても、国が前面に立って、最終処分に向けた取組を進めています。使用済燃料については、再処理工場への搬出を前提とし、その搬出までの間、各原子力発電所等において安全を確保しながら計画的に貯蔵するための対策を進めており、引き続き、発電所の敷地内外を問わず、中間貯蔵施設や乾式貯蔵施設等の建設・活用を進める等、使用済燃料の貯蔵能力の拡大に向けた取組を進めています。あわせて、将来の幅広い選択肢を確保するため、放射性廃棄物の減容化・有害度低減等に向けた技術開発も進めています。

(i) 放射性廃棄物の処分

原子力発電所で発生した低レベル放射性廃棄物の処分については、発生者責任に基づき、原子力事業者等が処分に向けた取組を進めることとしています。放射能レベルに応じて、処分する深さや放射性物質の漏出を抑制するためのバリアの違いにより、人工構造物を設けない浅地中埋設処分（浅地中トレンチ処分）、コンクリートピットを設けた浅地中への処分（浅地中ピット処分）、一般的な地下利用に対して十分な余裕を持った深度（地下70m以上）への処分（中深度処分）、地下300m以上深い地層中への処分（地層処分）のいずれかの方法により処分することとしています（第213-2-5）。

【第213-2-5】放射性廃棄物の種類と概要



資料：経済産業省作成

各原子力施設の運転及び解体に伴い発生する低レベル放射性廃棄物の2022年3月末時点の保管量は、全国の原子力施設（原子炉施設、加工施設、再処理施設、廃棄物埋設・管理施設、核燃料物質使用施設）において、容量200Lのドラム缶換算で約118万本分となりました。また、使用済燃料プール、サイトバンカ、タンク等には、使用済制御棒、チャンネルボックス、使用済樹脂、シュラウド取替により発生した放射性廃棄物の一部等が保管されています。日本原燃は、1992年12月に、青森県六ヶ所村において、低レベル放射性廃棄物埋設施設の操業を開始し、2023年2月末時点で、約34万本のドラム缶を埋設処分しています。加えて、日本原子力研究所（現在の日本原子力研究開発機構。以下「JAEA」という。）の動力試験炉（JPDR）の解体に伴い発生したものについては、茨城県東海村のJAEA敷地内の廃棄物埋設実地試験施設において、約1,670トンの浅地中トレンチ処分が行われています。

一方、発電によって発生した使用済燃料は、高レベル放射性廃棄物としてガラス固化され、冷却のために30年～50年程度貯蔵した後、地下300m以上深い地層に処分されます。国内ではJAEAの核燃料サイクル工学研究所の再処理施設において、国外ではフランス・英国の再処理施設において、使用済燃料の再処理が行われてきました。再処理に伴って発生する高レベル放射性廃棄物は、2023年3月末時点で、国内で処理されたものと海外から返還されたものをあわせて、計2,530本がガラス固化体として国内（青森県六ヶ所村、茨城県東海村）で貯蔵されています。なお、同月末までに原子力発電の運転により生じた使用済燃料を、全て再処理しガラス固化体にした本数に換算すると、約2.7万本相当となります。

この高レベル放射性廃棄物及び一部のTRU廃棄物²⁶については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律（平成12年法律第117号）」に基づき、地層処分を行うべく、原子力発電環境整備機構（NUMO）が、2002年から文献調査の受入自治体の公募を開始しました。2015年5月には、この法律に基づく基本方針を改定（閣議決定）し、科学的に適性が高いと考えられる地域を国から提示する等、国が前面に立って取組を進め、2017年7月の最終処分関係閣僚会議を経て、火山や断層等といった、処分地の選定で考慮すべき科学的特性を全国地図の形で示した「科学的特性マップ」を公表しました。マップ公表後は、地層処分という処分方法の仕組みや日本の地下環境等に関する国民の皆さまの理解を深めていただくため、マップを活用した説明会を全国各地で実施する等、全国的な対話活動に取り組んでいます。また、2019年にとりまとめた「複数地域での文献調査に向けた当面の取組方針」に沿って対話活動を進めていく中で、地層処分事業についてより深く知りたいと考える経済団体、大学・教育関係者、NPO等のグループが、全国で約160団体（2023年1月末時点）に増えており、勉強会や情報発信等の多様な取組が活発に行われてきています。

その中で、2020年10月に立地選定の第1段階である文献調査に応募した北海道寿都町と、国からの文献調査の申入れを受託した北海道神恵内村の2町村においては、同年11月より文献調査を開始し、2021年4月には両町村で「対話の場」を立ち上げました。引き続き、この事業に関心を持つ全国のできるだけ多くの地域で、文献調査を通じて、対話の場等も活用しながら、調査の進捗状況の説明や地域の将来ビジョンについての議論等を、積極的・継続的に積み重ねていきます。

（ii）使用済燃料の中間貯蔵

使用済燃料の中間貯蔵とは、使用済燃料が再処理されるまでの間、一時的に貯蔵・管理することをいいます。日本では、青森県むつ市において、使用済燃料を貯蔵・管理する法人であるリサイクル燃料貯蔵が、中間貯蔵施設1棟目に関して、2010年8月に貯蔵建屋の建設工事に着手し、2013年8月に完成させました。2014年1月に、リサイクル燃料貯蔵は、新規規制基準（2013年12月施行）への適合性審査を原子力規制委員会に申請し、2020年11月に許可されました。安全審査の進捗を踏まえて、追加工事の工程見直しが行われ、2024年1月時点では、2024年度上期の事業開始を念頭に、準備が進められています。

（iii）放射性廃棄物の減容化・有害度低減に向けた取組

原子力利用に伴い発生する放射性廃棄物の問題は、世界共通の課題であり、将来世代に負担を先送りしないよう、その対策を着実に進めていくことが不可欠です。高速炉は、マイナーアクチノイド等の長寿命核種を燃焼させることができる等、

²⁶ 使用済燃料の再処理工場やMOX燃料加工工場の操業・解体に伴う低レベル放射性廃棄物のうち、ウランより原子番号が大きい放射性核種（TRU核種：Trans-uranium）を含み、発熱量が小さく長寿命の放射性廃棄物のこと。

放射性廃棄物の減容化・有害度の低減を可能とする有用な技術であり、フランスや米国、ロシア、中国等でも開発が進められています。

こうした中、日本はフランス及び米国と、二国間の国際協力を実施しています。フランスとは、2014年5月に安倍総理が訪仏した際に、日本側の経済産業省と文部科学省、フランス側の原子力・代替エネルギー庁（CEA）が、フランスのナトリウム冷却高速炉の実証炉開発計画である第4世代ナトリウム冷却高速炉実証炉（ASTRID）計画及びナトリウム冷却炉の開発に関する一般取決めに署名し、日仏間の研究開発協力を開始しました。その後、2019年6月には、2020年から2024年までの研究開発協力の枠組みについて定めた新たな取決めに締結し、2020年1月からは、この取決めの下で、シミュレーションや実験に基づく協力を実施しています。米国とは、2019年6月に、米国が建設を検討するVTR（多目的試験炉）計画への研究協力に関する覚書に署名し、安全に関する研究開発等を開始しました。

また、多国間協力としては、高い安全性の実現を狙いとして、国際的な枠組みである第4世代原子力システムに関する国際フォーラム（GIF）において、ナトリウム冷却高速炉に関する安全設計の基準の構築を進めると同時に、その基準を国際的な標準とするべく、専門家間での議論を実施しています。

（イ）核燃料サイクルの工程（プルサーマルの場合）

原子力発電の燃料となるウランは、ウラン鉱石の形で鉱山から採掘されます。ウランは、様々な工程（製錬→転換→濃縮→再転換→成型加工）を経て燃料集合体に加工された後、原子炉に装荷され、発電を行います。発電後には、使用済燃料を再処理することにより、有用資源であるプルトニウム等を回収します。

（i）製錬

鉱山からウラン鉱石を採掘し、ウラン鉱石を化学処理してウラン（イエローケーキ、 U_3O_8 ）を取り出す工程です。日本では、ウラン鉱石をカナダ、豪州、カザフスタン等から調達してきました。現在、この工程は日本国内で行われていません。

（ii）転換

イエローケーキを、次の濃縮工程のためにガス状（ UF_6 ）にする工程です。日本では、この工程を海外にある転換会社に委託してきました。

（iii）濃縮

ウラン濃縮とは、核分裂性物質であるウラン235の濃縮度を、天然の状態の約0.7%から、軽水炉による原子力発電に適した3%～5%に高めることを意味します。

日本では、日本原燃が、青森県六ヶ所村のウラン濃縮施設において、遠心分離法という濃縮技術を採用しました。日本原燃は、1992年3月から年間150トンSWU²⁷の規模で操業を開始し、1998年末には年間1,050トンSWU規模に到達しました。その後、遠心分離機を順次新型機へと更新するため、2010年3月から、導入初期分である年間75トンSWUの更新工事を行いました。2014年1月、日本原燃は、ウラン濃縮工場の新規制基準（2013年12月施行）への適合性審査を原子力規制委員会に申請しました。2017年5月に審査が完了し、事業変更許可を得ました。その後、同年9月に、安全性向上工事等のために自主的に生産活動を停止しましたが、2023年8月に生産活動を再開しました。なお、現在許可されている施設規模は年間450トンSWUとなっていますが、今後は段階的に新型遠心分離機への更新工事等を行い、最終的には年間1,500トンSWU規模を達成する計画です。

（iv）再転換

次の成型加工工程のために、 UF_6 をパウダー状の UO_2 にする工程です。日本では、三菱原子燃料（茨城県東海村）のみが再転換事業を行っており、それ以外については、海外の再転換工場に委託してきました。

（v）成型加工

パウダー状の UO_2 を焼き固めたペレットにした後、燃料集合体に加工する工程です。日本では、この工程の大半を国内の成型加工工場で行ってきました。

（vi）再処理

使用済燃料の再処理とは、原子力発電所で発生した使用済燃料から、まだ燃料として使うことのできるウランと新たに生成されたプルトニウムを取り出すことをいいます。

青森県六ヶ所村に建設中の日本原燃再処理事業所再処理施設（年間最大処理能力：800トン）では、2006年3月から実際の使用済燃料を用いた最終試験であるアクティブ試験を実施してきました。使用済燃料からプルトニウム・ウランを抽出する工程等の試験が完了した後も、高レベル放射性廃液をガラス固化する工程の確立に時間を要していましたが、安定運転に向けた最終段階の試験を実施し、最大処理能力での性能確認等を行い、2013年5月に使用前事業者検査を除く全ての試験を終了しました。2014年1月、日本原燃は、六ヶ所再処理工場の新規制基準（2013年12月施行）への適合性審査を原子力規制委員会に申請し、2020年7月に許可されました。2023年12月末時点では、2024年度上期のできるだけ早期の竣工に向けて、最終的な安全機能や機器設備の性能を確認しています。

（vii）MOX燃料加工

MOX燃料加工は、再処理工場で回収されたプルトニウムをウランと混ぜて、プルサーマルに使用される「MOX燃料」に加工することをいいます。

日本では、日本原燃が、2010年10月に青森県六ヶ所村において、MOX燃料工場の建設に着手しました。2014年1月、日本原

²⁷ SWU（Separative Work Unit=分離作業量）は、ウランを濃縮する際に必要となる仕事量を表す単位です。例えば、濃度約0.7%の天然ウランから約3%に濃縮されたウランを1kg生成するためには、約4.3kgSWUの分離作業量が必要です。

燃は、MOX燃料工場の新規規制基準（2013年12月施行）への適合性審査を原子力規制委員会に申請し、2020年12月に許可されました。2023年12月末時点では、2024年度上期の竣工を目指し建設工事を進めています。

（Ⅷ）プルトニウムの適切な管理と利用

日本は、プルトニウム利用の透明性向上のため、1994年から毎年「我が国のプルトニウム管理状況」を公表しています。また、1998年からは、プルトニウム管理に関する指針に基づき、国際原子力機関（以下「IAEA」という。）を通じて、日本のプルトニウム保有量を公表しています。その上で、「利用目的のないプルトニウムは持たない」との原則を引き続き堅持し、プルトニウム保有量の削減に取り組む方針としており、再処理によって回収されたプルトニウムを既存の原子力発電所（軽水炉）で利用するプルサーマルに取り組んでいます。

電気事業連合会は、2020年12月、基本的なプルサーマル導入の方針を示す「プルサーマル計画」を公表し、地元理解を前提に、稼働する全ての原子炉を対象に1基でも多くプルサーマル導入を検討するとともに、当面の目標として、2030年度までに少なくとも12基でのプルサーマルの実施を目指す旨を表明しました。2023年2月、電気事業連合会は、より具体的なプルトニウムの利用見通しを示す「プルトニウム利用計画」も公表しました。

これらを踏まえ、再処理事業の実施主体である使用済燃料再処理機構（NuRO）が中期計画を策定し、2021年3月に、経済産業省が原子力委員会の意見も聴取した上でこれを認可し、プルトニウムバランスの確保に向けた具体的な取組方針が示されました。その後、2023年2月に公表された日本原燃による六ヶ所再処理施設及びMOX燃料加工施設の暫定操業計画や、電気事業者によるプルトニウム利用計画を踏まえ、使用済燃料再処理機構は、同年3月、具体的な再処理量等を中期計画に記載し、経済産業大臣に対して変更の認可申請を行いました。原子力委員会の意見を踏まえ、同月中に経済産業大臣はこの変更を認可しました。

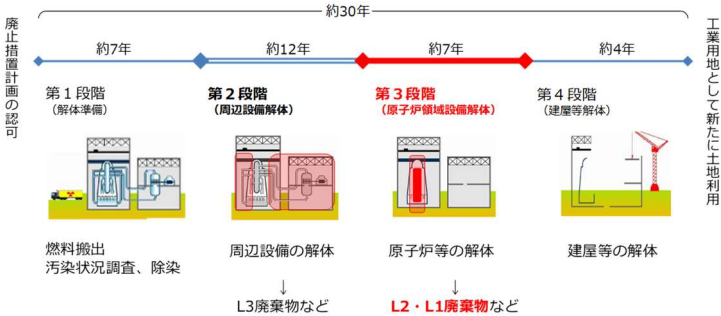
また、プルトニウム利用に関する日米の取組として、2014年3月、日米両国は、JAEAの高速炉臨界実験装置（以下「FCA」という。）から高濃縮ウランと分離プルトニウムを全量撤去し処分することで合意しました。両国の声明では、「この取組は、数百キロの核物質の撤廃を含んでおり、世界規模で高濃縮ウラン及び分離プルトニウムの保有量を最小化するという共通の目標を推し進めるものであり、これはそのような核物質を権限のない者や犯罪者、テロリストらが入手することを防ぐのに役立つ」と説明しました。また、同月にオランダ・ハーグで開催された第3回核セキュリティ・サミットにおいては、安倍総理が「利用目的のないプルトニウムは持たない」との原則を引き続き堅持する旨を表明するとともに、プルトニウムの回収と利用のバランスを十分に考慮すること、プルトニウムの適切な管理を引き続き徹底することを表明しました。また、日米首脳間の共同声明では、JAEAのFCAから高濃縮ウランとプルトニウムを全量撤去することを表明しました。2016年4月には、米国・ワシントンD.C.で開催された第4回核セキュリティ・サミットにおいて、安倍総理は、FCAからの燃料撤去を大幅に前倒しして完了させたこと、高濃縮ウラン燃料を利用している京都大学臨界集合体実験装置（KUCA）を低濃縮ウラン燃料利用の原子炉に転換し、全ての高濃縮ウラン燃料を米国に移送すること等を発表しました。これについては、2022年8月に完了しました。

③原子力施設の廃止措置

廃止が決定された原子力発電所の廃止措置は、事業者が作成し、原子力規制委員会の認可を受けた廃止措置計画に基づき実施されます。廃止措置の主な手順としては、原子炉の解体を中心として4つのステップがあります（第213-2-6）。

使用済燃料の搬出に加え、放射性物質を多く含むものについては、放射線を出す能力が徐々に減る性質を利用して、時間を置いてその量を減らしたり（安全貯蔵）、一部の放射性物質を先に取り除いたり（汚染の除去）して、規制に基づき解体を進め、丁寧に放射性物質を取り除いていきます。

【第213-2-6】原子力発電所廃止措置の流れ



資料：経済産業省作成

日本の原子力利用の開始から既に半世紀以上が経過し、一部の原子力施設では施設の廃止や解体が行われ、安全確保の実績も積み上げられてきました。一方、これらの経験を踏まえ、安全確保のための制度上の手続面の明確化や、原子力施設の廃止や解体に伴って発生する様々な種類の廃棄物等から、放射性物質として管理する必要のあるものと、汚染レベルが自然界における放射性物質の放射線レベルと比べても極めて低く、管理すべき放射性物質として扱う必要のないものを区分するための制度（クリアランス制度）の創設が必要とされていました。こうした状況を踏まえ、2005年5月に「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（昭和32年法律第166号）」を改正して、廃止措置及びクリアランス制度等の導入が行われました。

原子力発電所の廃止措置に伴い発生する廃棄物の総量は、110万kW級の軽水炉の場合、約50万トンとなり、これらの廃棄物を適正に処分していくことが重要です。運転中・解体中に発生する廃棄物の中には、安全上「放射性物質として扱う必要のないもの」も含まれています。これらは、放射能を測定して安全であることを確認し、国のチェックを受けた後、再利用できるものはリサイクルし、できないものは産業廃棄物として処分することとしています。各電力会社が2020年4月時点で公表

している「廃止措置実施方針」によると、国によるチェックの後、放射性廃棄物として適切に処理処分する必要がある低レベル放射性廃棄物の量は、51プラント合計で約48万トン（総廃棄物重量の約2%）と試算されています。このうち、炉内構造物等の「放射能レベルの比較的高いもの」が約0.8万トン（総廃棄物重量の約0.04%）、コンクリートピットを設けた浅地中への処分が可能な「放射能レベルの比較的低いもの」が約8万トン（総廃棄物重量の約0.3%）、堀削した土壌中への埋設処分（浅地中トレンチ処分）が可能な「放射能レベルの極めて低いもの」が約40万トン（総廃棄物重量の約1.8%）とされています。

日本では、1998年に日本原子力発電東海発電所が営業運転を停止し、廃止措置段階に入っており、試験研究炉では、日本原子力研究所（現在のJAEA）の動力試験炉（JPDR）の解体撤去が、1996年3月に計画どおり完了し、2002年10月に廃止届が届けられました。研究開発段階にある発電用原子炉では、2003年に運転を終了したJAEAの新型転換炉ふげん発電所の廃止措置計画の認可が、2008年2月に行われました。同発電所は、原子炉廃止措置研究開発センターに改組され、廃止措置のための技術開発が進められてきました。

また、2009年1月に、中部電力は浜岡原子力発電所1、2号機を廃止し、同年11月に廃止措置計画が認可されました。2011年3月に発生した東日本大震災による東京電力福島第一原子力発電所事故後は、同発電所1～6号機が廃止となる等、2023年3月時点で、各事業者の判断により24基の商業用原子力発電所の廃炉が決定されています。

（2）再生可能エネルギー

①全般

再エネは、化石エネルギー以外のエネルギー源のうち、永続的に利用できるものを用いたエネルギーであり、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等が挙げられます。

日本の再エネの導入拡大に向けた取組は、「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律（昭和55年法律第71号）」に基づく石油代替政策に端を発しています。1970年代の二度のオイルショックを契機に、日本は石油から石炭、天然ガス、原子力、再エネ等の石油代替エネルギーへのシフトを進めました。

石油代替エネルギーの技術開発として、1974年に、通商産業省工業技術院（現在の産業技術総合研究所（AIST））が、「サンシャイン計画」を開始しました。この計画は、将来的にエネルギー需要の相当部分を賄うエネルギーの供給を目標に、太陽、地熱、石炭、水素エネルギーの4つの技術について、重点的に研究開発を進めるものでした。また、1980年に設立された新エネルギー総合開発機構（現在の新エネルギー・産業技術総合開発機構。以下「NEDO」という。）においても、石炭液化技術、地熱開発のための探査・掘削技術、太陽光発電技術等の開発が推進されました。その後、1993年に「サンシャイン計画」は、「ムーンライト計画」と統合され、「ニューサンシャイン計画²⁸」として再スタートすることとなりました。

さらに、石油代替エネルギーのうち、経済性における制約から普及が十分でない新エネルギーの普及促進を目的として、1997年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法（平成9年法律第37号）」が制定されました。この法律は、国や地方公共団体、事業者、国民等の各主体の役割を明確化する基本方針の策定や、新エネルギー利用等を行う事業者に対する財政面の支援措置等を定めたものです。

これらの取組の結果、日本の一次エネルギー供給に占める石油の割合は、1973年度の75.5%から大きく低下し、近年では40%以下の水準となっています。しかし、天然ガス・石炭も含めた化石エネルギー全体としての割合は、依然として80%以上を占めています。

こうした中、世界のエネルギー需要の急増等を背景に、今後は従来どおりの質・量の化石エネルギーを安定的に確保していくことが困難になることが懸念されています。2009年7月には、このような事態への対応力を強化するとともに、気候変動対策を進めていく観点から、「石油依存からの脱却を図る」というこれまでの石油代替政策について、抜本的な見直しが行われました。この結果、研究開発や導入を促進する対象を「石油代替エネルギー」から、再エネや原子力等の「非化石エネルギー」とすることを骨子とした「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」の改正が行われ、法律の名称も「非化石エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」に改められました。あわせて「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（平成21年法律第72号）」（以下「高度化法」という。）も制定され、エネルギー供給事業者に対して、再エネ等の非化石エネルギーの利用を一層促進する枠組みが構築されました。

2003年からは、「電気事業者による新エネルギー電気等の利用に関する特別措置法（平成14年法律第62号）」に基づき、RPS制度²⁹を開始し、電気分野における再エネの導入拡大を進めました。2012年7月からは、RPS制度に代えて、固定価格買取制度（以下「FIT制度³⁰」という。）を導入しました。これにより、再エネに対する投資回収の見込みが安定したこともあり、FIT制度の開始から2021年度末までに運転を開始した再エネ発電設備は、制度開始前と比較して、約3.3倍に増加しました。その後も、2022年4月からは、事業者の投資予見可能性を確保しつつ、市場を意識した行動を促す目的で、FIT制度に加えて、FIP制度³¹が新たに導入される等、再エネの最大限の導入に向けた取組が進んでいます。

②太陽光発電

太陽光発電は、シリコン半導体等に光が当たると電気が発生する現象を利用し、太陽の光エネルギーを太陽電池（半導体素子）により電気に変換する発電方法です。日本では着実に導入量が伸びており、2022年度末の導入量は、7,394万kWに達しました。企業による技術開発や導入量の増加により、設備コストも年々低下しています（第213-2-7）。

太陽電池の国内出荷量は、住宅用太陽光発電設備に対する政府の補助制度が一時打ち切られた2005年度をピークに横ばいが続いていましたが、2009年1月に補助制度が再度導入されて設置費用が低減したことや、2009年11月に太陽光発電の余剰電

²⁸ 「ニューサンシャイン計画」は、従来独立して推進されていた新エネルギー、省エネ及び地球環境の3分野に関する技術開発を総合的に推進するものだったが、その後、2001年の中央省庁再編に伴い、「ニューサンシャイン計画」の研究開発テーマは、以降「研究開発プログラム方式」によって実施されることとなりました。

²⁹ RPS：Renewables Portfolio Standardの略で、電気事業者が毎年度、一定量以上の再エネの発電や調達を義務づける制度。

³⁰ FIT：Feed-in Tariffの略で、再エネで発電した電気を、電力会社が一定価格で一定期間買い取ることを国が約束する制度。

³¹ FIP：Feed-in Premiumの略で、発電事業者が卸電力取引市場等で売電した時、その売電価格に対して一定のプレミアムを交付する制度。

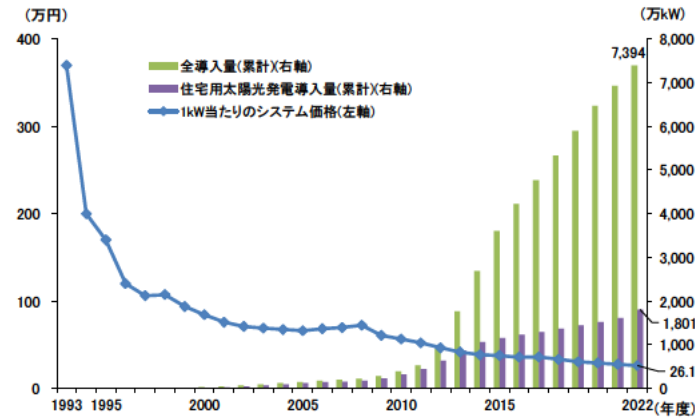
力買取制度が開始されたこと等を受けて、2009年度から増加しました。さらに、2012年に開始したFIT制度の効果により、非住宅分野での導入が急拡大し、2014年度の太陽電池の国内出荷量は過去最高を記録しました。その後は、太陽光発電の買取価格の低下等により、出荷量は減少傾向にあります（第213-2-8）。

世界的に見ると、日本の太陽光発電の累計導入量は、2003年まで世界第1位でしたが、ドイツの導入量が急増した結果、2004年にはドイツに次ぐ世界第2位となりました。その後、日本はドイツを再び上回ったものの、近年では中国や米国の導入量が急速に増加しており、2022年時点では、中国と米国に次ぐ世界第3位となっています（第213-2-9）。

日本は、太陽電池の生産量においても、2007年まで世界第1位でした。しかし、2013年をピークに減少傾向となり、中国等のアジアの企業が生産を拡大させた結果、2022年の世界の太陽電池（モジュール）生産量に占める日本の割合は、わずか0.1%まで落ち込み、その一方で中国の寡占化が進みました。太陽電池の国内出荷量に占める国内生産品の割合の推移を見ても、同様の傾向が見られます。2008年度までは、国内生産品の割合がほぼ100%を占めていましたが、国内出荷量が大幅に増加した2009年度から低下し、2022年度には10%になりました（第213-2-10、第213-2-11）。

なお、太陽光発電には、天候や日照条件等によって出力が変動するという課題が残されています（第213-2-12）。太陽光発電は、特に九州エリアにおいて、需要に比して大規模な導入が進んでおり、近年では、太陽光発電の出力ピーク時には、エリア内電力需要（1時間値）の8割以上を太陽光発電が占めることもあります（第213-2-13）。太陽光発電の導入が進む地域においては、午前の残余需要³²の減少及び夕方の残余需要の増加の程度が以前より急激になっており、系統運用上の課題となっています。2018年10月には、九州エリアにおいて、太陽光発電の出力変動に対して、火力発電や揚水発電等だけでは調整が困難になったことから、離島を除くと国内で初めてとなる太陽光発電の「出力抑制」を実施しました。近年、出力抑制は九州エリア以外でも行われており、2022年度には北海道・東北・中国・四国エリアで、2023年度には関西、中部エリアで、それぞれ初めて出力抑制が行われました。太陽光発電の導入拡大のためには、コスト低減に向けた技術開発等とともに、こうした出力変動への対応を進めることが重要となっています。なお、太陽光発電は、高温になると発電効率が低下するため、基本的には特に春頃の発電量が多くなりますが、その一方で、春頃は冷暖房等の需要が比較的少ない時期でもあるため、こうした時期に出力抑制が生じやすい傾向にあります³³（第213-2-14）。

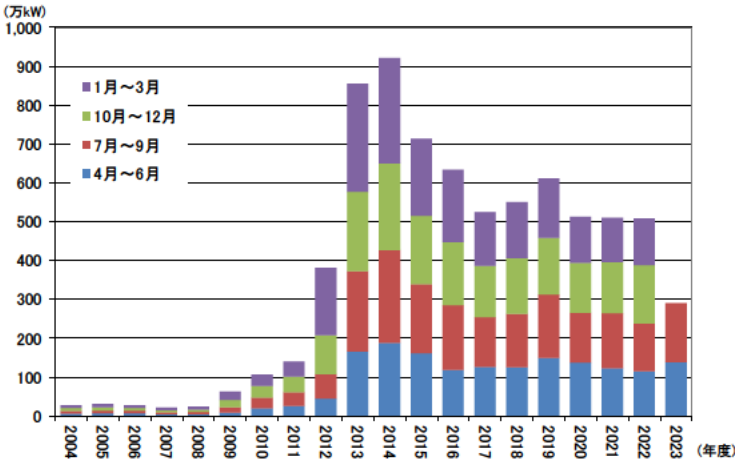
【第213-2-7】太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移



（注） 「1kW当たりのシステム価格」は住宅用（10kW未満）の平均値（設置年別の推移）。

資料：システム価格は資源エネルギー庁「調達価格等算定委員会」、導入量の2014年度以前のデータは太陽光発電普及拡大センター「交付決定件数・設置容量データ」、2015年度以降のデータは資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」を基に作成

【第213-2-8】太陽電池の国内出荷量の推移



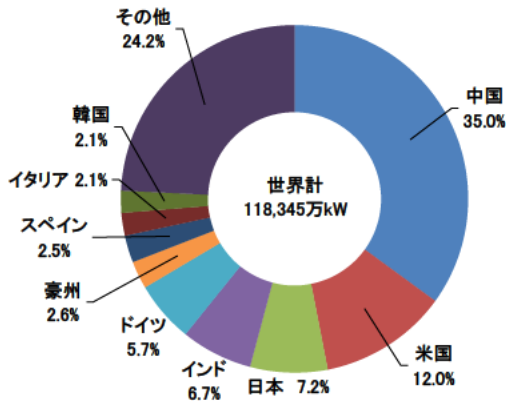
（注） 2023年度は4月から9月まで。

³² 需要電力（太陽光発電の自家消費分を除いたもの）から、太陽光発電（自家消費分を除く）及び風力発電の出力を除いた需要のこと。

³³ 特に、多くの工場が稼働を停止する等、平時よりも電力需要が減少するゴールデンウィークの期間中において、こうした傾向が顕著に見られます。

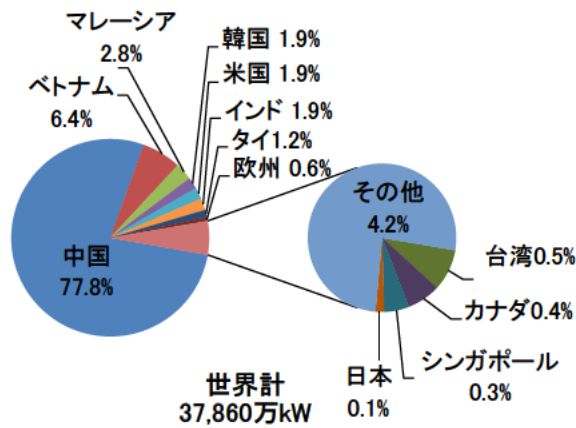
資料:太陽光発電協会「日本における太陽電池の出荷量」を基に作成

【第213-2-9】世界の太陽光発電の累計導入量（2022年）



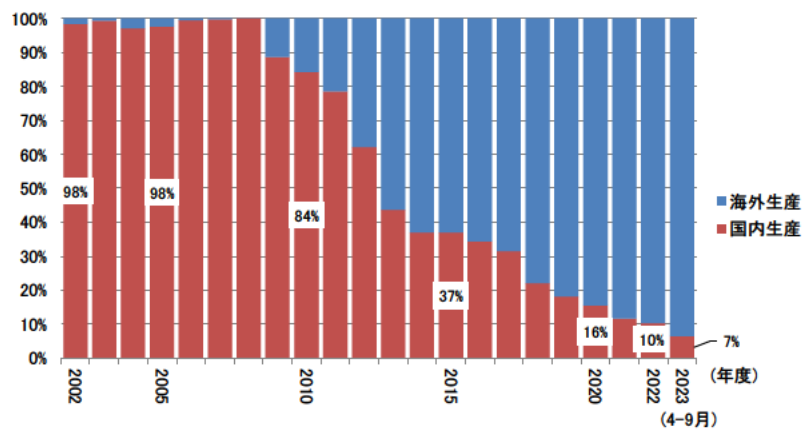
資料:IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) 「Trends in Photovoltaic Applications 2023」、 「2023 Snapshot of Global PV Markets」を基に作成

【第213-2-10】世界の太陽電池（モジュール）生産量（2022年）



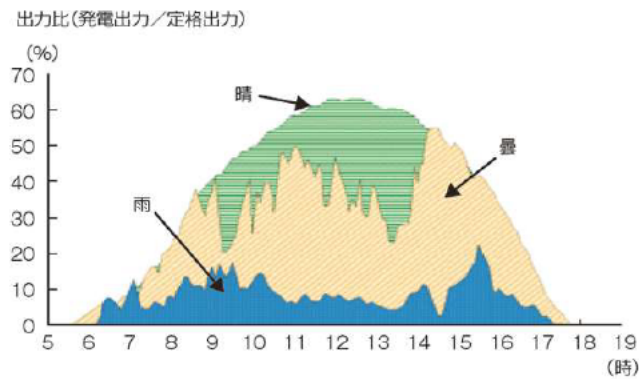
資料:IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) 「Trends in Photovoltaic Applications 2023」を基に作成

【第213-2-11】国内出荷された太陽電池の生産地構成の推移



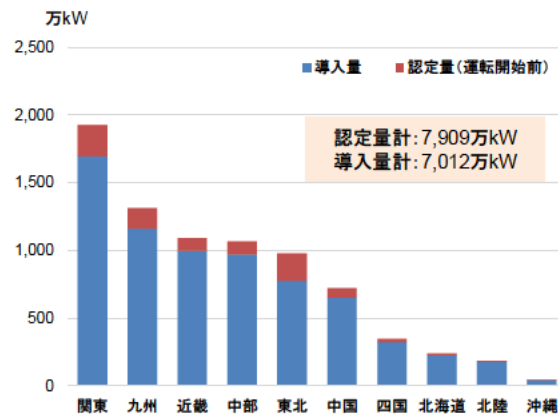
(注) 2023年度は4月から9月まで。
資料:太陽光発電協会「日本における太陽電池出荷量」を基に作成

【第213-2-12】太陽光発電の天候別発電電力量の推移



資料:資源エネルギー庁調べ

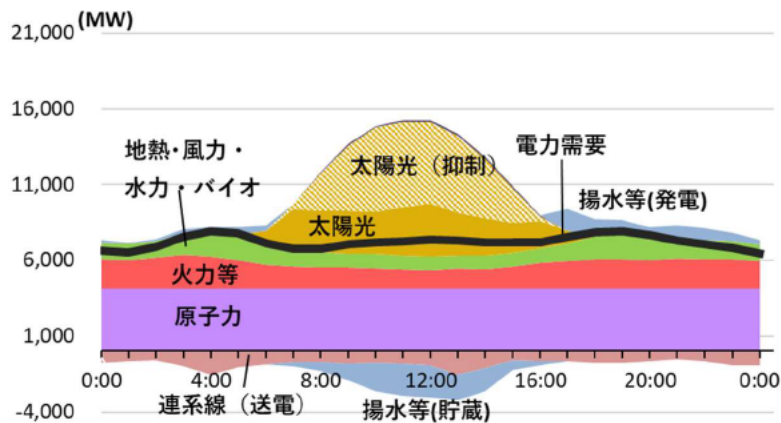
【第213-2-13】FIT制度による太陽光発電の認定量・導入量（2022年度末）



(注) 「認定量」は、「導入量」と既認定未稼働設備容量（「認定量(運転開始前)」）の合計。

資料:資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」を基に作成

【第213-2-14】九州エリアの電力需給実績と出力抑制の状況（2023年5月3日）



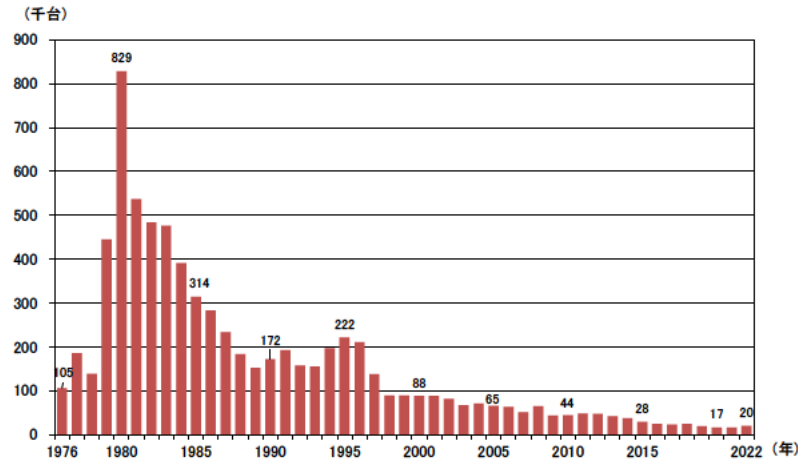
(注) 太陽光発電の自家消費分は、「太陽光」には含まれず、「電力需要」の減少分として表れている。

資料:九州電力送配電Webサイトを基に作成

③太陽熱利用

太陽エネルギーによる熱利用は、古くは太陽光を室内に取り入れることから始まっていますが、積極的に利用され始めたのは、太陽熱を集めて温水を作る温水器の登場からです。太陽熱利用機器はエネルギー変換効率が高く、新エネルギーの中でも設備費用が比較的安価であることから、費用対効果の面でも有効です。これまでの技術開発により、給湯だけでなく、暖房や冷房にまで用途を広げた高性能なソーラーシステムが開発されました。太陽熱利用機器の普及は、1970年代の二度のオイルショックを経て、1980年代前半にピークを迎えましたが、その後は競合製品の台頭等により減少傾向にあります（第213-2-15）。

【第213-2-15】太陽熱温水器（ソーラーシステムを含む）の新規設置台数の推移



資料:経済産業省「生産動態統計年報」、ソーラーシステム振興協会「システム及び構成機器販売・施工実績」を基に作成

④風力発電

風力発電は、風の力で風車を回し、その回転運動を発電機に伝えることで、電気を起こす発電方法です。

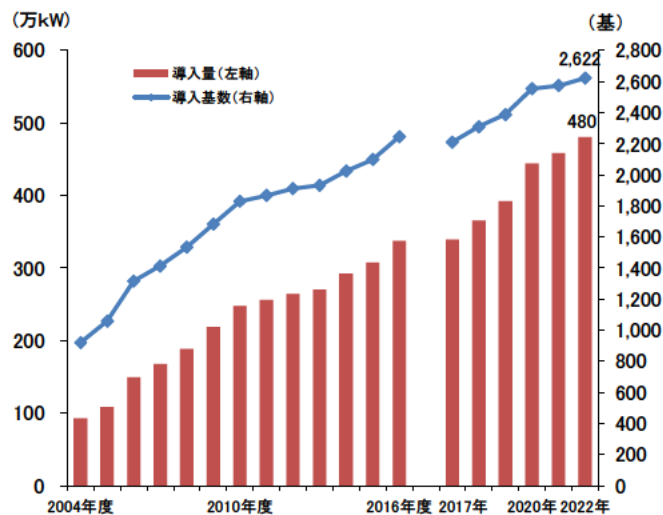
1997年度に開始された設備導入支援や、1998年度に行われた電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの整備に加え、RPS制度やFIT制度の導入等により、風力発電の導入が進められてきました。2022年末における風力発電の累計導入量は、480万kWでした（第213-2-16）。

なお、未稼働分を含めたFIT制度による認定量は、2022年度末時点で1,654万kWとなっています。今後、未稼働となっている案件が順次稼働することで、太陽光発電と同様に出力変動の問題がより大きくなるため、電力系統への影響緩和のため、出力変動に応じた調整力の確保や系統の強化等が課題となります（第213-2-17）。

世界的に見ると、2022年末時点の日本の風力発電の導入量は、世界全体の1%未満となっています。これには、日本が諸外国よりも平地が少なく地形も複雑であること、電力系統に余裕がない場合があること等、風力発電の設置が比較的進みにくいといった事情があります（第213-2-18）。

こうした課題に直面しつつも、風力発電の導入を推進するため、電力会社の系統受入容量の拡大や、広域的な運用による調整力の確保等に向けた対策が行われています。また、風力発電の開発期間の短縮のため、通常は3年～4年程度を要するとされる環境アセスメントの手続期間を短くしていくための取組等も行われています。

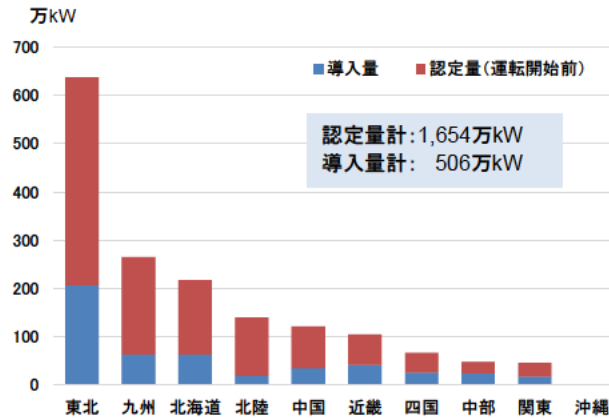
【第213-2-16】風力発電導入量の推移



（注） 2016以前のデータは各年度末時点の累計導入実績。2017以降のデータは各年末時点の累計導入実績。

資料:日本風力発電協会（JWPA）「2022年末日本の風力発電の累積導入量」を基に作成

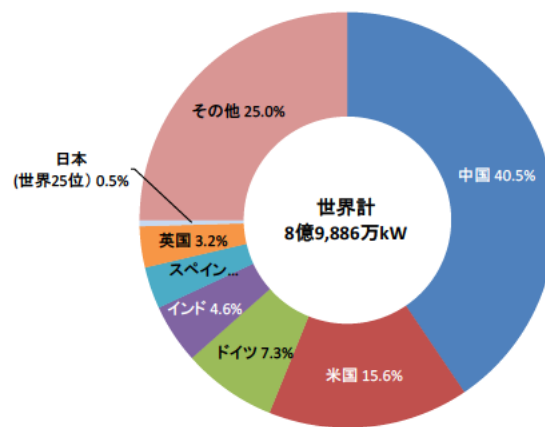
【第213-2-17】FIT制度による風力発電の認定量・導入量（2022年度末）



(注) 「認定量」は「導入量」と既認定未稼働設備容量(「認定量(運転開始前)」)の合計。

資料:資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」を基に作成

【第213-2-18】世界の風力発電導入量(2022年末)



資料: IRENA「Renewable Capacity Statistics 2023」を基に作成

⑤ バイオマスエネルギー

バイオマス(生物起源)エネルギーとは、化石エネルギーを除く、動植物に由来する有機物で、エネルギー源として利用可能なものを指します。特に植物由来のバイオマスは、その生育過程において大気中のCO₂を吸収しているため、これらを燃焼させたとしても追加的なCO₂が排出されないことから、カーボンニュートラルなエネルギーとされています。バイオマスエネルギーは、原料の性状や取扱形態等から、廃棄物系と未利用系に大別されます。利用方法については、直接燃焼以外にも、エタノール発酵等の生物化学的変換、炭化等の熱化学的変換による燃料化等があります。

日本で利用されているバイオマスエネルギーは、廃棄物の焼却によるものが主であり、製紙業等のパルプ化工程で排出される黒液や、製材工程から排出される木質廃材、農林・畜産業で排出される木くずや農作物残さ、家庭等から排出されるゴミ等を燃焼させることによって得られる電力・熱を利用するもの等があります。特に、黒液や廃材等を直接燃焼させる形態を中心に、導入が進展してきました。また、生物化学的変換のうち、メタン発酵については、家畜排せつ物や食品廃棄物等からメタンガスを生成する技術は確立されているものの、原料の収集・輸送やメタン発酵後の残さ処理等が普及に向けた課題となっています。下水汚泥については、下水処理場における収集が容易なことから、大規模な下水処理場を中心にメタン生成を行い、エネルギーとして利用を進めてきました(第213-2-19)。

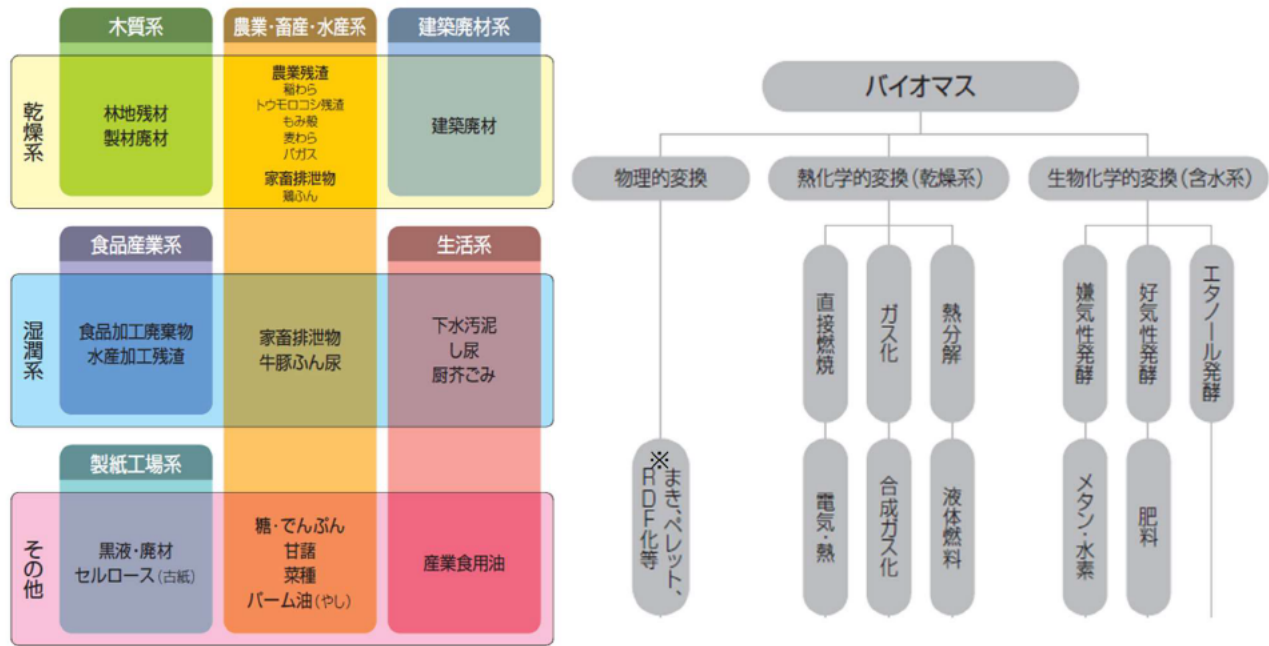
バイオマス発電については、2012年に開始したFIT制度により、導入が進んでいます。2015年度からは、新たに2,000kW未満の未利用木質バイオマス発電の買取区分が設けられ、小さい事業規模でも木質バイオマス発電に取り組めるようになりました。2022年度末における、FIT制度によるバイオマス発電の導入設備容量は、RPS制度からの移行導入量を含めて597万kWに達しました(第213-2-20)。

いずれの類型・原料種についても、原料バイオマスの長期的かつ安定的な確保が共通の課題となっています。また、持続可能な形で生産された燃料であることも重要な要素です。輸送用燃料であるバイオエタノールやバイオディーゼルは、その大部分が生物化学的変換で製造されています。バイオエタノールについては、これまで一般的にサトウキビ等の糖質やトウモロコシ等のでん粉質等で製造されてきましたが、日本では食料競合を避けるため、稲わらや木材等のセルロース系バイオマスを原料として商業的に生産できるよう、研究開発を推進しています。利用方式としては、ガソリンに直接混合する方式と、添加剤(ETBE²⁴)として利用する方式があります。バイオディーゼルについては、ナタネやパーム等の植物油をメチルエステル化し、そのまま又は軽油に混合した状態でディーゼル車の燃料として利用されています。欧米等では、大規模な原料

²⁴ ETBE: Ethyl Tertiary-Butyl Etherの略で、エタノールとイソブテンにより合成され、ガソリンの添加剤として利用されています。

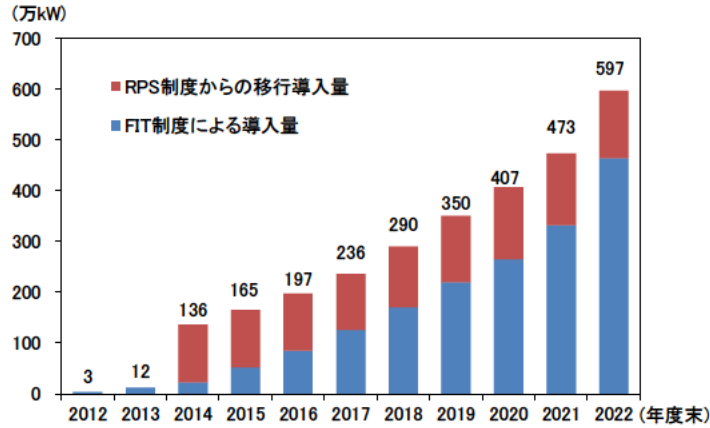
栽培から商業的に取り組まれています。日本では、廃食用油等の使用済植物油を回収・再利用する形での製造が主流です。近年では、新たなバイオ燃料の製造技術として、ATJ技術³⁵や、木材や廃棄物のガス化・液化技術³⁶、炭化水素等を生産する微細藻類を活用したジェット燃料等の製造技術等の開発が活発に行われており、軽油やジェット燃料代替の製造技術として実用化が期待されています。また、航空分野における脱炭素化の推進のため、持続可能な航空燃料（SAF）への注目度も高まっており、技術開発も活発に進められています。日本は、2030年までに国内航空会社の燃料使用量の10%をSAFに置き換えることを目標としています。

【第213-2-19】 バイオマスの分類及び主要なエネルギー利用形態



(注) RDF: Refuse Derived Fuelの略で、廃棄物(ごみ)から生成された固形燃料のこと。
資料:資源エネルギー庁「新エネルギー導入ガイド 企業のためのAtoZ バイオマス導入」

【第213-2-20】 FIT制度によるバイオマス発電導入設備容量の推移



(注) 「RPS制度からの移行導入量」は2014年度以降の数値のみ掲載している。
資料:資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」を基に作成

⑥水力

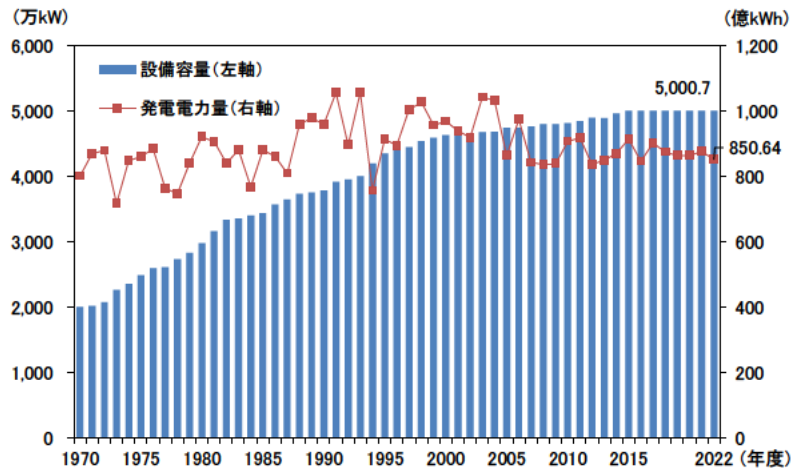
水力発電は、高いところにある河川等の水を低いところに落とすことで、水の持つ位置エネルギーを利用して水車を回し、発電を行うものです。水力発電は、流れ込み式（水路式）、調整池式、貯水池式、揚水式に分けられ、このうち揚水式以外を特に「一般水力」と呼んでいます。揚水式とは、電力需要が供給より小さい時間帯に、下部にある水を上部に汲み上げておき、電力が必要となった際に上部から下部に水を放流して発電する方式であり、蓄電池のような性質を有する発電方式です。2022年度末の日本の水力発電の設備容量（揚水を含む）は5,001万kWであり、年間発電電力量は851億kWhでした。世界的に見ると、世界の水力発電設備容量における日本のシェアは、2022年末時点で3.6%となっています（第213-2-21、第213-2-22）。

水力発電の新規開発に当たっては、開発地点の小規模化と奥地化が進んでいることから、発電コストが他の電源と比べて

³⁵ ATJ: Alcohol to Jetの略で、触媒によりバイオエタノールからジェット燃料等を製造する技術。
³⁶ 木材や廃棄物をH₂とCOのガスに変換し、触媒によりこのガスからジェット燃料等を製造する技術。

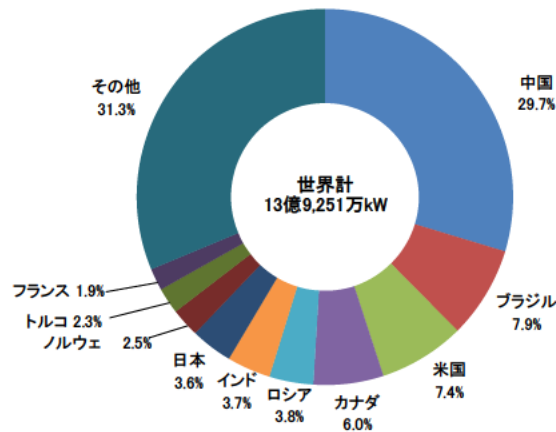
高くなる傾向にあり、新規開発の大きな阻害要因となっています。そうした中、今後は農業用水等を活用した小水力発電のポテンシャルを活かしていくことが重要です。小水力発電は、エネルギーの地産地消の推進にもつながります。2012年に開始したFIT制度の効果により、2023年3月時点で計111万kWの中小水力発電が新たに運転を開始しており、今後も開発が進むことが期待されています。

【第213-2-21】水力発電設備容量及び発電電力量の推移



資料:2015年度以前のデータは電気事業連合会「電気事業便覧」、2016年度以降のデータは資源エネルギー庁「電力調査統計」を基に作成

【第213-2-22】世界の水力発電導入量（2022年末）



資料: IRENA「Renewable Capacity Statistics 2023」を基に作成

⑦地熱

地熱発電は、地下深部に浸透した雨水等が地熱によって加熱され、高温の熱水として蓄えられている地熱貯留層から、坑井によって熱水・蒸気を地上に取り出し、タービンを回して電気を起こす発電方式です。CO₂の排出量がほぼゼロであり、長期間にわたって安定的な発電が可能なベースロード電源である地熱発電は、日本が世界第3位の資源量を有する電源として注目されています（第213-2-23）。

一方、地熱発電の導入には、地下の開発に係る高いリスクやコスト、地域の方々等からの理解、開発開始から発電所の稼働までに要する10年超のリードタイム等、様々な課題が存在しています。こうした課題を解決するために、様々な支援措置が講じられています。例えば、開発リスクが特に高い初期調査段階におけるコストを低減するため、エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）を通じて、資源量の把握に向けた地表調査や掘削調査等に対する支援を、国内19か所において行っています（2022年10月時点）。その他にも、JOGMECでは、地熱資源の8割が存在する国立・国定公園を中心に、新規開発地点を開拓するための先導的資源量調査等を実施しています。また、開発リードタイムを短縮するため、高性能の探査・掘削機材の技術開発や、通常は3年～4年程度を要するとされる環境アセスメントの手続期間の短縮に向けた取組等も進められています（第213-2-24）。

なお、2022年末時点において、世界の地熱発電設備容量に占める日本のシェアは3.0%で、世界第10位の規模となっています（第213-2-25）。

【第213-2-23】主要国における地熱資源量及び地熱発電設備容量

国名	地熱資源量 (万kW)	地熱発電設備容量 (万kW) 2022年末時点
米国	3,000	265
インドネシア	2,779	236
日本	2,347	44
ケニア	700	95
フィリピン	600	193
メキシコ	600	100
アイスランド	580	76
ニュージーランド	365	104
イタリア	327	77
パルー	300	-

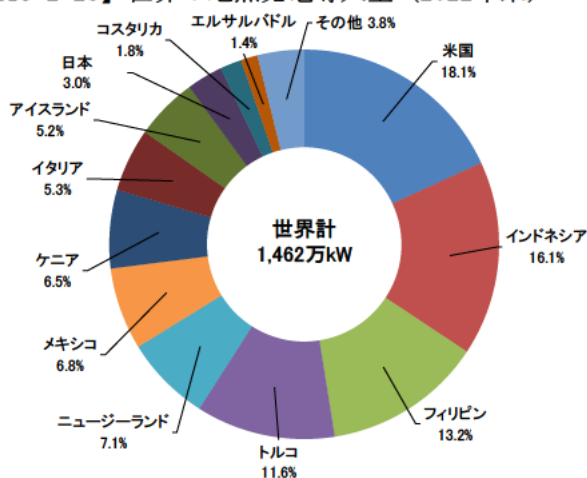
資料：地熱資源量は資源エネルギー庁「第18回総合資源エネルギー調査会資源・燃料分科会 資料2：地熱資源開発の現状と課題について」、地熱発電設備容量はIRENA「Renewable Capacity Statistics 2023」を基に作成

【第213-2-24】地熱発電開発のプロセス



資料：経済産業省作成

【第213-2-25】世界の地熱発電導入量 (2022年末)



資料：IRENA「Renewable Capacity Statistics 2023」を基に作成

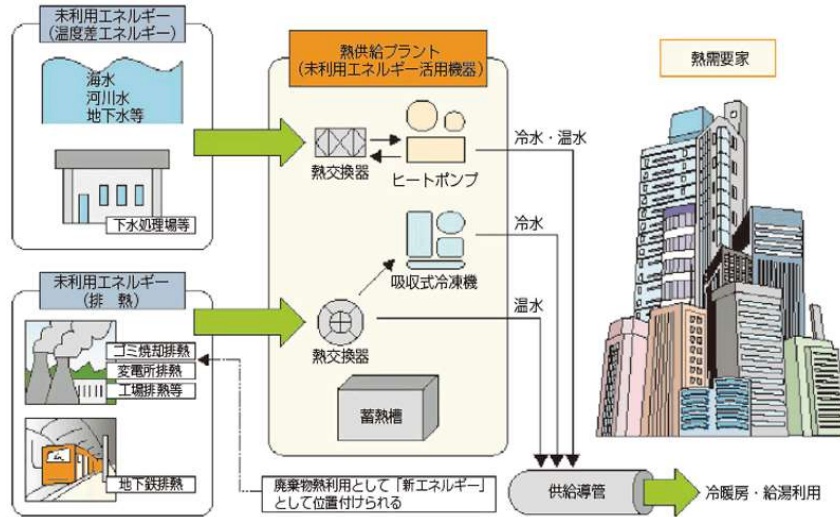
⑧未利用エネルギー

未利用エネルギーとは、夏は大気よりも冷たく、冬は大気よりも温かい河川水・下水等の温度差エネルギーや、工場等の排熱、雪氷熱等といった、今まで利用されていなかったエネルギーのことを意味します。

特に雪氷熱利用については、古くから北海道や東北地方等の降雪量の多い地域において、雪氷を夏季まで保存することで、農産物等の冷蔵等に利用してきました。近年では、地方自治体等が中心となった雪氷熱利用の取組が活発化しており、農作物保存用の低温貯蔵施設や病院、公共施設、集合住宅等での冷房用冷熱源等として利用されています。

また、清掃工場の排熱や下水・河川水・海水等の温度差エネルギーの利用については、利用可能量が非常に多く、また比較的消費地に近いところにあること等の理由から、今後より一層の活用が期待されています。エネルギー供給システムとして、環境政策やエネルギー政策、都市政策への貢献が期待されている地域熱供給をはじめとしたエネルギーの面的利用とあわせて、さらに導入効果が発揮できるエネルギーです (第213-2-26)。

【第213-2-26】未利用エネルギーの活用概念



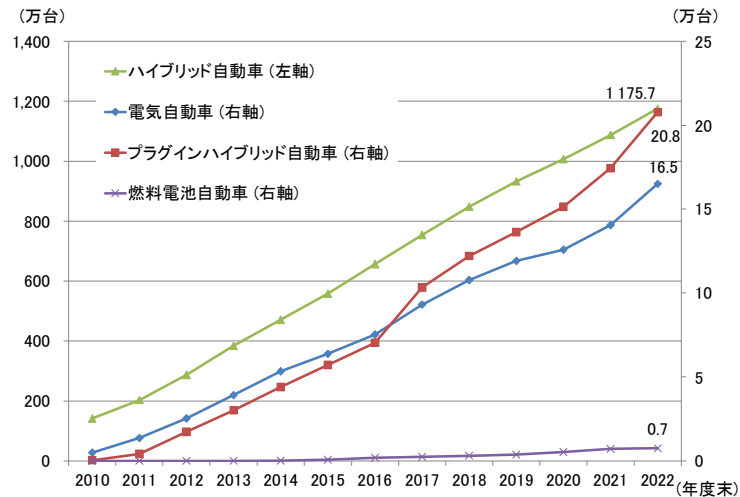
3. エネルギーの高度利用

(1) 次世代自動車

次世代自動車には、燃料電池自動車（FCV）、電気自動車（EV）、ハイブリッド自動車（HV）等があります。2021年1月に菅総理は、脱炭素社会の実現に向け、2035年までに新車販売における電動車³⁷100%の実現を表明しました。日本の運輸部門におけるエネルギー消費の大半は、ガソリンや軽油の使用を前提とする自動車によるものであり、これらの燃料の消費を抑制する次世代自動車の導入は、気候変動対策等の観点から非常に重要です。次世代自動車の導入に当たっては、価格面を中心に様々な課題がありますが、いわゆるエコカー補助金・減税等の効果もあり、ハイブリッド自動車を中心に普及が拡大しています。

2022年度末時点の日本における次世代自動車の保有台数は、ハイブリッド自動車（プラグインハイブリッド自動車を含まない）が1,175.7万台、プラグインハイブリッド自動車が20.8万台、電気自動車が16.5万台となりました（第213-3-1）。

【第213-3-1】次世代自動車の保有台数の推移



(注) 「ハイブリッド自動車」には、プラグインハイブリッド自動車を含まない。

資料:自動車検査登録情報協会「自動車保有車両数」を基に作成

(2) 燃料電池

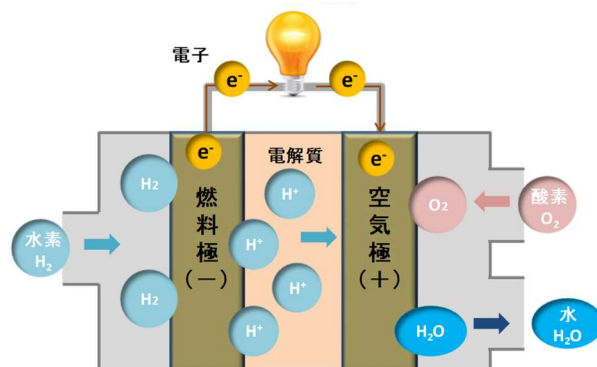
燃料電池は、水素と酸素を化学的に反応させて電気を発生させる装置です。燃料となる水素は多様なエネルギー源から様々な方法で製造可能なこと、発電効率が30%~60%³⁸と高いこと、発電過程においてCO₂や窒素酸化物、硫黄酸化物を排出せず、環境性に優れること等から、エネルギー安定供給の確保の観点のみならず、気候変動対策の観点からも重要なエネルギーシステムであると考えられます（第213-3-2）。

日本では、世界に先駆けて2009年から一般消費者向けの家庭用燃料電池の本格的な販売が行われており、2022年度末までに44.0万台が導入されています（第213-3-3）。

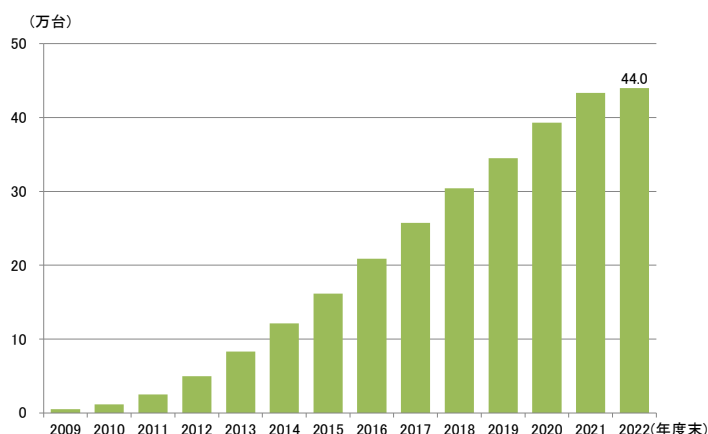
³⁷ 電気自動車、プラグインハイブリッド自動車、ハイブリッド自動車、燃料電池自動車のこと。

³⁸ 反応時に生じる熱を活用し、コージェネレーションシステム（熱電供給システム）として利用した場合には、総合効率が90%以上になります。

【第213-3-2】燃料電池の原理



【第213-3-3】家庭用燃料電池の累計導入台数の推移



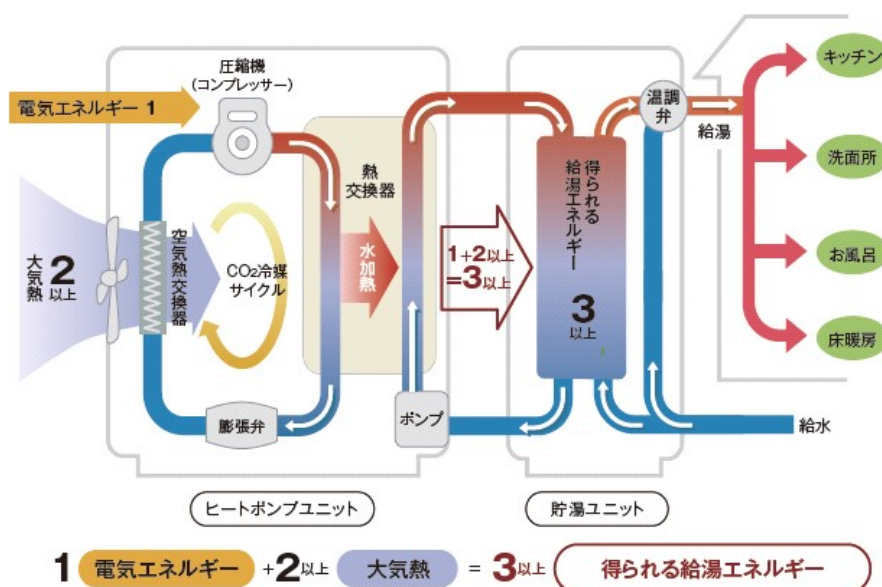
資料:コージェネレーション・エネルギー高度利用センター「コージェネ導入実績報告」を基に作成

(3) ヒートポンプ

ヒートポンプは、冷媒を強制的に膨張・蒸発、圧縮・凝縮させながら循環させ、熱交換を行うことにより、水や空気等の低温の物体から熱を吸収し、高温部へ汲み上げるシステムです。エネルギー利用効率が非常に高く、主に民生部門でのCO₂排出削減に大きく貢献することが期待されています³⁹⁾ (第213-3-4)。

日本において、ヒートポンプは、家庭用エアコンに多く導入されていますが、給湯機器や冷蔵・冷凍庫等にも使用されています。また、高効率で大規模施設にも対応できるヒートポンプは、オフィスビルの空調や病院・ホテルの給湯等に利用されており、今後は工場や農場等での普及拡大が期待されています。

【第213-3-4】ヒートポンプ (CO₂冷媒) の原理



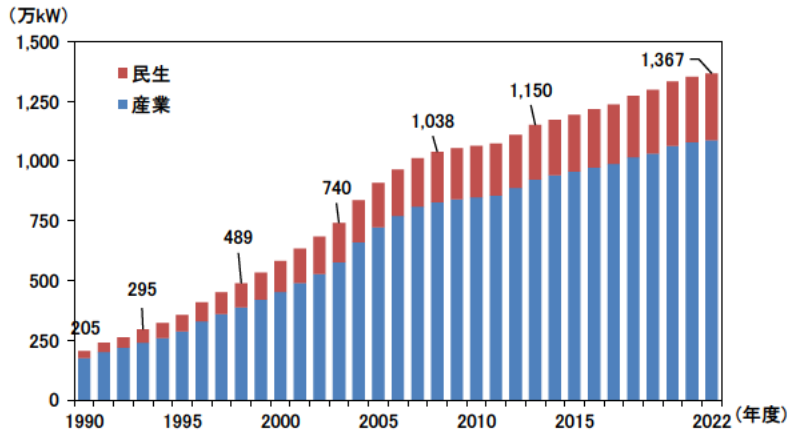
資料:日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集2016」

³⁹⁾ 欧米では、ヒートポンプによる熱利用を再エネとして評価する動きもあります。

(4) コージェネレーション

コージェネレーションは、熱と電気（又は動力）を同時に供給するエネルギーシステムです。消費地に近い場所に発電施設を設置するため、送電ロスが少なく、発電に伴う排熱も回収して利用できるため、エネルギーの有効利用が可能です。排熱を有効利用した場合には、エネルギーの総合効率が最大で90%以上に達し、省エネやCO₂の排出削減等に貢献できます。日本におけるコージェネレーションの設備容量は、産業用を中心に増加してきました。産業用では、化学や食品等の熱需要の多い業種を中心に、民生用では、病院やホテル等の熱・電力需要の多い業種を中心に導入が拡大してきました（第213-3-5）。

【第213-3-5】 コージェネレーション設備容量の推移



（注） 「民生」には、戸別設置型の家庭用燃料電池やガスエンジン等を含まない。

資料:コージェネレーション・エネルギー高度利用センター「コージェネ導入実績報告」を基に作成

(5) 廃棄物エネルギー

廃棄物エネルギーとは、再利用や再生利用がされない廃棄物を、廃棄物発電等の熱回収により有効利用したり、木質チップの製造等廃棄物から燃料を製造したりすることができるものです。バイオマス系の廃棄物エネルギーだけでなく、化石エネルギーに由来する廃棄物エネルギーについても有効活用を行う意義があります。

廃棄物エネルギーの利用方法としては、廃棄物発電、廃棄物熱供給、廃棄物燃料製造が挙げられます。2021年度末における日本の廃棄物発電（一般廃棄物に限る）の施設数は396で、その発電設備容量は合計で214.9万kWでした⁴⁰。

⁴⁰ 環境省「一般廃棄物処理実態調査結果（令和3年度）」より。

第4節 二次エネルギーの動向

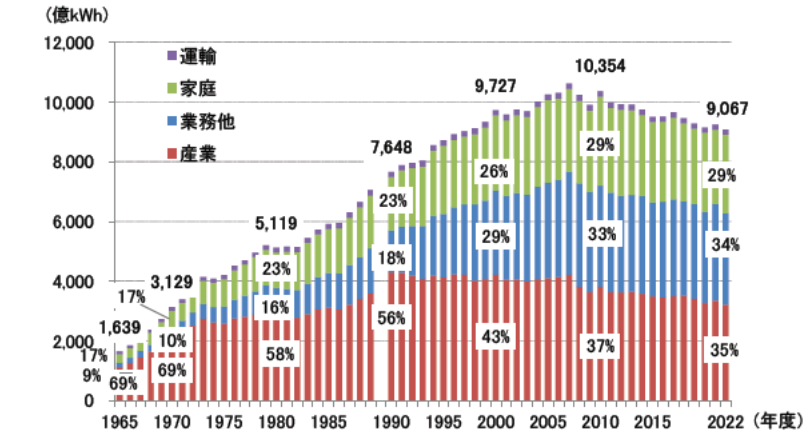
1. 電力

(1) 消費の動向

電力消費は、第一次オイルショック以降も着実に増加し、1973年度から2007年度までの間に約2.6倍に増加しました。しかし、2008年度には、世界金融危機の影響で電力消費が減少に転じ、その後も節電意識の高まり等により、減少傾向が続きました。2022年度の電力消費は、前年度比1.8%減の9,067億kWhとなりました。

部門別の動向を見ると、産業部門が電力を最も多く消費していますが、素材産業における生産の伸び悩みと省エネの進展等により、1990年代からは減少傾向にあります。そうした中、電力消費の増加を長期的にけん引してきたのは、業務他部門や家庭部門です。業務他部門では、事務所ビルの増加やOA機器の普及等により電力消費が増加しました。家庭部門では、エアコン等の家電の普及等により電力消費が増加しました（第214-1-1）。

【第214-1-1】電力最終消費の推移（部門別）

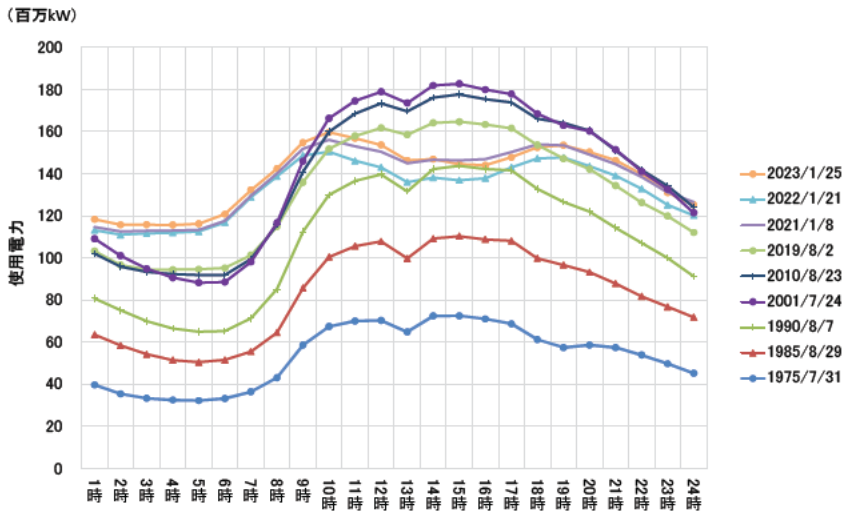


(注) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

資料:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

電気の使用状況には、季節や昼夜間で大きな差があります。特に近年では、冷暖房需要の有無等により、夏季・冬季と春季・秋季の使用状況の差が大きくなっています（第214-1-2、第214-1-3）。

【第214-1-2】最大電力発生日における1日の電気使用量の推移（10電力計）

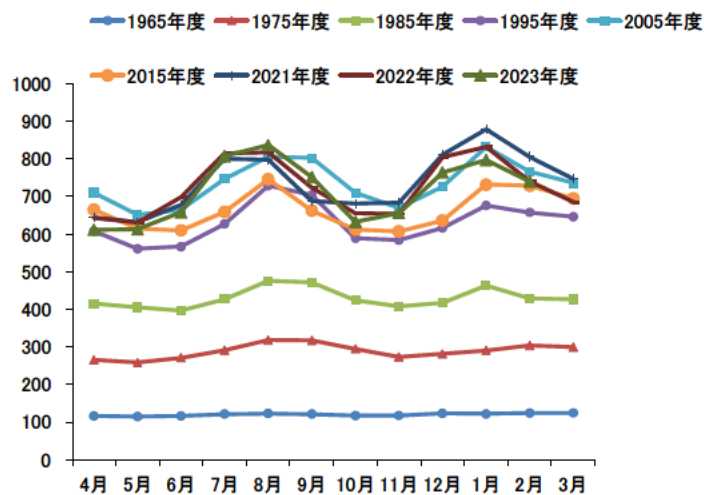


(注1) 「10電力」とは、北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力のこと。

(注2) 1975年度のデータには沖縄電力が含まれていない。

資料:電力広域的運営推進機関「系統情報サービス」を基に作成

【第214-1-3】1年間の電気使用量の推移



(注1) 2015年度以前のデータは10電力計。ただし、1985年度以前のデータには沖縄電力が含まれていない。

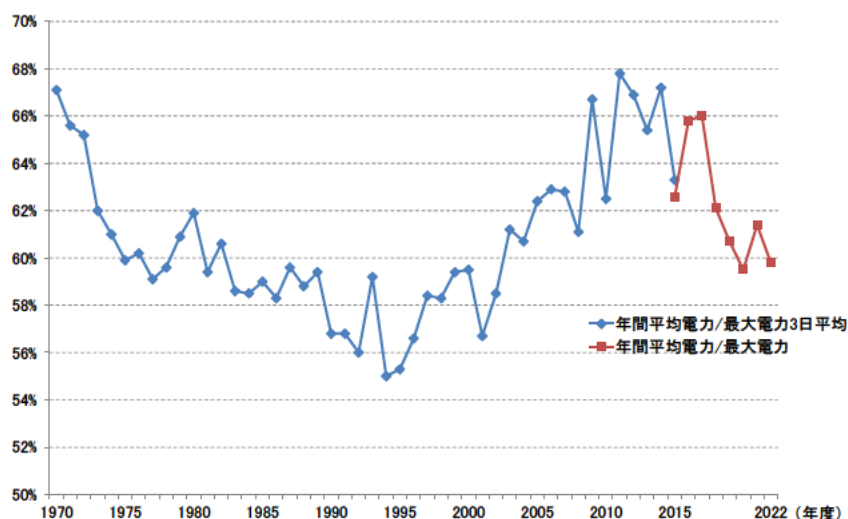
(注2) 2021年度以降のデータは10エリア計。

資料:2015年度以前のデータは電気事業連合会「電力需要実績」、2021年度以降のデータは電力広域的運営推進機関「需給関連情報」を基に作成

電力は、需要と供給が常に一致している必要があります(同時同量)。需要と供給が一致していないと、周波数が乱れ、電気の供給を正常に行えなくなり、場合によっては停電にもつながります。そのため、電力供給システムの安定化、信頼性向上のためには、季節や時間帯を通じた電力負荷の平準化対策が重要となります。日本の年負荷率(年間の最大電力に対する年間の平均電力の割合)の推移を見ると、1980年代以降は50%台の水準まで低下していましたが、負荷平準化対策を進めたことにより、2000年代半ば以降は改善され、60%台に持ち直しました。なお、各年の負荷率は、夏季の気温の影響も大きく受けており、例えば冷夏であった2009年度は、年間の最大電力が抑えられたことで負荷率は66.7%と高い値になりましたが、猛暑となった2010年度には、年間の最大電力が増加したことで負荷率は62.5%まで下がりました。近年は、年間の最大電力にあまり変化がない中、節電意識の高まり等によって年間の電力消費が減少傾向にあることから、年負荷率は低下傾向にあります(第214-1-4)。

なお、2020年の日本の年負荷率を他の主要国と比較すると、カナダ、英国、フランスには劣るものの、米国とはほぼ同水準でした(第214-1-5)。

【第214-1-4】年負荷率の推移



資料:年間平均電力/最大電力3日平均(2015年度まで)は電気事業連合会「電気事業便覧」、年間平均電力/最大電力(2015年度から)は電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力システムに関する概況」を基に作成

【第214-1-5】主要国の年負荷率(2020年)

(%)				
英国	フランス	米国	カナダ	日本
65.7	62.9	59.9	66.7	59.5

(注) 「海外電気事業統計」は、2022年版を最後に刊行が廃止されたため、2020年時点のデータが最新。

資料:海外電力調査会「海外電気事業統計(2022年版)」を基に作成

(2) 供給の動向

日本では、1970年代の二度のオイルショックを契機に、電源の多様化が図られてきました。2022年度の電源構成は、シェ

アの大きい順に、LNGが33.7% (3,402億kWh)、石炭が30.8% (3,106億kWh)、新エネ等が14.1% (1,420億kWh)、石油等が8.2% (825億kWh)、水力(揚水含む)が7.6% (769億kWh)、原子力が5.6% (561億kWh)となりました(第214-1-6)。

原子力については、1966年に初の商業用原子力発電所である日本原子力発電所東海発電所(16.6万kW)が営業運転を開始し、2010年度の原子力の発電量は2,882億kWhとなりました。しかし、2011年の東日本大震災以降、原子力発電所は稼働を停止し、2014年度には原子力による発電量がゼロになりました。その後、2015年8月に九州電力川内原子力発電所1号機が再稼働して以降は、原子力発電所の再稼働が順次行われており、2023年12月現在では、計12基が再稼働に至っています。

石炭については、確認埋蔵量が豊富で、政情が比較的安定している国々にも多く賦存しているため、供給安定性に優れており、石油・LNGより相対的に安価なエネルギー源です。日本では、二度のオイルショックを機に、石油中心のエネルギー供給構造からの転換の一環として、石炭火力発電の導入が進められてきました。

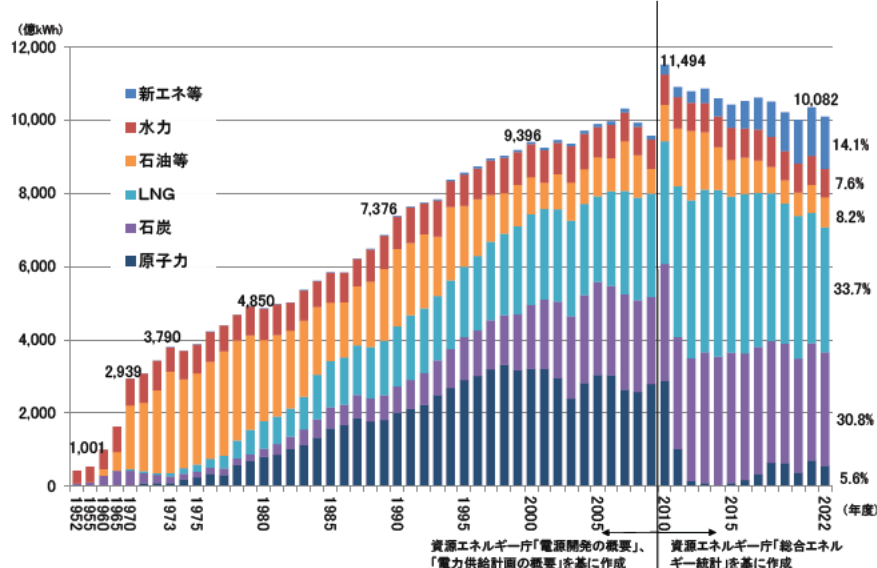
LNGについては、1969年に米国・アラスカから日本に初めて導入されて以来、安定的かつクリーンなエネルギーといった特性を活かし、導入が進んできました。特に2011年度以降は、原子力発電の代替としての利用が進みました。

石油による発電は、1980年代以降、石油代替エネルギーの開発・導入等により減少基調で推移しました。2011年度以降、原子力発電所の稼働率の低下等を補うため、発電量が一時増加しましたが、その後は、原子力発電所の再稼働や再エネの普及等により再び減少傾向に転じています。

水力については、戦前から開発が行われました。1960年代には、大規模水力発電所に適した地点での開発はほぼ完了し、その後の発電電力量は横ばいが続いています。

新エネ等については、FIT制度が導入された2012年から発電電力量の増加が加速しています。2012年度の発電電力量は309億kWhでしたが、2022年度には1,420億kWhとなりました。

【第214-1-6】発電電力量の推移



(注1) 2009年度以前のデータは旧一般電気事業者10社による発電が対象。ただし、1971年度以前のデータには沖縄電力が含まれていない。

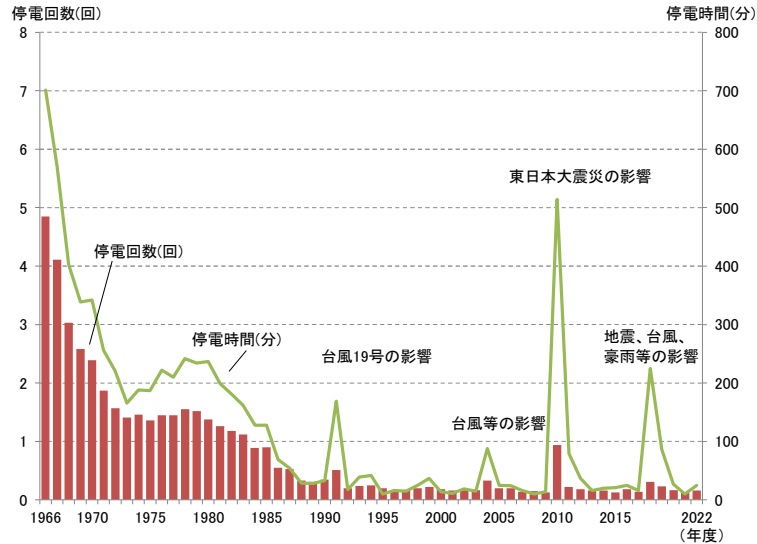
(注2) 2010年度以降のデータは自家発電を含む全ての発電が対象。

資料:2009年度以前のデータは資源エネルギー庁「電源開発の概要」、「電力供給計画の概要」、2010年度以降のデータは資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

電気の品質を図る指標である停電回数及び停電時間については、日本が世界トップレベルの水準を維持しています。これは、電気事業者が発電所の安定した運転や送配電線の整備・拡充に努めていることに加え、最新の無停電工法の導入や迅速な災害復旧作業等の取組によるものと考えられます。しかし、北海道胆振東部地震等が発生した2018年度や、台風15号等の被害が大きかった2019年度等、大規模な自然災害が発生した際には、年間停電回数及び停電時間は過去5年平均を上回りました(第214-1-7)。

政府は、こうした災害が電力供給に大きな支障をもたらしたことを踏まえ、電力インフラにおけるレジリエンスの重要性とともに、レジリエンスの高い電力システム・インフラのあり方について検討を進めています。

【第214-1-7】低圧電灯需要家1軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移



(注1) 2015年度以前のデータは10電力計。ただし、1988年度以前のデータには沖縄電力が含まれていない。

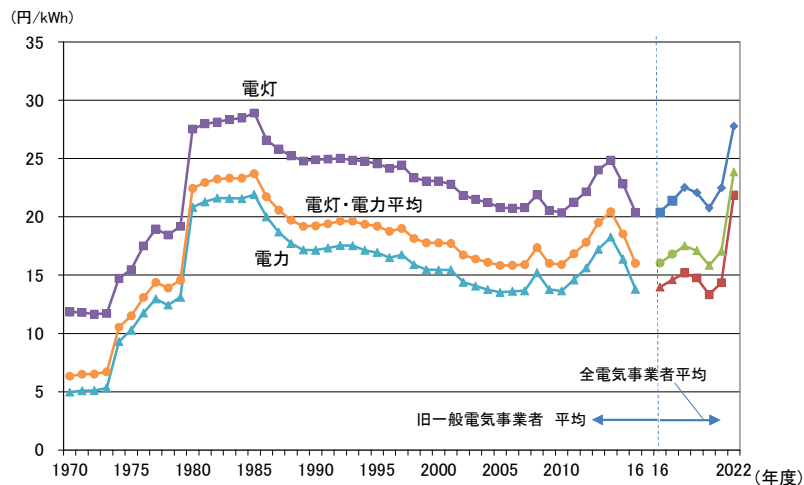
(注2) 2016年度以降のデータは一般送配電事業者計。

資料:2015年度以前のデータは電気事業連合会「電気事業のデータベース」、2016年度以降のデータは電力広域的運営推進機関「電気の質に関する報告書」を基に作成

(3) 価格の動向

電気料金は、1970年代の二度のオイルショックの際、石油火力による発電が中心だったこともあり急上昇しましたが、その後は低下傾向となりました。2011年度以降は、原子力発電所の稼働停止や燃料価格の高騰等に伴って、火力発電の費用が増加したこと等により、再び電気料金が上昇しました。その後は、燃料価格の変動等により、電気料金も変動を繰り返しています。2022年度は、燃料価格の高騰に伴って電気料金が大きく上昇し、電灯・電力の平均で、前年度から約4割増となりました(第214-1-8)。

【第214-1-8】電気料金の推移



(注1) 2015年度以前のデータは旧一般電気事業者10社が対象。2017年度以降のデータは全電気事業者が対象。2016年度については両方を対象としたデータをそれぞれグラフ内に記載している。

(注2) 「電灯料金」は、主に家庭部門における電気料金の平均単価。「電力料金」は、各時点における自由化対象需要分を含み、主に工場・オフィス等における電気料金の平均単価。平均単価とは、電灯料収入・電力料収入(円)を電灯・電力の販売電力量(kWh)でそれぞれ除したもの。

(注3) 再エネ賦課金は含まない。

資料:電力・ガス取引監視等委員会「電力取引の状況(電力取引報結果)」、電気事業連合会「電力需要実績」、「電気事業便覧」を基に作成

(4) 電力小売全面自由化の動向

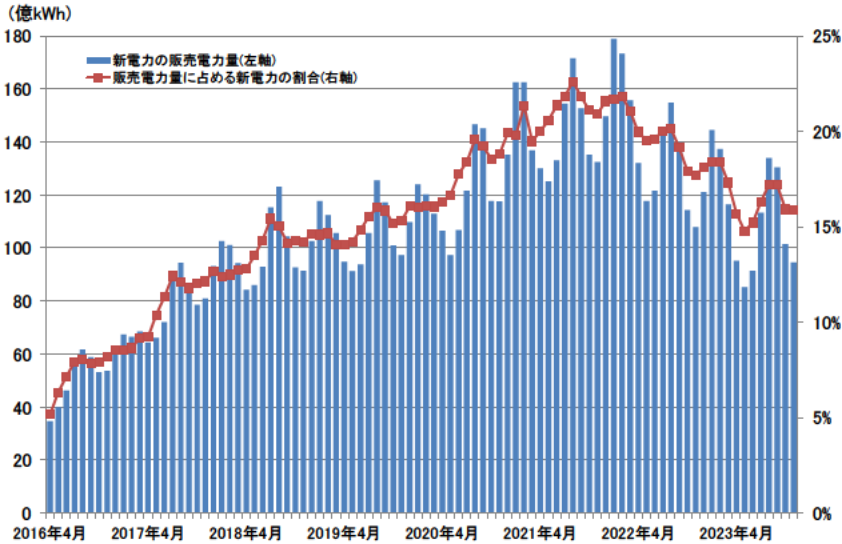
電力小売事業は、2016年度から全面自由化されています。電力の小売自由化は、2000年より始まっており、その後、自由化の対象が、大規模工場やデパート等から中小規模工場や中小ビル等へと拡大しました。そして、2016年度からは、家庭や商店等も電力会社を自由に選べるようになりました。

2016年4月末時点での登録小売電気事業者数は291でしたが、2023年11月時点では700以上にまで増加しました。また、旧一般電気事業者を除く登録小売電気事業者及び特定送配電事業者(以下「新電力」という。)による販売電力量のシェアは、ピークであった2021年8月の22.6%から、2022年の電力価格高騰を契機に低下し、2023年11月時点で15.9%となっています(第214-1-9)。

また、電力契約の供給者変更(スイッチング)の申込件数は、2016年4月末時点では約82万件でしたが、2024年2月末時点

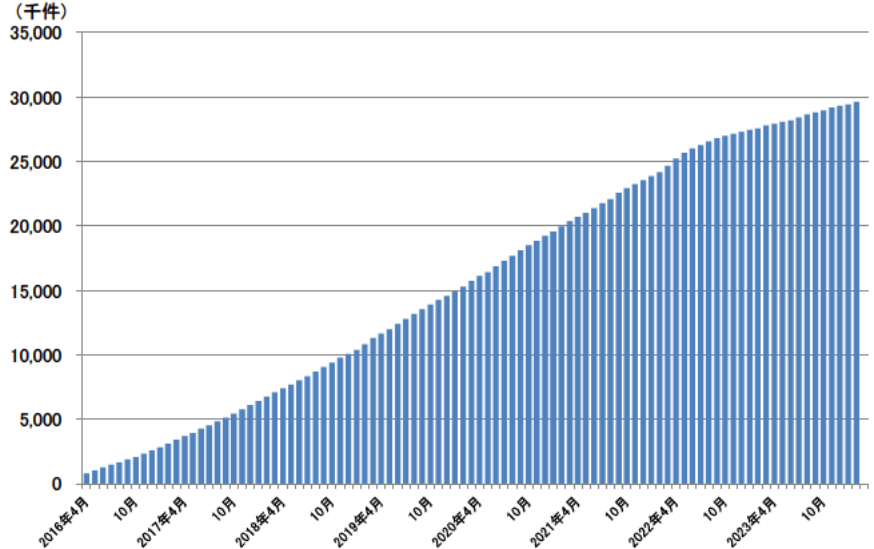
には約2,963万件まで増加しました（第214-1-10）。

【第214-1-9】新電力の販売電力量と販売電力量に占める割合の推移



資料:資源エネルギー庁「電力調査統計」を基に作成

【第214-1-10】電力契約のスイッチング申込件数の推移



(注) 各月末時点の累計件数。

資料:電力広域的運営推進機関「スイッチング支援システムの利用状況について」を基に作成

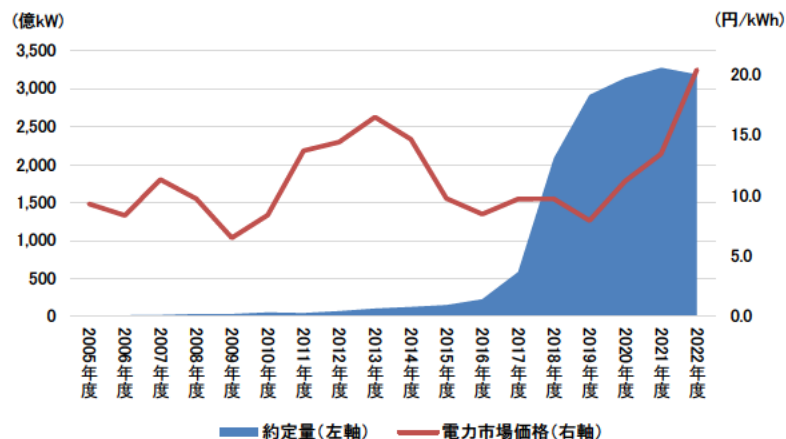
(5) 電力市場の動向

電力小売全面自由化により、小売事業者間の競争は活性化しましたが、小売市場への新規参入を促進するためには、必要な供給力を電力市場から確保できる環境の整備が必要となります。電力市場の厚みが増すことにより、新規参入者にとっては、供給元が多様化するとともに、取引価格の安定化等が期待されます。加えて、電力市場の厚みの向上は、透明性や客観性の高い電力価格指標の形成にも資するため、電力取引の活性化や、発電における投資回収の見通し向上といった効果も期待できます。

現在、日本では、電力の価値別に様々な電力市場が整備されています。実際に発電された電気(kWh価値)は、卸電力市場で取引されます。2005年度に開始した日本初の電力市場である「前日スポット市場」では、翌日に受渡する電気の取引を行います。2005年度の取引開始以降、取引量の少ない時代が続きましたが、旧一般電気事業者の発電部門がグループ内取引をしている電力の一定量を卸電力市場に放出する仕組み(クロスビディング)が2017年4月に開始されてからは、取引量が大幅に拡大しました。また、卸電力価格は、燃料価格の動向等に伴って変動しており、近年は燃料価格の高騰等により、卸電力価格も上昇傾向にあります(第214-1-11)。

また、その他の卸電力市場として、「時間前市場」では、前日スポット市場での電気の取引後、発電機のトラブルや需要の急増といった需給の誤差に対応するための取引を行います。また、2019年度に開始した「先物市場」では、価格変動リスクをヘッジするため、電力先物取引を行います。同じく2019年度に開始した「ベースロード市場」は、新電力がベースロード電源(石炭、原子力、一般水力(流れ込み式)等)にアクセスできるようにする目的で開設されました。

【第214-1-11】スポット市場の推移

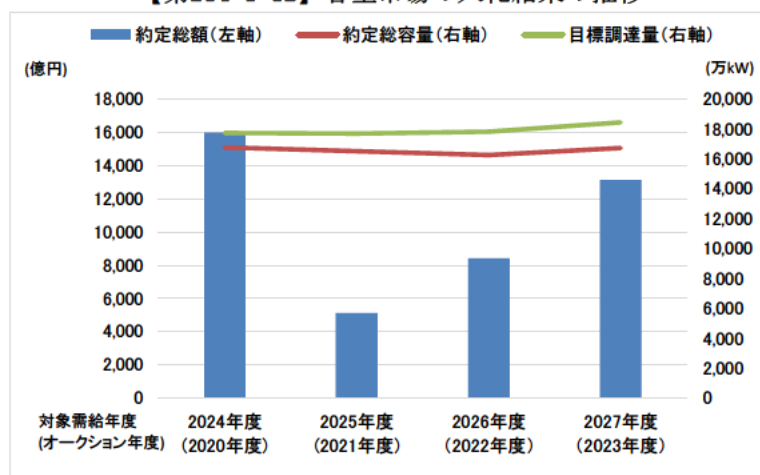


資料：日本卸電力取引所「市場情報」を基に作成

2020年度からは、発電することができる能力（kW価値）を取引する場として、「容量市場」の入札が開始されました。容量市場は、再エネの主力電源化を実現するために必要な調整力や、中長期的に不足していくことが懸念される供給力の確保等を目的に創設された市場であり、4年後の電力の供給力を取引します。2020年度に行われた初めてのオークションでは、上限価格に近い高値を記録しましたが、その後のオークションでは低下しました。一方、調達量に関しては、毎回のオークションにおいて、目標調達量の90%以上を確保しています（第214-1-12）。

また、脱炭素電源への新規投資を促すため、2024年1月には、「長期脱炭素電源オークション」の初回入札が行われました。この制度は、容量収入を得られる期間を原則20年とすることで、巨額の初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、容量市場の一部として位置づけられます。

【第214-1-12】容量市場の入札結果の推移

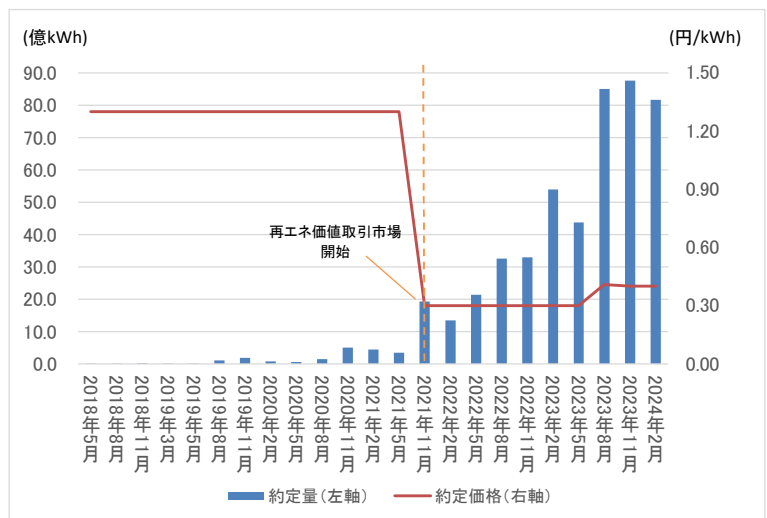


資料：電力広域的運営推進機関「容量市場メインオークション約定結果」を基に作成

2021年度からは、短時間で需給調整できる能力（ΔkW価値）を取引する市場として、「需給調整市場」が開始されました。電力は貯めておくことが難しく、常に需要と供給を一致させる必要があります。そうした中、需要の変化にあわせて、発電所等で需要と供給を一致させるために必要な電力を調整力といいます。調整力は、2016年度以降、各一般送配電事業者が公募により調達してきましたが、2021年度からは、全国一体の需給調整市場で取引されています。需給調整市場における商品は、大きく5種類あり、2021年度からは、応動時間の最も遅い3次調整力②の取引が開始されました。2022年度からは、3次調整力①の取引が開始され、2024年度からは、2次調整力①及び2次調整力②、応動時間の最も早い1次調整力の取引が開始されました。これにより、全商品の取引が開始されたこととなります。

その他にも、非化石電源で発電された環境価値を取引する市場として、「非化石価値取引市場」があります。従来の卸電力市場では、非化石電源と化石電源を区別せずに取引を行っていました。しかし、高度化法において、小売事業者には、非化石電源比率を2030年度に44%以上にすることが求められています。また、「RE100」のようなイニシアティブに参加する需要家からも、非化石電源の購入ニーズが高まっています。こうした背景の下、2018年度から、非化石価値取引市場が開始されました。開始当初は、FIT電源の非化石証書のみを取引していましたが、2020年度からは、非FIT電源の非化石証書の取引が開始されました。さらに、2021年度からは、FIT証書を取引する「再エネ価値取引市場」と、非FIT（再エネ指定）証書と非FIT（再エネ指定なし）証書を取引する「高度化義務達成市場」に分割されました。2018年度の開始当初の取引量は限定的でしたが、2020年度より高度化法の中間目標が設定され、2021年度より再エネ価値取引市場に需要家や仲介業者が参加可能になったこと等により、取引量は急増しました（第214-1-13）。

【第214-1-13】非化石価値取引市場（FIT証書）の推移



(注) 2021年11月以降は、再エネ価値取引市場に名称変更。

資料：日本卸電力取引所「市場情報」を基に作成

2. ガス

(1) 全体

日本におけるガス事業の形態として、2016年度までは「ガス事業法（昭和29年法律第51号）」で規制されていた①一般ガス事業、②ガス導管事業、③大口ガス事業（この3事業のことを以下「都市ガス事業」という。）、④簡易ガス事業が存在していました。その後、都市ガス小売全面自由化を踏まえたガス事業法の改正により、都市ガス事業は、2017年度から事業類型が変更されています。また、「液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律（昭和42年法律第149号）」で規制されている⑤液化石油ガス販売事業（以下「LPガス販売事業」という。）もあります（第214-2-1）。

【第214-2-1】ガス事業の主な形態

2007～2016年度			
事業区分	製造方式	供給形態	適用法令
一般ガス事業	液化天然ガス（LNG）やLPガスなどから、大規模な設備を用いてガスを製造。	供給区域を設定し、効率的な導管網を整備することにより、その規模の経済性を発揮しつつ、一般の需要に応じてガスを供給。	ガス事業法
ガス導管事業	規定なし	国産天然ガス事業者や電気事業者など、一般ガス事業者以外の主体が一定規模以上の供給能力を有する導管を保有または運営し、大口供給や卸供給を行う。	
大口ガス事業	規定なし	一般ガス事業者、簡易ガス事業者、ガス導管事業者以外の主体が大口供給（年間契約使用量10万m ³ 以上のガス供給）を行う。	
簡易ガス事業	LPガスポンベを集中するなどの簡易な設備によってガスを製造。	一定規模（70戸以上）の団地等に供給地点を設定し、一般の需要に応じて簡易なガス発生設備においてガスを発生させ、導管により供給。	
LPガス販売事業	LPガスのボンベ等を集中または個別に設置してガスを製造。	戸別のボンベ配送等による供給、または一団地（69戸以下）に簡易なガス発生設備を通じて発生したガスを導管で供給。	液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律
・2017年度以降			
事業区分	事業形態		適用法令
ガス製造事業（LNG基地事業）	自らが維持・運用する液化ガス貯蔵設備（LNGタンク）等を用いて、ガスを製造する事業。		ガス事業法
一般ガス導管事業	自らが維持・運用する導管を用いて、その供給区域において託送供給を行う事業。		
特定ガス導管事業	自らが維持・運用し一定の要件を満たす中高压の導管を用いて、特定の供給地点において託送供給を行う事業。		
ガス小売事業	小売供給を行う事業。		
LPガス販売事業	戸別のボンベ配送等による供給、または一団地（69戸以下）に簡易なガス発生設備を通じて発生したガスを導管で供給する事業。		液化石油ガスの保安の確保及び取引の適正化に関する法律

資料：経済産業省作成

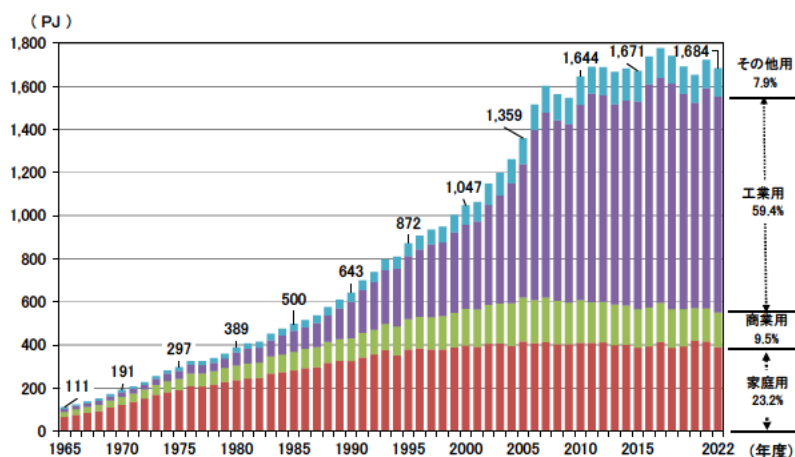
(2) 都市ガス事業

①消費の動向

都市ガスの販売量は、2000年代後半にかけて、右肩上がりに増加しました。中でも、工業用の販売量が急速に増加しました。2000年代後半以降は、家庭用や商業用の販売量が横ばいとなる中、工業用の販売量の伸びが鈍化したため、販売量全体の伸びも緩やかになりました。近年は、横ばいが続いています（第214-2-2）。

都市ガスの需要家数の9割強を占める家庭用では、高効率給湯器等の省エネ機器の普及に伴い、需要家当たりの消費量が減少傾向にあります。需要家数の増加や都市ガス利用機器の普及拡大等により、販売量の減少をカバーしてきました。工業用では、大手都市ガス事業者による産業用の大規模・高負荷需要（季節間の使用量の変動が少ない等）を顕在化させる料金制度の導入等により、1980年代以降、大規模需要家への都市ガス導入が急速に進みました。さらに、ガス設備に係る技術開発や気候変動問題への意識の高まり等により、需要家当たりの消費量も伸びたことから、大幅に販売量を増やしてきました。

【第214-2-2】都市ガス販売量の推移（用途別）



（注1） 全都市ガス事業者が対象。

（注2） 1996年度～2005年度の用途別販売量は日本エネルギー経済研究所推計。

資料：資源エネルギー庁「ガス事業生産動態統計調査」等を基に作成

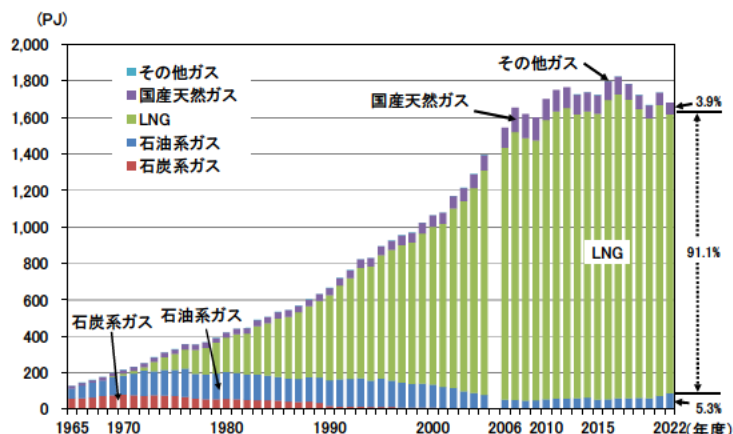
②供給の動向

都市ガスの原料は、その主体を石炭系ガスから石油系ガスへ、そして石油系ガスから天然ガスへと変遷を遂げてきました。天然ガスは、一部の国産天然ガスを除き、その大部分を海外からのLNGとして調達してきました。原料に占める天然ガスの割合は年々高まり、1980年代には5割を超え、現在では9割以上を占めています（第214-2-3）。

都市ガスの原料の調達方法として、大手事業者等では、前述のように海外からLNGを調達していますが、石油系ガスを主な原料としている事業者では、石油元売事業者からLPガスを調達しています。また、他の都市ガス事業者や国産天然ガス事業者等から卸供給を受ける場合もあります。

一方、都市ガスの供給インフラであるパイプライン網（導管网）は、日本の場合、消費地の近傍に建設したLNG基地等のガス製造施設を起点に広がっています。一部地域において、国産天然ガス事業者による長距離輸送導管や、大規模消費地における大手ガス事業者の輸送導管が敷設されていますが、基本的には、消費地ごとに独立したパイプライン網が形成されています。

【第214-2-3】都市ガス生産・購入量の推移（原料別）



（注） 2005年度以前のデータは一般ガス事業者のみが対象。2006年度以降のデータは全都市ガス事業者が対象。

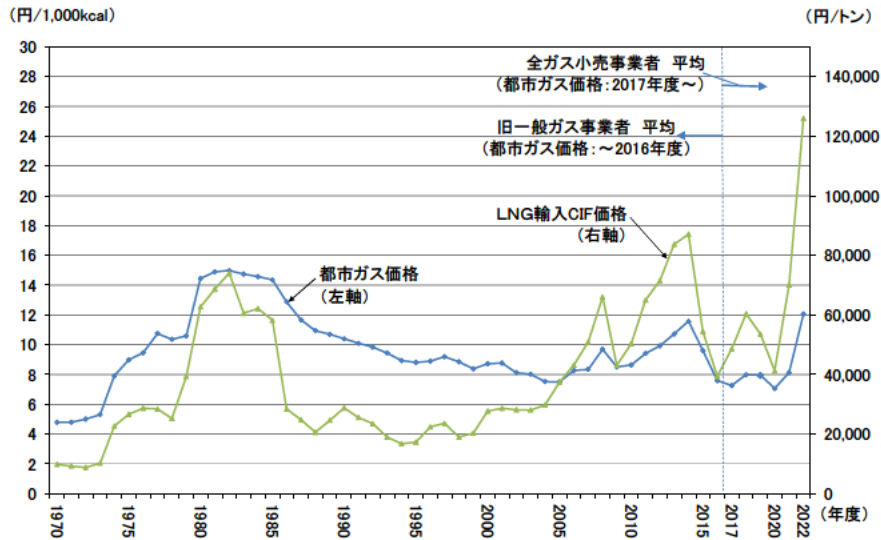
資料：日本ガス協会「ガス事業便覧」、資源エネルギー庁「ガス事業生産動態統計調査」を基に作成

③価格の動向

都市ガスの小売価格は、基本的に、LNG輸入CIF価格と連動しています。1970年代のオイルショックを受けて上昇した都市ガス価格は、2000年代半ばにかけて低下し、その後は、LNG輸入価格の動向と連動する形で、変動しています。2022年度は、LNG輸入価格が史上最高値を更新したため、都市ガス価格も急上昇しました（第214-2-4）。

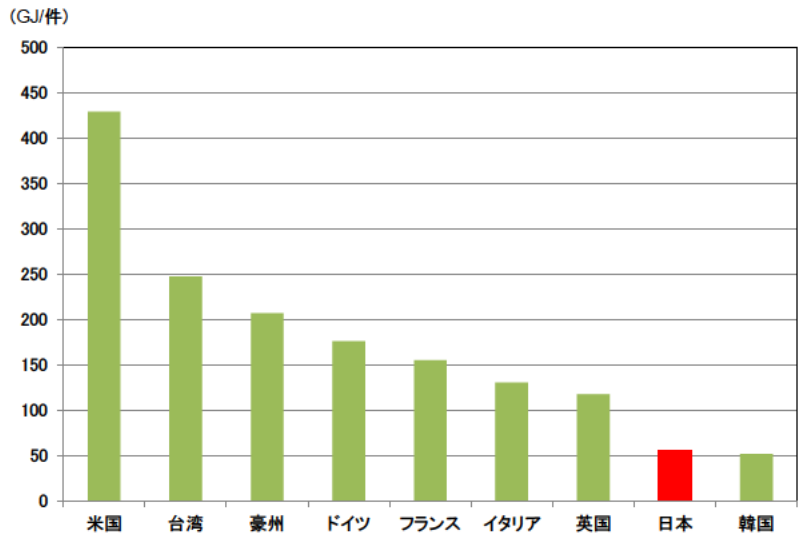
なお、日本のガス料金を欧米諸国と比較すると、日本のガス料金は比較的高い水準にあることがわかります（第224-5-1参照）。これは、日本を欧米諸国と比較した際、原料の自給率の違いに加え、天然ガスの輸送形態が複雑なこと（日本では、天然ガスを海外で液化してLNGとして輸入した後、再気化して供給するものが大半）、需要家当たりの使用規模が小さいこと、導管パイプラインの施工環境が厳しく施工コストがかかること等の理由によると考えられます（第214-2-5）。

【第214-2-4】都市ガス価格及びLNG輸入価格の推移



（注） 2016年度以前の都市ガス価格は旧一般ガス事業者の平均。2017年度以降の都市ガス価格は全ガス小売事業者の平均。
資料:電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

【第214-2-5】主要国・地域の需要家1件当たり都市ガス消費量（2021年）



資料:日本ガス協会「ガス事業便覧」を基に作成

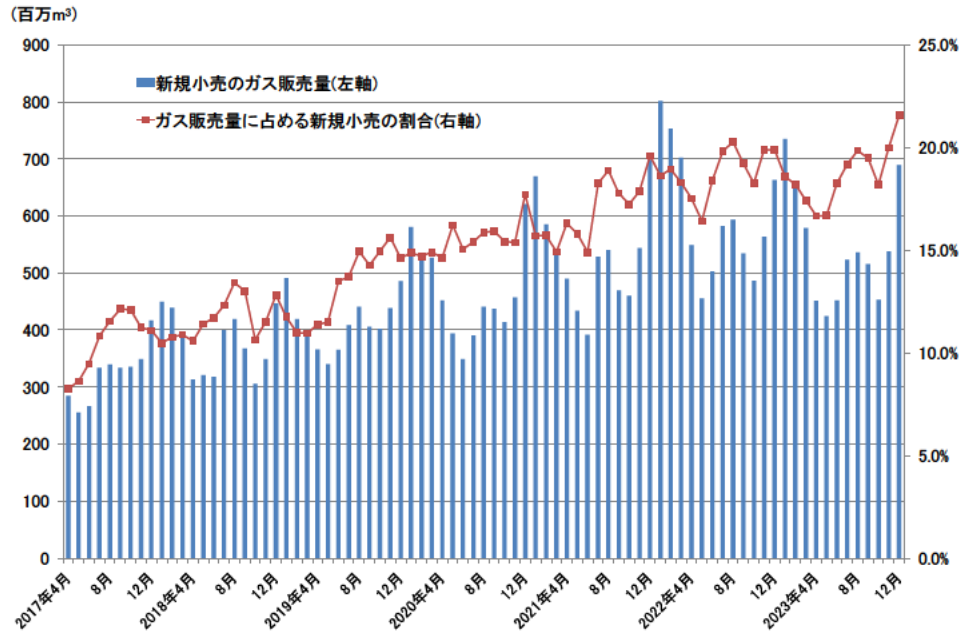
④都市ガス小売全面自由化の動向

電力に1年遅れる形で、2017年度から、都市ガスの小売事業が全面自由化されました。都市ガスの小売自由化は、1995年から始まっており、当初は大規模工場等が自由化の対象でした。その後、自由化の対象が中小規模工場や商業施設等へと拡大し、2017年度からは、家庭や商店等においても、都市ガス会社を自由に選べるようになりました。

新規にガス小売事業者として登録したガス小売事業者（旧一般ガスみなしガス小売事業者以外のガス小売事業者のことを指し、以下「新規小売」という。）による都市ガス販売量のシェアは、2023年12月末時点で21.6%となっています（第214-2-6）。

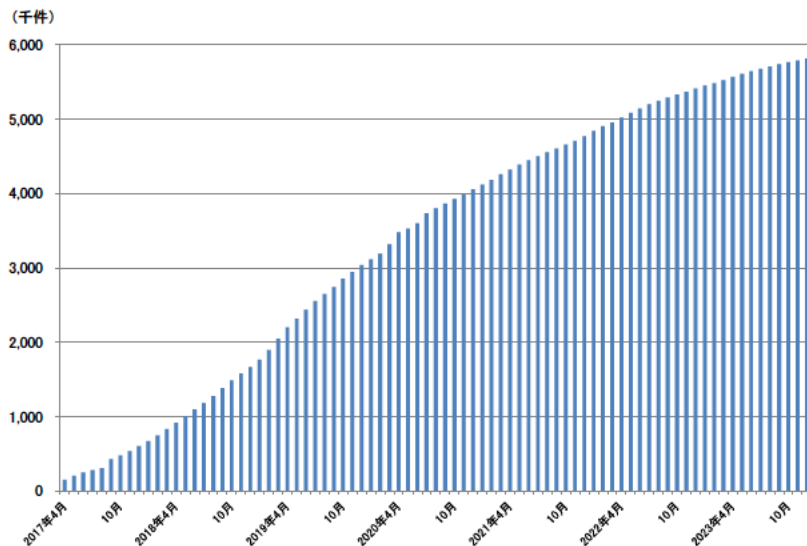
また、都市ガス契約の供給者変更（スイッチング）の申込件数は、2017年4月末時点で約15万件でしたが、2023年12月末には約582万件まで増加しました（第214-2-7）。

【第214-2-6】新規小売の都市ガス販売量と都市ガス販売量に占める割合の推移



資料:電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」を基に作成

【第214-2-7】都市ガス契約のスイッチング申込件数の推移



(注) 数値は各月末時点の累計件数。

資料:資源エネルギー庁「スイッチング申込件数」、電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」を基に作成

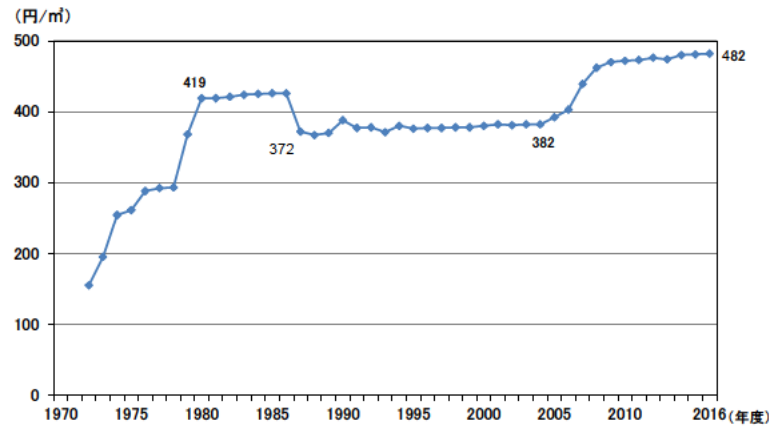
⑤ガス小売事業のうち、特定ガス発生設備においてガスを発生させ、導管によりこれを供給する事業（旧簡易ガス事業）

2017年4月に、改正ガス事業法が施行されたことにより、旧簡易ガス事業は、ガス小売事業の一部となりました。1970年の制度創設以来、旧簡易ガス事業における販売量は、家庭用を中心に増加してきましたが、近年は大手事業者への事業売却等により減少傾向にありました。旧簡易ガス事業は、2022年3月末時点で1,244事業者、供給地点群数は7,295（合計で約180万地点）でした。2021年の年間生産量（販売量）は13,934万 m^3 で、調定数当たりの全国平均販売量は10.5 m^3 /月でした。なお、旧簡易ガス事業は、LPガスバルクによる供給設備や、LPガスボンベを集中する等の簡易なガス発生設備によるガス供給であるという特性から、販売量の9割以上を家庭用が占めています⁴¹。

旧簡易ガス事業における小売価格は、1970年代のオイルショックにより急上昇し、1987年度に低下して以降、2004年度まではほぼ横ばいで推移しました。その後、価格は2000年代後半に再度上昇し、以降は、2016年度にかけて横ばいが続きました（2017年度以降のデータなし）（第214-2-8）。

【第214-2-8】旧簡易ガス事業の全国平均価格の推移

⁴¹ 日本ガス協会「ガス事業便覧」より。



(注) 2017年度以降のデータ更新なし。

資料: 日本ガス協会「ガス事業便覧」を基に作成

(3) LPガス販売事業

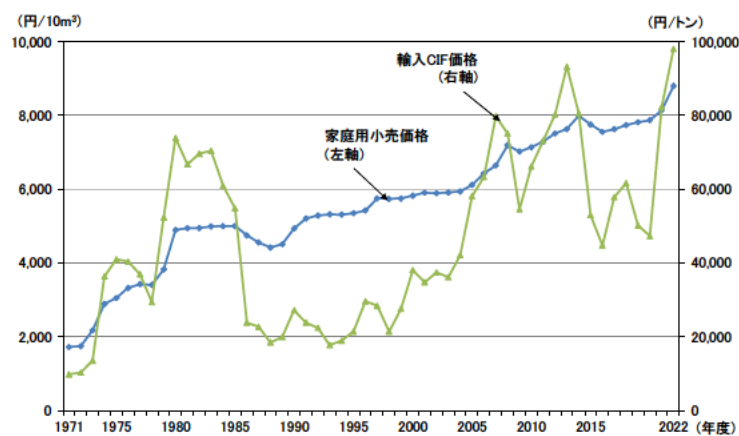
①需給の動向

LPガスは、全国の約半数の世帯で使用されているだけでなく、タクシー等の自動車用や工業用、化学原料用、都市ガス用、電力用等、幅広い用途に使われており、国民生活に密着したエネルギーです。LPガスには、プロパンガスとブタンガスの2種類があり、プロパンガスは主として家庭用や業務用、ブタンガスは主として産業用や自動車用に使用されています。

②価格の動向

家庭用のLPガス料金は、販売事業者がそれぞれの計算方法によって料金を設定しています。家庭用LPガスの小売価格の推移を見ると、LPガスの輸入CIF価格の影響を受けながらも、全体的には上昇傾向が続いていることがわかります。家庭用のLPガス料金の価格構成を見ると、小売段階における配送費、人件費、保安費等が全体の6割超⁴²を占めており、価格低減のためには、とりわけ小売段階での合理化・効率化が必要です(第214-2-9)。

【第214-2-9】LPガスの家庭用小売価格及び輸入CIF価格の推移



(注) 「家庭用小売価格」は10m³当たりの価格。

資料: 財務省「日本貿易統計」、総務省「小売物価統計調査」、石油情報センター「価格情報」等を基に推計

3. 熱供給

熱供給事業とは、「熱供給事業法(昭和47年法律第88号)」に基づき、1時間当たり21GJ以上の加熱能力を持つ設備を用いて、一般の需要に応じて熱供給を行う事業のことを指します。一般的には「地域冷暖房」と呼ばれており、一定地域の建物群に対し、蒸気・温水・冷水等の熱媒を熱源プラントから導管を通じて供給します(第214-3-1)。

熱供給事業は、それぞれの施設や建物が個別に熱源設備を設置する自己熱源方式とは異なり、供給地域内に設置された熱源プラントで熱供給を集約して効率的に行うため、省エネや環境負荷低減といった効果が得られます。都市におけるエネルギー供給システムとして、複数の施設・建物への効率的なエネルギー供給や、施設・建物間でのエネルギーの融通、未利用エネルギーの活用等、エネルギーの面的利用には、地域における大きなCO₂削減効果があると期待されています。また、各建物内に熱源設備を設置したり、屋上に冷却塔を設置したりする必要がなくなるため、災害発生時における二次災害の防止や、屋上へのヘリポート設置等にもつながります。さらに、熱源プラントの蓄熱槽や受水槽の水を火災や震災発生時に利用できる等、災害に強いまちづくりにも貢献できます。

2022年度の熱供給事業における販売熱量は22PJで、2023年3月末時点の供給延床面積は5,540万m²となりました。販売熱量

⁴² LPガス振興センター「LPガスガイド」より。

を熱媒体別に見ると、冷熱が58%、温熱が40%、給湯・直接蒸気が3%となりました。使用燃料は、都市ガスが65%、電力が17%、排熱他が16%でした（第214-3-2）。

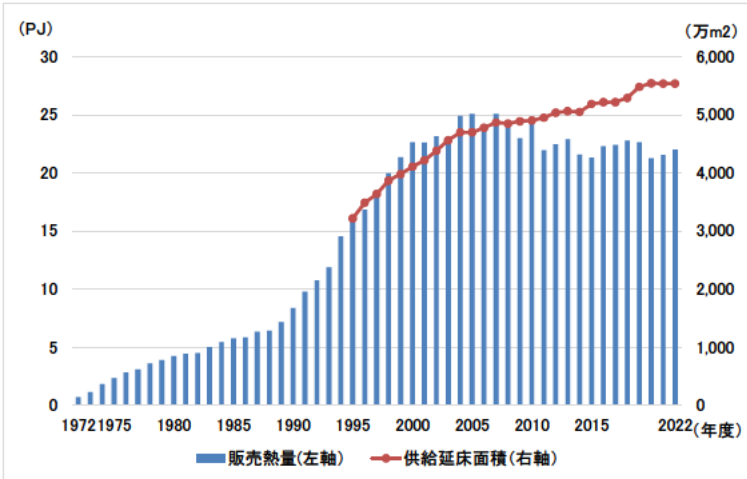
近年では、海水や河川水、下水、清掃工場からの排熱等の未利用エネルギーを利用する形態や、コージェネレーションシステムを活用した形態等も登場しています。こうした取組により、エネルギーの総合的な有効利用や熱源システムの効率化が一層進んでいます。

【第214-3-1】熱供給事業の概要



資料：日本熱供給事業協会

【第214-3-2】熱供給事業の販売熱量と供給延床面積の推移



資料：日本熱供給事業協会「熱供給事業便覧」を基に作成

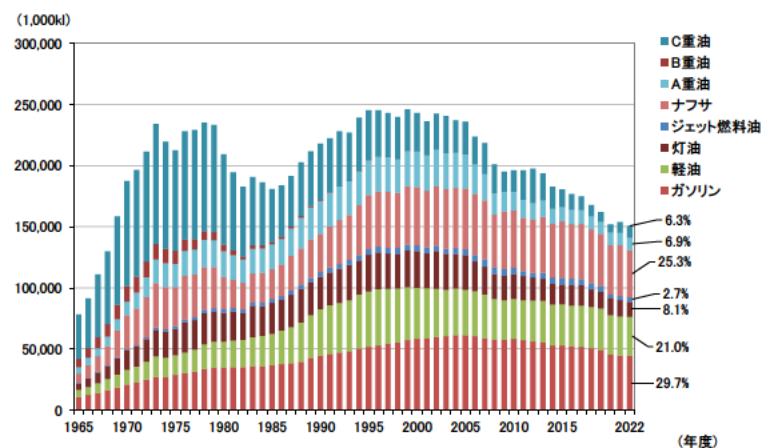
4. 石油製品

(1) 消費の動向

日本の石油製品（ガソリンや灯油等の燃料油）の販売量は、1970年代にかけて増加しましたが、二度のオイルショックを契機に、石油代替と利用効率の向上を進めたことで、減少に転じました。その後、1980年代半ばからは、原油価格の低下等もあり、再び販売量が増加しました。1990年代半ばからは、ほぼ横ばいで推移し、2000年代半ば以降は、現在に至るまで減少傾向が続いています。

油種別に確認すると、自動車の普及に伴うガソリン・軽油のシェア拡大、石油化学産業の生産の伸びに伴うナフサのシェア拡大等、いわゆる白油化が進んできたことがわかります。2022年度のシェアは、ガソリンが29.7%、ナフサが25.3%、軽油が21.0%でした。一方、B・C重油のシェアは、第一次オイルショック前は5割以上を占めていましたが、その後、製造業の省エネ等による需要減少や石油以外の燃料への転換、電力部門における石油火力の縮小等によって減少し、2022年度には6.3%まで低下しました（第214-4-1）。

【第214-4-1】燃料油販売量の推移（油種別）



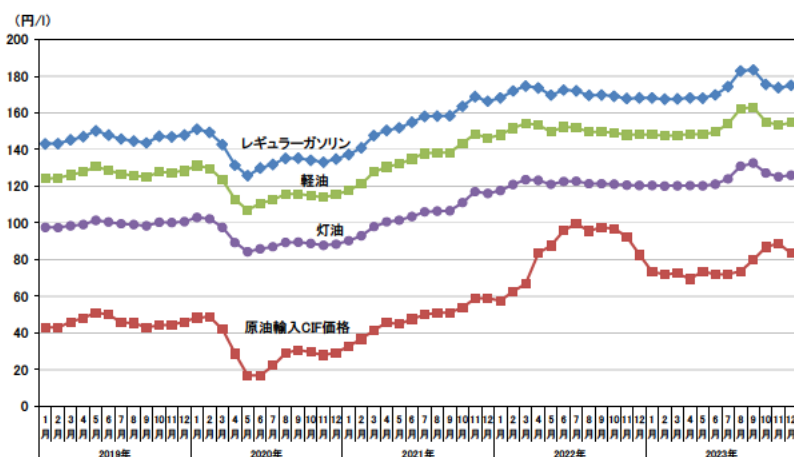
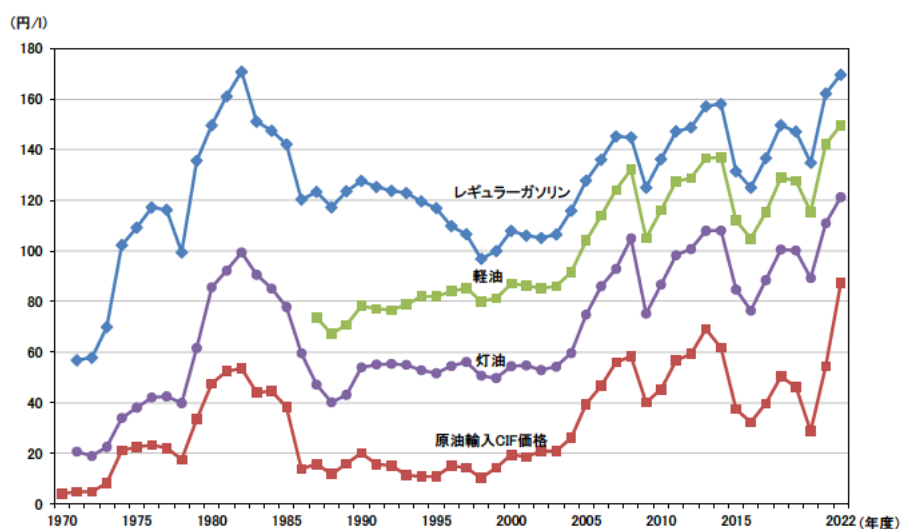
(注) 2022年1月よりB重油はC重油に含まれている。

資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」を基に作成

(2) 価格の動向

ガソリン、軽油、灯油等の石油製品は、原油を蒸留・精製して生産されるため、その価格は原油の輸入CIF価格の動向にほぼ連動しています。2020年の上半期には、新型コロナウイルスによる世界的な石油需要の減少等の影響で原油価格が下落し、日本の石油製品の価格も低下しました。その後、OPECとロシア等の非OPEC産油国からなる「OPECプラス」が大規模な協調減産を実施したこと等により、原油価格は再び上昇傾向になり、日本の石油製品の価格も上昇しました。そうした中、2022年2月から始まったロシアによるウクライナ侵略等の影響で、原油価格がさらに高騰しましたが、同年1月から始まった「燃料油価格激変緩和対策事業」の効果により、ガソリンや軽油、灯油の小売価格の上昇については一定程度抑制されました（第214-4-2）。

【第214-4-2】原油輸入CIF価格と石油製品の小売価格の推移



資料:資源エネルギー庁「石油製品価格調査」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

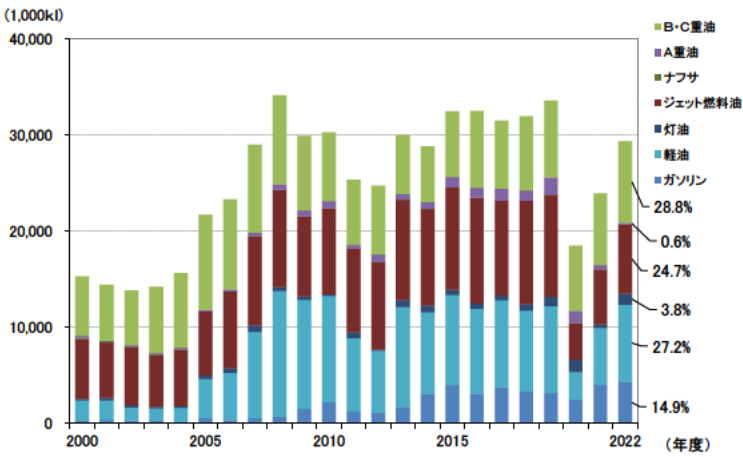
(3) 輸出の動向

国内における石油製品の需要は減少傾向にあり、今後も日本の人口減少が想定される中、長期的には精製設備能力の余剰が増える見込まれるため、石油精製各社は、生産設備の集約化を進めてきました。その結果、2000年度に約2.3億klであった燃料油の生産量は、2022年度には約1.5億klまで減少しました。

その一方、石油精製各社は、燃料供給の多様性を維持する企業努力として、余剰設備の有効利用を図り、設備稼働率の低下による製造コスト上昇を回避すべく、石油製品の輸出を行って来ました。2022年度の燃料油の輸出量は、前年度から23%増加し、29,347千klとなっています。なお、ジェット燃料には、海外を往復する航空機への燃料供給が輸出量として計上されており、B・C重油には、外国航路を行き来する船舶への燃料供給が輸出量として計上されています（第214-4-3）。

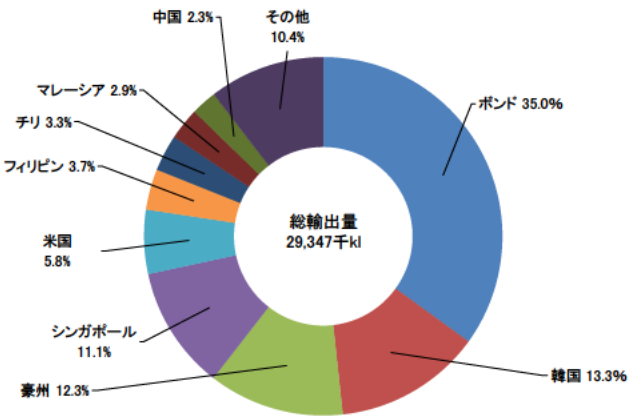
2022年度の燃料油の輸出先については、海外を往復する航空機や船舶向け（ボンド）の割合が35%を占めていますが、ボンド以外を国別に見ると、韓国、豪州、シンガポール等、アジア・オセアニア向けが上位を占めています（第214-4-4）。

【第214-4-3】燃料油輸出量の推移（油種別）



資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」を基に作成

【第214-4-4】燃料油の輸出先（2022年度）



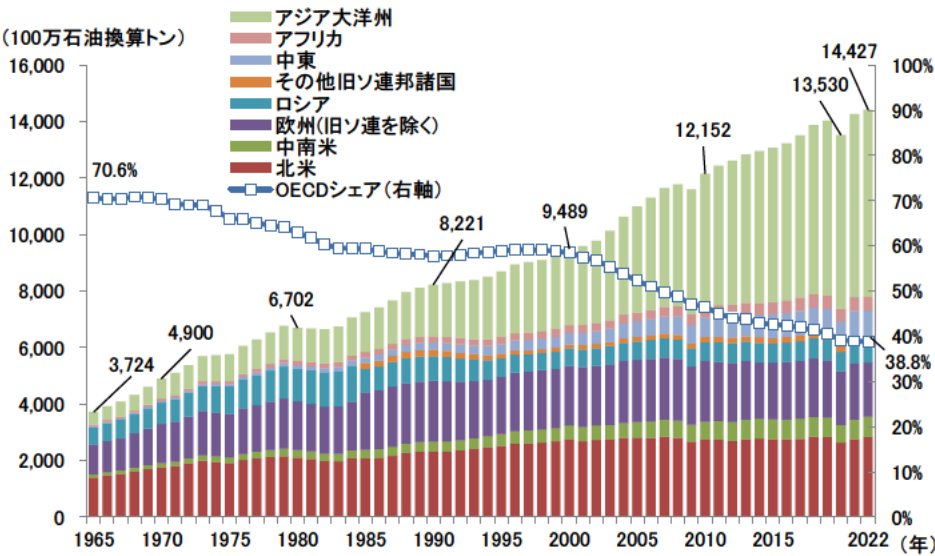
(注) 「ボンド」は外航船舶と国際線航空機向け供給分。

資料:経済産業省「資源・エネルギー統計」を基に作成

世界のエネルギー消費（一次エネルギー）は、経済成長とともに増加してきました。石油換算では、1965年の37億トンから年平均2.4%で増加し、2022年には144億トンに達しました。2022年の世界のエネルギー消費は、前年比で1.1%増加しました。

2000年代以降、中国やインド等を中心に、アジア大洋州の消費が増えています。一方、先進国（OECD諸国）では伸び率が鈍化しました。経済成長率、人口増加率が途上国と比べて低いことに加え、産業構造の変化や省エネの進展等も影響しています。この結果、世界のエネルギー消費に占めるOECD諸国の割合は、1965年の70.6%から、2022年には38.8%へ低下しました（第221-1-1）。

【第221-1-1】世界のエネルギー消費の推移（地域別、一次エネルギー消費）

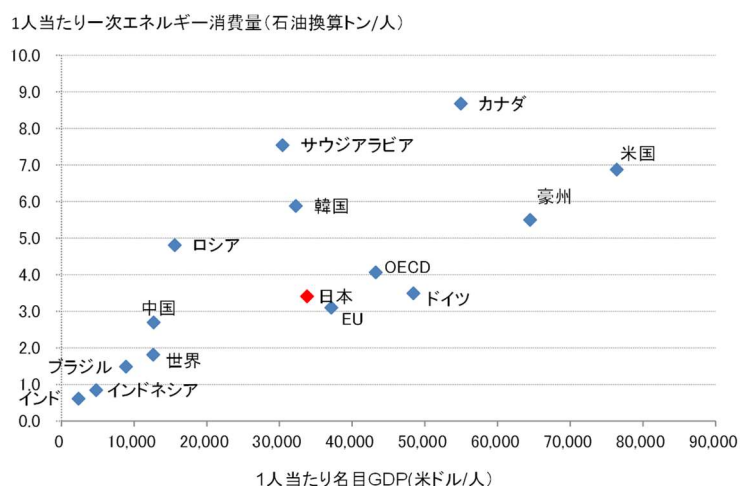


(注1) 1984年以前の「ロシア」には、その他旧ソ連諸国を含む。
(注2) 1985年以降の「欧州」には、バルト3国を含む。
資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023⁴³⁾」を基に作成

ここで、各国の1人当たりのGDPとエネルギー消費量の関係を確認します。ドイツとカナダを比較すると、1人当たりのGDPに大きな違いはありませんが、1人当たりのエネルギー消費量は大きく異なっていることがわかります。各国の気候や産業構造、エネルギー効率等の違いが、この差を生む要因になっています。また、一般的に、経済成長に伴いエネルギー消費は増加するため、今後は途上国の経済が成長することで、途上国におけるエネルギー消費の増加が想定されます。現在、エネルギーの主流となっている化石エネルギーは無尽蔵ではなく、大量に消費するとCO₂の排出量も増えてしまいます。そのため、今後エネルギー消費が増えることが予測されている途上国では、エネルギー効率を高めていくことが重要であり、日本を含む先進国には、それを手助けしていくことが求められています（第221-1-2）。

⁴³⁾ 「Statistical Review of World Energy」は、2022年版までBPより公表されていましたが、2023年版からEnergy Instituteより公表されています（以下「Statistical Review of World Energy」に係るデータについて同様）。

【第221-1-2】1人当たりの名目GDPと一次エネルギー消費量（2022年）



資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」、世界銀行「World Bank Open data」を基に作成

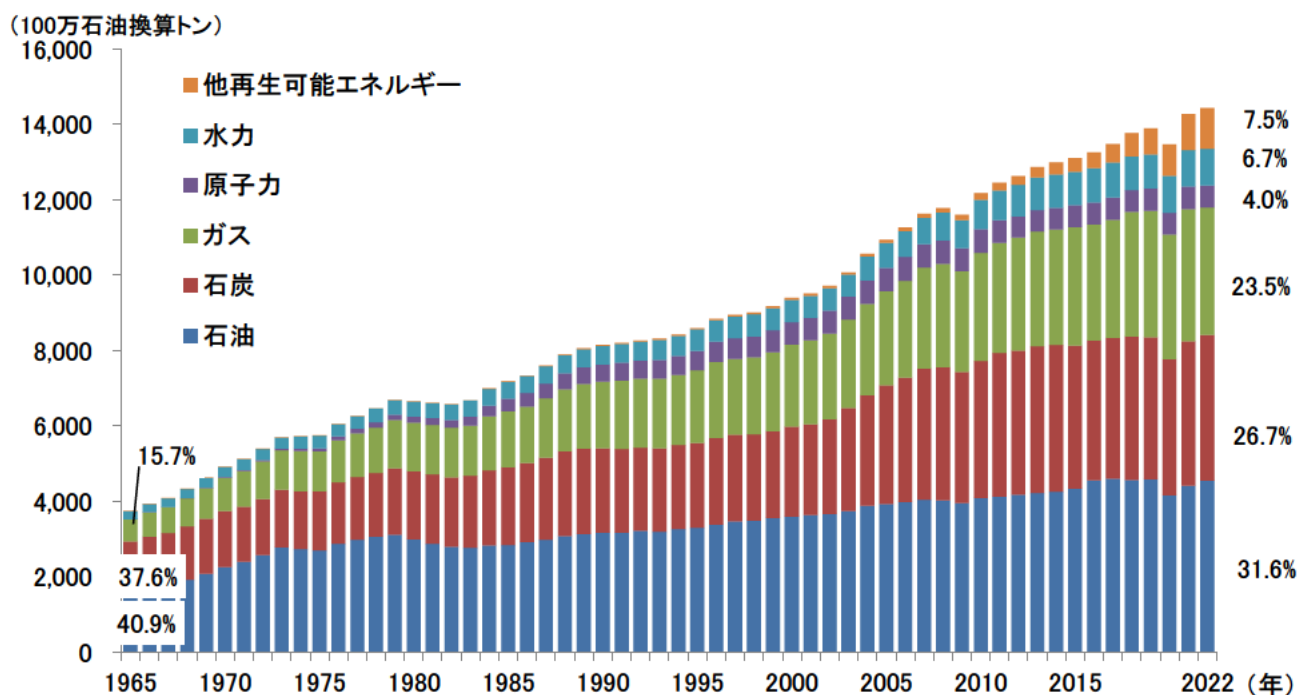
次に、世界のエネルギー消費の推移を、エネルギー源別に確認します。石油は、今日まで世界のエネルギー消費の中心となってきました。発電用を中心に、他のエネルギー源への転換も進みましたが、堅調な輸送用燃料消費に支えられ、石油消費は1965年から2022年にかけて年平均1.9%で増加し、2022年もエネルギー消費全体で最大のシェア（31.6%）を占めています。

石炭は、同じ期間に年平均1.8%で増加しました。特に2000年代に、経済成長が著しく、安価な発電用燃料を求めるアジアを中心に消費が拡大しました。しかし近年では、気候変動問題への対応等の影響により、石炭消費は伸び悩んでいます。2022年の石炭のシェアは26.7%でした。

天然ガスは、同じ期間に石油と石炭以上に消費が伸び、年平均3.1%で増加しました。天然ガスは、気候変動問題への対応が強く求められる先進国を中心に、発電用や都市ガス用の消費が増加しました。2022年の天然ガスのシェアは23.5%でした。

2022年時点のシェアは7.5%と、エネルギー消費全体に占める割合はまだ大きくありませんが、気候変動問題への対応や設備価格の低下等を背景に、近年急速に伸びているのが、風力、太陽光等の他再生可能エネルギーです。今後も気候変動対策の進展等に伴い、再エネのシェア拡大が予想されています。2015年12月に開催されたCOP21（国連気候変動枠組条約第21回締約国会議）においては、2020年以降、全ての国が参加する公平で実効的な国際枠組みである「パリ協定」が採択され、産業革命前と比べた気温上昇を2℃より低く抑えること、さらに1.5℃までに抑えるよう努力することが盛り込まれました。その後、各国においてパリ協定の締結が順調に進み、2016年11月に発効しました。また、2018年に開催されたCOP24では、2020年以降のパリ協定の本格運用に向け、パリ協定の実施指針が採択されました。パリ協定の発効、実施指針の採択は、多くの国が気候変動問題に対して積極的に取り組んでいることを示す象徴的な出来事といえます。気候変動問題への対応は、エネルギーの選択に大きな影響を及ぼすため、今後もその動向を注視していく必要があります（第221-1-3）。

【第221-1-3】世界のエネルギー消費の推移（エネルギー源別、一次エネルギー消費）

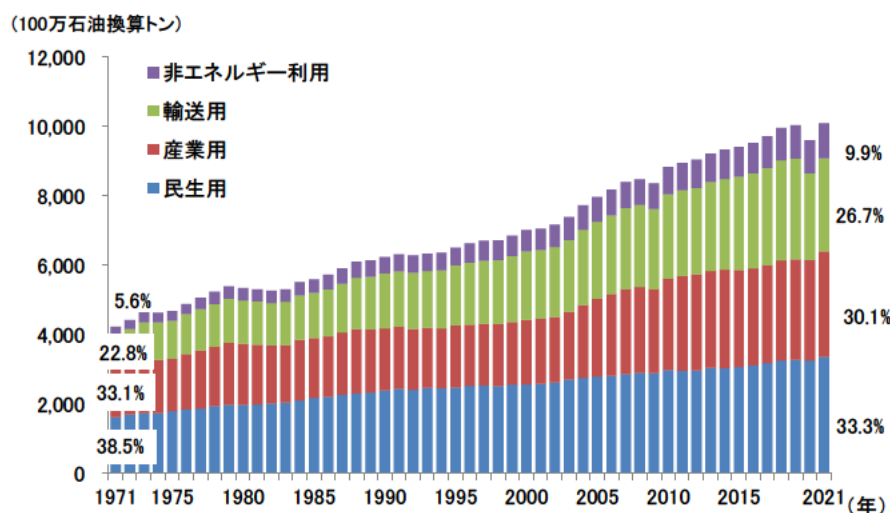


(注) 端数処理（四捨五入）の関係で、グラフ内の構成比の合計が100%とならないこと等がある（以下同様）。

資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

次に、世界の最終エネルギー消費の推移を部門別に確認します。1971年から2021年までの間に、鉄鋼・機械・化学等の産業用は2.2倍に増加し、家庭や業務等の民生用も2.1倍に増加しましたが、輸送用は2.8倍にまで増加しました。輸送用が大きく増えた背景には、世界中でモータリゼーションが進展し、自動車用燃料の需要が急増したこと等があると考えられます（第221-1-4）。

【第221-1-4】世界のエネルギー消費の推移（部門別、最終エネルギー消費）



(注) 本表には発電用及びエネルギー産業の自家使用等が含まれていないため、合計量が前表より少なくなっている。

資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

コラム：エネルギー需給の展望

ここでは、将来の世界のエネルギー需給に関する予測を、IEAのデータを用いて確認します。具体的には、IEAが想定している3つの将来シナリオを、2022年の実績と比較します。1つ目の公表政策シナリオ（Stated Policies Scenario, 以下「STEPS」という。）は、各国が表明済の具体的政策を反映したシナリオ、2つ目の表明公約シナリオ（Announced Pledged Scenario, 以下「APS」という。）は、有志国が宣言した野心を反映したシナリオ、3つ目のネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオ（Net Zero Emission by 2050 Scenario, 以下「NZE」という。）は、2050年世界ネットゼロを達成するためのシナリオです。IEAのシナリオでは、STEPS、APS、NZEの順に気候変動対策が強くなり、低炭素なエネルギーや技術がより多く利用されるようになります。

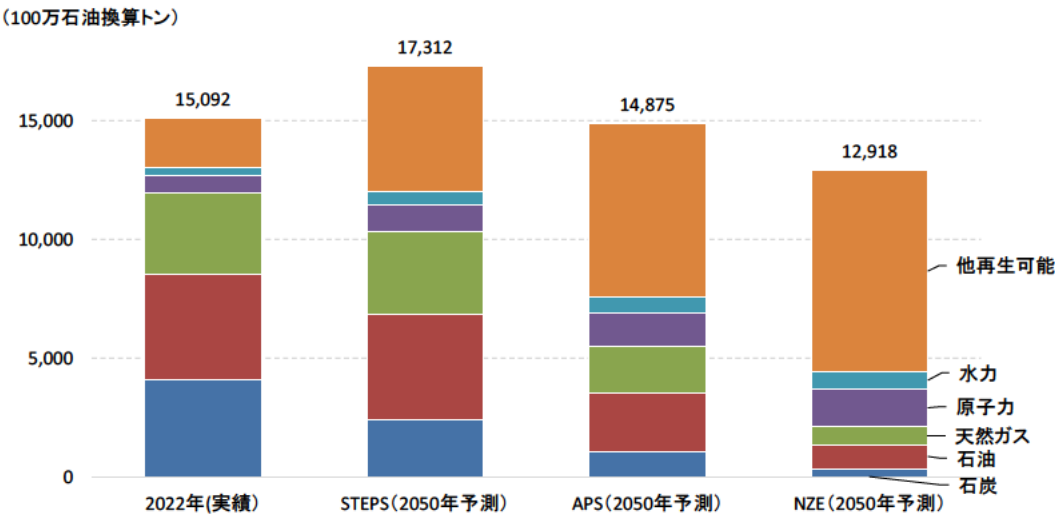
まず、2050年における世界の一次エネルギー消費の予測を確認します。STEPSでは2022年比で1.15倍に増加し、APSでは0.99倍となる見通しです。これに対して、NZEでは0.86倍まで減少します。これらの数値を見ると、各国が現在掲げている政策や表明している公約では、2050年のネットゼロには届かないことがわかります。

次に、エネルギー源別に見ていきます。化石エネルギーで最も大きな影響を受けるのは石炭と見られ、2022年の石炭消費との比較では、STEPSでも0.60倍に減少し、APSでは0.26倍、NZEでは0.09倍まで減少します。石油については、2022年の石油消費と比較すると、STEPSでは1.00倍と横ばいですが、APSでは0.54倍に減少、NZEでは0.22倍まで減少します。石油消費の減り方は、石炭消費の減り方よりも緩やかですが、これは主な用途が異なることが要因です。石炭は、主に発電用や産業用に使われており、比較的容易に天然ガスや再エネに置き換えていくことが可能です。一方の石油は、主に輸送用燃料として使われていますが、これを他のエネルギーに置き換えていくのは容易ではありません。そのため、石油の方が消費の減り方が緩やかになっています。また、化石エネルギーの中で最もクリーンな天然ガスについては、2022年の天然ガス消費と比較すると、STEPSでは1.00倍と横ばいですが、APSでは0.58倍に減少、NZEでは0.22倍に減少します。

化石エネルギーが減少する見通しとなっている一方、再エネと原子力は、いずれのシナリオでも大きく増える見通しです。中でも風力や太陽光を中心とした再エネの増加見通しが顕著です。水力も含めると、2022年比でSTEPSでは2.41倍、APSでは3.27倍、NZEでは3.79倍まで増加すると予測されています。原子力についても、2022年比でSTEPでは1.64倍、APSでは2.02倍、NZEでは2.29倍まで増加するとされています。

将来は不確実であり、これらのシナリオはあくまでも一定の前提に基づいた試算に過ぎません。しかし、このようなシナリオ分析を行いながら、将来の最適なエネルギーのあり方について考えていくことが重要です。

【第221-1-5】世界のエネルギー需給の展望（一次エネルギー供給）



資料:IEA「World Energy Outlook 2023」を基に作成

第2節 一次エネルギーの動向

1. 化石エネルギーの動向

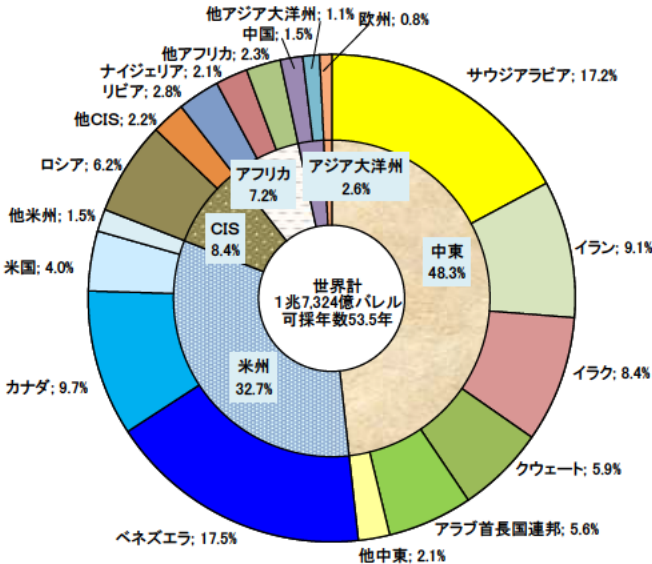
(1) 石油

①資源の分布

世界の石油確認埋蔵量は、2020年末時点で約1.7兆バレルであり、これを2020年の石油生産量で除した可採年数は53.5年となりました。1970年代のオイルショックの際には石油資源の枯渇が懸念されましたが、回収率の向上や新たな石油資源の発見・確認により、1980年代以降は40年程度の可採年数を維持し続けてきました。近年は、米国のシェールオイルやベネズエラやカナダにおける超重質油の埋蔵量が確認され、可採年数は増加傾向となっています。

2020年末時点で世界最大の確認埋蔵量を有するのはベネズエラであり、そのシェアは17.5%でした。長年1位であったサウジアラビアは、2010年以降2位となっており、そのシェアは17.2%でした。3位はカナダですが、その後はイラン、イラク、ロシア、クウェート、アラブ首長国連邦の順となっており、主に中東諸国が続きます。中東諸国だけで、世界全体の確認埋蔵量の約半分を占めています（第222-1-1）。

【第222-1-1】世界の石油確認埋蔵量（2020年末）

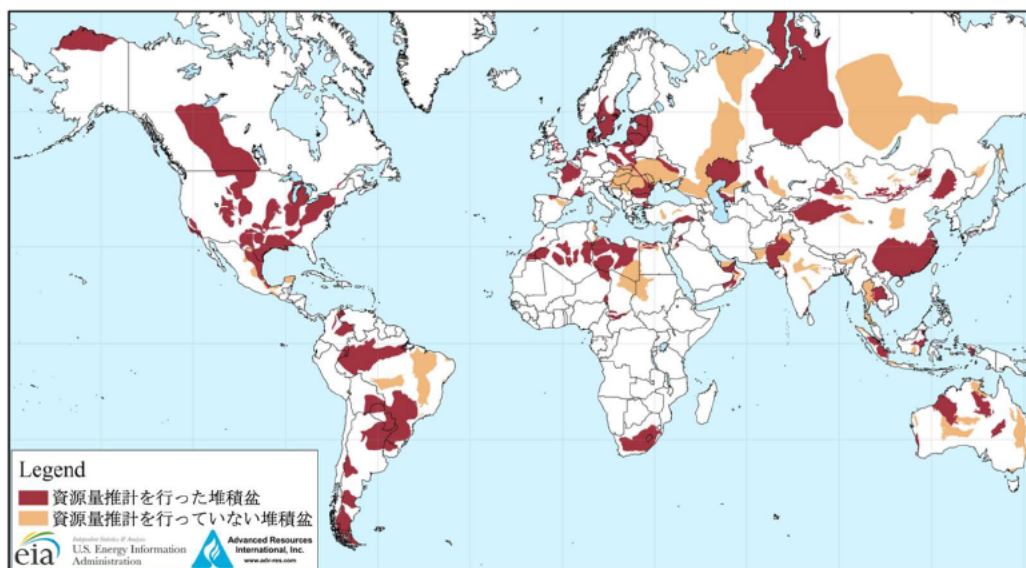


資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成（埋蔵量データは2022年版から更新なし）

近年では、在来型石油とは異なる生産手法を用いて生産されるシェールオイル（タイトオイル）が注目されています。2015年の米国エネルギー情報局（以下「EIA」という。）による発表では、世界のシェールオイルの可採資源量⁴⁴は4,189億バレルと推定されており、主なシェールオイル資源保有国は、米国、ロシア、中国、アルゼンチン、リビア等となっています（第222-1-2）。

【第222-1-2】EIAによるシェールオイル・シェールガス資源量評価マップ（2015年）

⁴⁴ 「可採資源量」とは、技術的に生産することができる石油資源量を表したもので、経済性やその存在の確からしさ等を厳密に考慮していないという点で、「確認埋蔵量」より広い範囲の資源量を表しています。



資料:EIA「World Shale Resource Assessments」(2015年9月)を基に作成

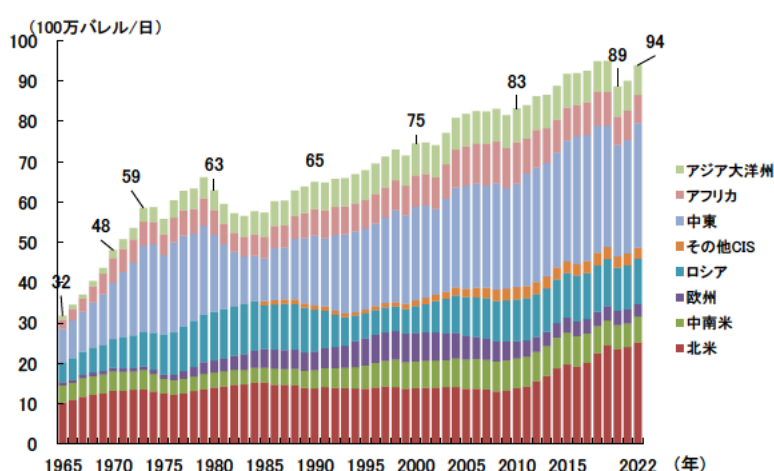
②生産の動向

世界の原油生産は、1973年から2022年にかけて約1.6倍に拡大しました。地域別に見ると、2000年以降、中東や北米等で生産が拡大しました(第222-1-3)。

OPEC産油国(サウジアラビア、イラン、イラク、クウェート、アラブ首長国連邦、ベネズエラ等)の生産は、1970年代までの大幅増産後、高い原油価格を背景とする非OPEC産油国の増産や世界の石油消費の低迷を受け、1980年代前半に減少しましたが、1980年代後半から回復しました。この結果、世界全体の原油生産に占めるOPECのシェアは、1973年の50%から低下し、1980年代半ばには30%を一時割り込んだものの、その後再び上昇し、1990年代以降は40%前後で推移しています。

非OPEC産油国(旧ソビエト連邦諸国(CIS)、米国、メキシコ、カナダ、英国、ノルウェー、中国、マレーシア等)の生産量は、1965年に1,809万バレル/日でしたが、2022年には5,981万バレル/日にまで達しています。近年では、シェールオイル生産の技術革新(シェール革命)により、急速に生産を拡大させている米国の動向が注目されています(第222-1-4)。

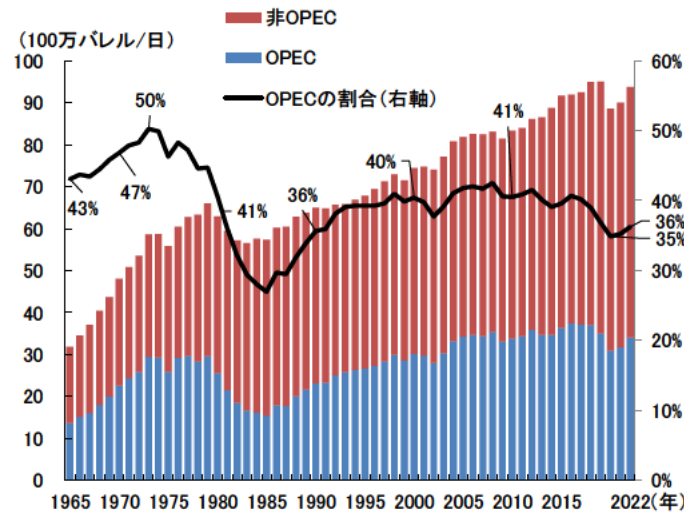
【第222-1-3】世界の原油生産の推移(地域別)



(注) 1984年以前の「ロシア」には、その他旧ソ連邦諸国を含む。

資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

【第222-1-4】世界の原油生産の推移(OPEC・非OPEC別)

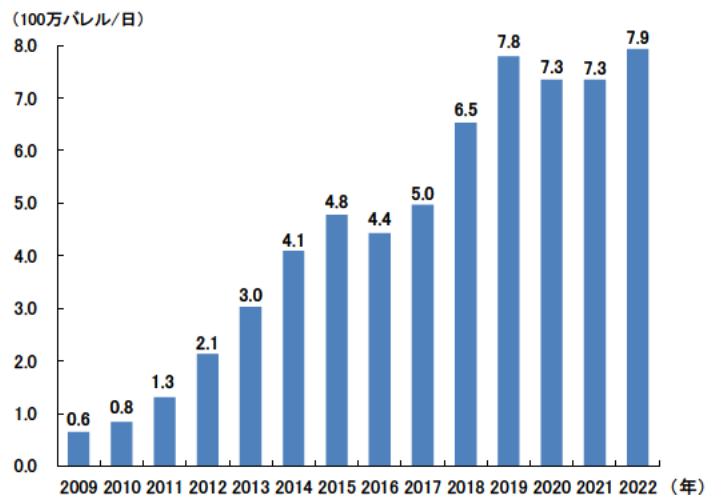


(注) 「非OPEC」には、ロシア等の旧ソ連邦諸国を含む。

資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

米国の原油生産は、シェール革命により急速に拡大しました。原油価格が高水準であった2010年代前半には、毎年50万バレル/日を超える生産拡大が見られました。その後は原油価格の下落に伴い、生産が一時減少しましたが、シェールオイルの開発・生産コストの低下も進んだことで、2010年代後半には再び増加しました。2022年は原油価格の上昇もあり、生産量は過去最高となりました（第222-1-5）。

【第222-1-5】米国のシェールオイル生産の推移



資料:EIA「Tight oil production estimates」を基に作成

2010年代前半のシェールオイルの増産に対して、OPEC産油国は当初、市場シェアの確保を重視して増産で対抗したため、世界では供給過剰の状態が続き、その後の原油価格の低迷を招くことになりました。こうした中、OPEC⁴⁵と非OPEC産油国は、長引く価格低迷を打開するため、2016年11月から12月に開催された第171回OPEC総会及び第1回OPEC・非OPEC閣僚会議で、15年ぶりの協調減産に合意しました。これを契機に、協調減産に参加したOPEC・非OPEC産油国は「OPECプラス⁴⁶」と呼ばれるようになりました。

その後もOPECプラスは、原油価格を一定の範囲内に収めることを目的に、市場環境（原油の需給動向、在庫状況等）にあわせて、参加国間で生産調整を続けました。しかし、世界中で新型コロナ禍の影響が顕著になり始めた2020年3月の第8回

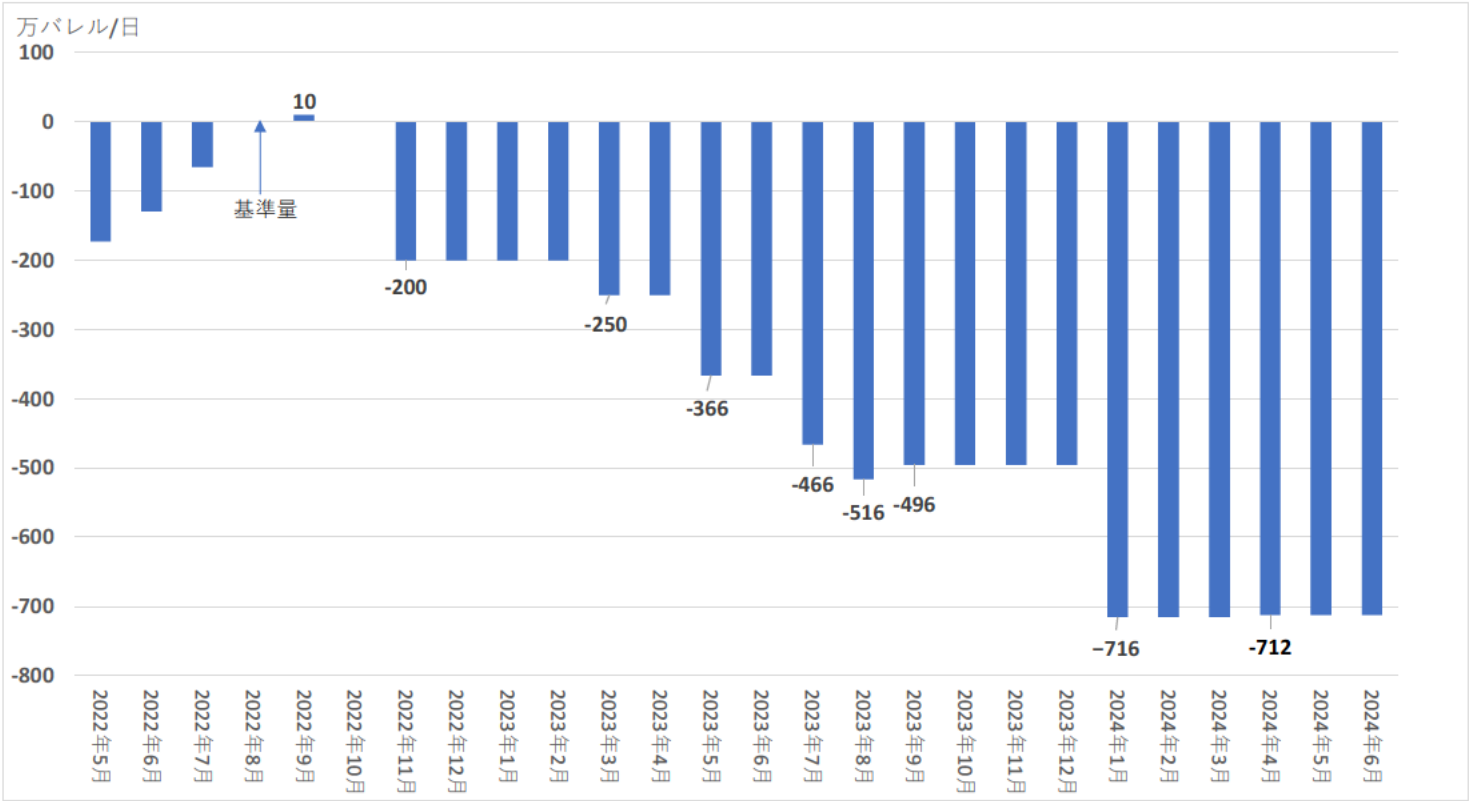
⁴⁵ OPEC加盟国のうち、内戦等の特殊事情により減産状態にあるベネズエラ、リビア、イランは減産の対象外とされました。

⁴⁶ 当初は計25か国でしたが、2019年1月にカタール、2020年1月にエクアドル、2023年12月にアンゴラがOPECを脱退したことにより、2023年12月末時点で計22か国となっています。

OPEC・非OPEC閣僚会議では、協調減産量の拡大について議論されたものの合意に至らず、協調減産は同月末で終了することになりました。直後に、サウジアラビアやアラブ首長国連邦は同年4月からの増産を打ち出したものの、その後の原油価格の急落を受け、4月に再びOPEC・非OPEC閣僚会議が開催されました。そして、二度の会議を経て、新型コロナ禍の影響による原油需要の急減への対応のため、OPECプラスで970万バレル/日という、かつてない規模の減産を行うことで合意しました。

この減産合意は、同年7月末まで維持されましたが、世界経済が徐々に回復傾向にあるとの見方から、OPECプラスはその後、徐々に減産幅を縮小し、2022年8月には減産幅がゼロになりました。その後、同年11月からは世界的な景気減速の懸念により、200万バレル/日の大幅減産で合意しました。その後、サウジアラビアやロシア等の自主減産も加わり、減産幅が拡大しました（第222-1-6）。

【第222-1-6】 OPEC/非OPECの減産目標値の推移



(注) 原則基準量は2022年8月。サウジアラビア、ロシアは11百万/バレルを基準としている。
資料:OPECプレスリリース及びその他報道を基に作成

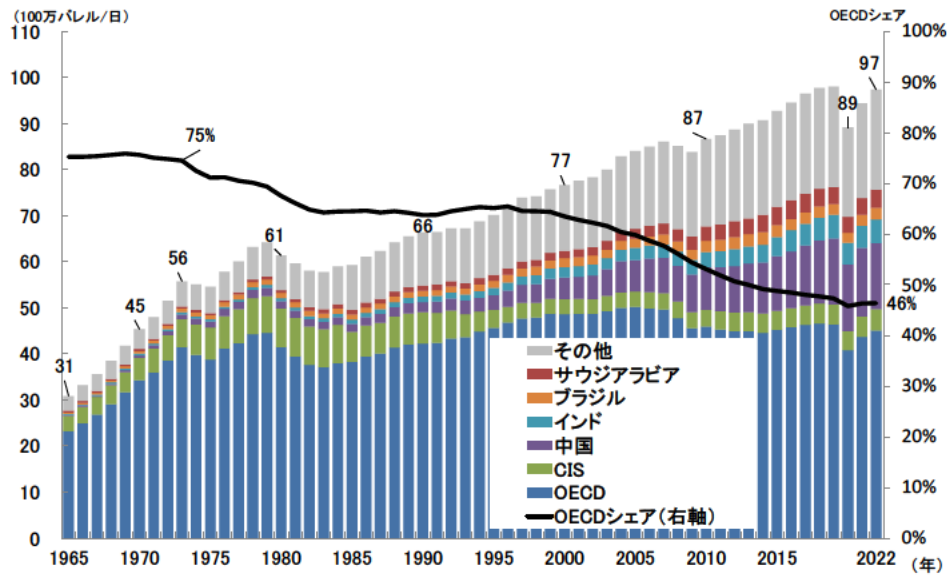
③消費の動向

世界の石油消費は、経済成長とともに増加し、1973年には5,573万バレル/日でしたが、2022年には9,731万バレル/日になりました。

1973年に4,152万バレル/日であったOECD諸国の石油消費は、2022年には4,511バレル/日となりました。1980年代半ば以降、経済成長とともに緩やかに増加しましたが、自動車の燃費改善や世界的な気候変動対策の高まり等を背景に、2005年をピークに減少傾向にあります。

一方、非OECD諸国では石油消費が著しく増加しています。堅調な経済成長に伴い、1973年の1,421万バレル/日から、2022年には5,220万バレル/日となりました。その結果、世界の石油消費に占める非OECD諸国のシェアは、1973年の25%から2022年には54%まで拡大しました（第222-1-7）。

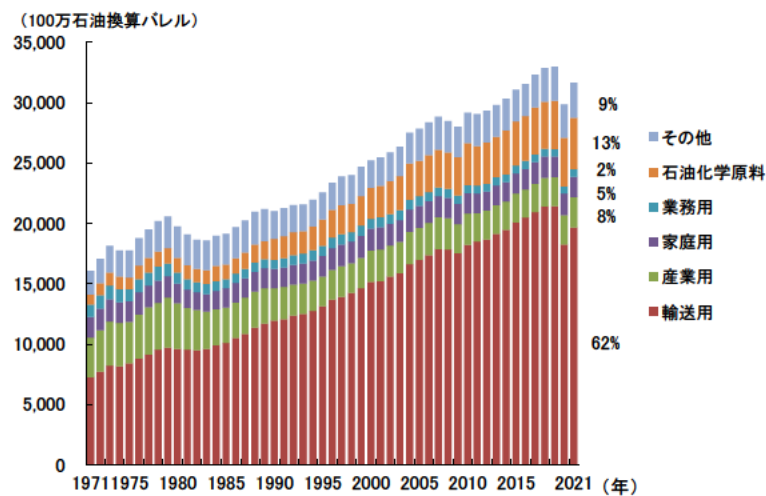
【第222-1-7】 世界の石油消費の推移（地域別）



資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

石油は様々な用途で消費されますが、輸送用としての消費が大きな割合を占めており、2021年における世界の石油消費のうち、62%が輸送用となっています。輸送用の消費は自動車保有台数の増加に伴って増えており、世界の石油消費の増加の主要因となっています。また、石油化学原料用としての消費も堅調に増加しています（第222-1-8）。

【第222-1-8】世界の石油消費の推移（用途別）



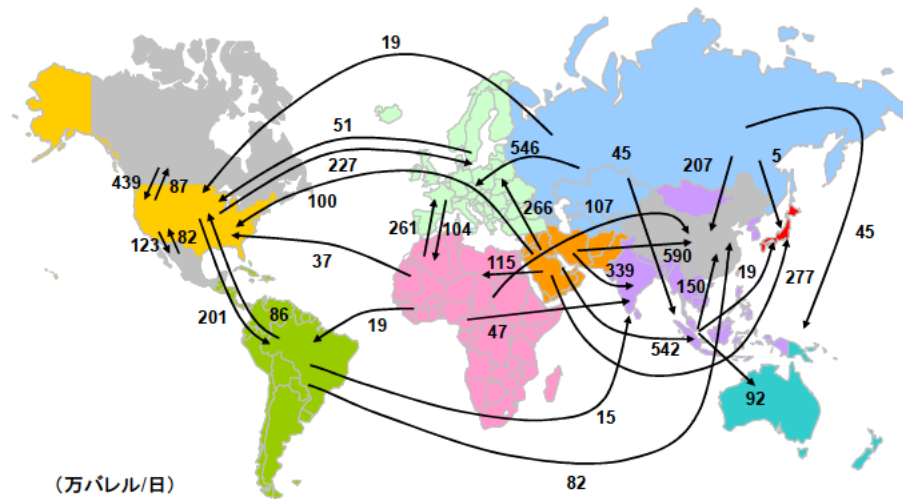
資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

④貿易の動向

世界の石油貿易は、石油消費の増加とともに拡大してきました。2022年の世界全体の石油貿易量は7,028万バレル/日であり、そのうち日米欧による輸入が38%を占めました。

輸出面では、中東からの輸出が2,460万バレル/日と最大のシェアを誇っており、全体の35%を占めました。中東からの輸出のうち74%がアジア大洋州向けであり、中東にとって、アジア大洋州が最大の市場となっています。中東以外には、CIS諸国、北米、西アフリカ、中南米等が主要な輸出地域となっています（第222-1-9）。

【第222-1-9】世界の主な石油貿易（2022年）



(注) 数値は原油及び石油製品の貿易量を表す。

資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基にEnergy Instituteの換算係数を使用して作成

また、石油が輸送される際の安全確保は、エネルギー安全保障上、非常に重要です。海上輸送ルートとして世界的に広く使われる狭い海峡を「チョークポイント」と呼びます。ここでのチョークポイントについては、EIAが示したレポートにあるチョークポイント8か所（ホルムズ海峡、マラッカ海峡、バブ・エル・マンデブ海峡、スエズ運河、トルコ海峡、パナマ運河、デンマーク海峡⁴¹、喜望峯）を使用します。

各国の輸入する原油がこれらのチョークポイントを通過することをリスクと捉え、チョークポイント比率を算出しました。例えば欧州諸国の場合、チョークポイントを通過するのは中東から輸入する原油にほぼ限られるため、チョークポイント比率が比較的低くなります。他方で、日本を含む東アジア諸国の場合、輸入する原油の大半はマラッカ海峡を通過しますが、中東から輸入する原油の大半は、マラッカ海峡に加えてホルムズ海峡も通過することになります。複数のチョークポイントを通過することになるため、東アジア諸国のチョークポイント比率は高くなっています（222-1-10）。

【第222-1-10】チョークポイントリスクの推移（推計）

チョークポイント 比率(%)	2000年代	2015年	2022年
英国	12.7	8.5	4.4
米国	48.3	42.5	25.1
フランス	71.8	65.5	49.2
ドイツ	45.0	58.4	55.9
中国	142.5	149.6	139.6
韓国	163.6	175.8	175.2
日本	177.8	167.7	191.9

(注1) チョークポイントを通過する各国の輸入原油の数量を合計した上で、総輸入量に対する比率をチョークポイント比率として算出している。チョークポイントを複数回通過する場合は、数量を都度計上するため、チョークポイント比率は100%を超えることもある。

(注2) チョークポイント比率が低いほど、チョークポイントを通過せずに輸入できる原油が多いため、リスクが低いという評価になる。

⁴¹ デンマークとスウェーデンの間にある、バルト海と北海を結ぶ海峡の総称のこと（Danish Straits）。



資料:IEA「Oil information 2023 database」、中国輸入統計を基に作成

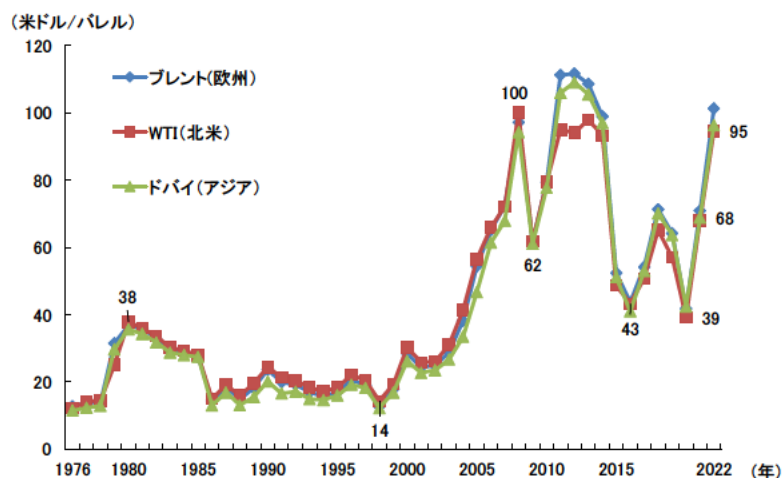
⑤価格の動向

原油価格は、これまで大きな変動を繰り返してきました。2000年代半ば以降、中国等の非OECD諸国において石油需要が急増したことを受けて上昇した原油価格は、2008年に発生した世界金融危機に伴い急落しました。しかしその後は、世界経済の回復やOPEC産油国の減産等により、原油価格は上昇に転じ、2010年代前半は高い水準で推移しました。2014年の夏以降は、米国を筆頭とする非OPEC産油国による生産増加と、これに対抗する形でOPECが市場シェアの確保を重視して増産したこと、そして非OECD諸国の経済成長の減速に伴う石油需要の伸びの鈍化等を受け、原油価格は急落しました。その後は、2017年からのOPECプラスの協調減産の効果もあり、原油価格は回復しました。

しかし2020年に入り、世界中で新型コロナ禍の影響が顕著になる中、徐々にOPECプラスの足並みが揃わなくなり、同年3月末に協調減産体制は終了しました。これに伴い、サウジアラビアやアラブ首長国連邦は、同年4月からの増産を打ち出したものの、新型コロナ禍による移動制限や経済活動の停滞に伴い、世界の原油需要が急減したことで、原油価格は大幅に急落し、同月にはWTI原油で一時マイナス価格⁴⁸を記録しました。これを受け、OPECプラスは再び協議を行い、970万バレル/日というかつてない規模の減産に合意しました。その後、世界経済が徐々に回復傾向にあるとの見方から、同年8月以降、OPECプラスは協調減産幅を段階的に縮小し、同年秋以降には、経済活動が徐々に再開される中で、石油需要が増加するとともに減産の効果も見られ、原油価格は上昇していきました。

その後、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略により、原油価格は同年3月に急上昇しましたが、中国の一部都市におけるロックダウンや消費国の備蓄石油の放出等により下落しました（第222-1-11）。

【第222-1-11】国際原油価格の推移



⁴⁸ 売主がお金を支払い、買主がお金を受取ることを意味します。

（注） 数値はWTIの価格。
資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

(2) ガス体エネルギー

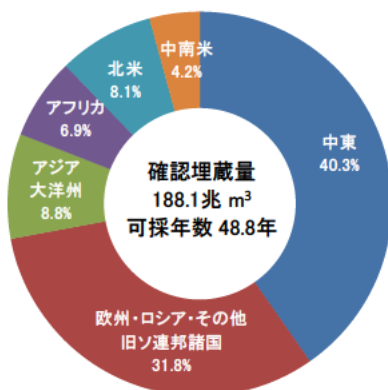
①天然ガス

(ア) 資源の分布

世界の天然ガスの確認埋蔵量は、2020年末で188.1兆 m^3 でした。中東のシェアが40.3%と高く、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国が31.8%で続きます。石油埋蔵量の分布に比べて、天然ガス埋蔵量の地域的な偏りは比較的小さいといえます。また、確認埋蔵量を2020年の生産量で除した天然ガスの可採年数は、2020年末時点で48.8年でした（第222-1-12）。

近年は、シェールガスや炭層メタンガス（以下「CBM」という。）といった非在来型天然ガスの開発が進展しており、特にシェールガスは多くの資源量が見込まれています。2015年のEIAの発表によると、シェールガスの技術的回収可能資源量は、評価対象国の合計で214.4兆 m^3 とされており、在来型天然ガスの確認埋蔵量よりも多いと推計されています。北米以外には、中国やアルゼンチン、アルジェリア等に多くのシェールガス資源が存在すると報告されています（第222-1-2参照）。

【第222-1-12】世界の天然ガス確認埋蔵量（2020年末）

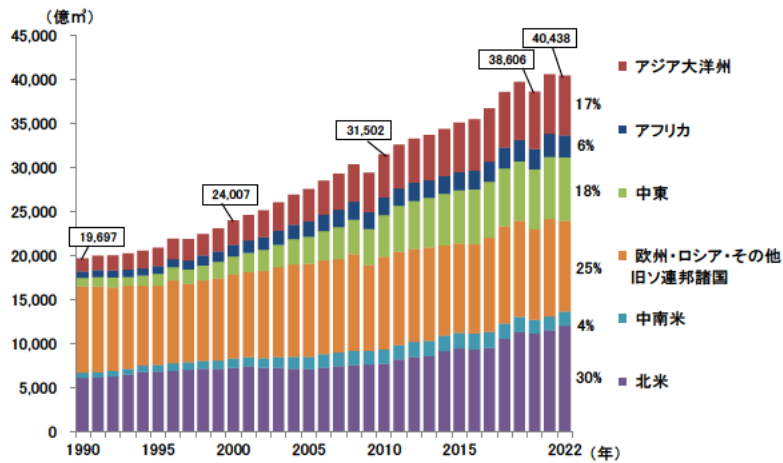


資料：Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成（埋蔵量データは2022年版から更新なし）

(イ) 生産の動向

天然ガスの生産は増加傾向にあり、1990年から2022年にかけて2.1倍となっています。2022年の世界の天然ガスの生産を地域別に見ると、北米が世界全体の30%、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国が25%を占めていることがわかります。シェール革命により生産が増加している米国を中心とした北米、国内の天然ガス需要が急増している中国やLNGプロジェクトの開発が相次いだ豪州を抱えるアジア大洋州、世界最大級の構造的ガス田を有し、石油に依存した経済からの脱却を図る中東で、天然ガスの生産が増加傾向にあります（第222-1-13）。

【第222-1-13】世界の天然ガス生産の推移（地域別）

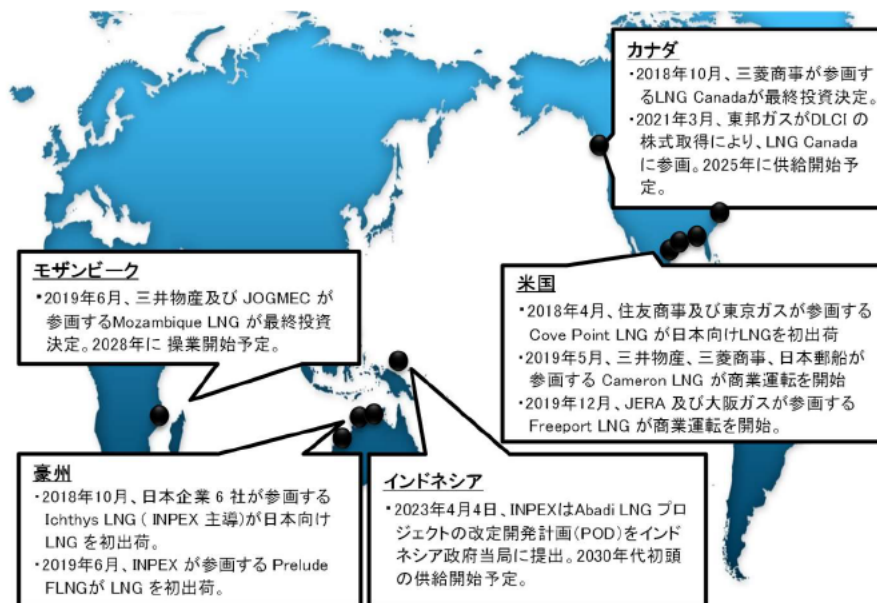


資料: Energy Institute 「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

世界的な天然ガスの需要増加に対応するため、大規模な天然ガスの資源開発が進められています。中でも、豪州や米国での相次ぐ新規LNGプロジェクトの稼働開始により、LNGの供給が増加しています。堅調なLNG需要に対応していくためには、今後も新規プロジェクトへの投資が必要と考えられます（第222-1-14）。

また、脱炭素燃料として注目される水素やアンモニアの原料とする技術等、天然ガスの新たな利用可能性を広げる技術についても研究開発が進展しており、一部では既に商業生産が行われています。

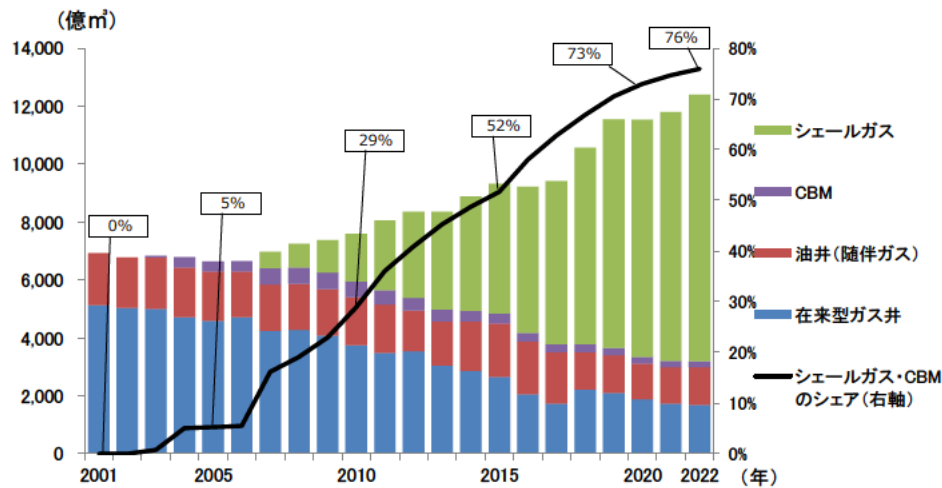
【第222-1-14】日本企業が参画する近年の主要なLNGプロジェクトの例



資料: 各種資料を基に作成

また、世界各地でシェールガスやCBM等の非在来型天然ガスの開発計画が立てられており、特に米国でのシェールガスの増産が顕著です。EIAによると、米国のシェールガス生産は2007年から急増しており、2022年には9,201億m³に達しています（第222-1-15）。

【第222-1-15】 米国の在来型ガス・シェールガス等の生産の推移



(注) 在来型ガスは、ガス層を目指して掘削したガス生産専用井により回収している。

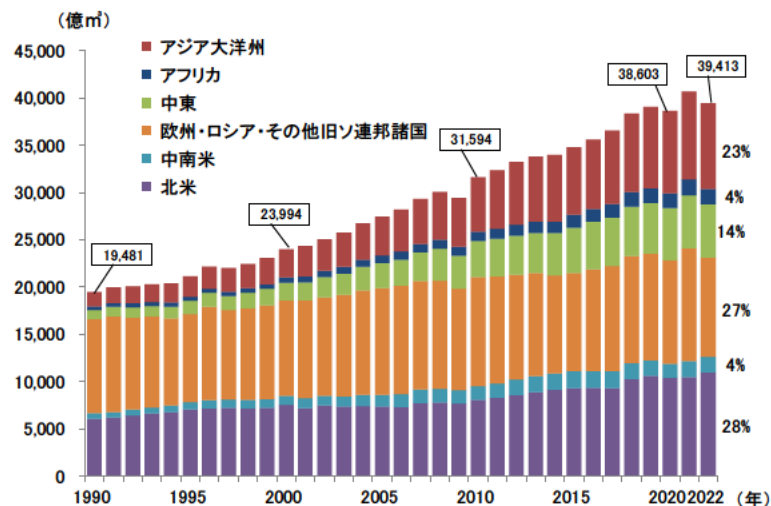
資料: EIA「Natural Gas Data」を基に作成

(ウ) 消費の動向

世界の天然ガス消費は、1990年から2022年にかけて2.0倍に増加しています。天然ガスは、石炭や石油に比べて環境負荷が低いことに加え、コンバインドサイクル発電⁴²等の技術進展等もあり、その利用が拡大してきました。

天然ガス消費の推移を地域別に見ると、北米と欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国における消費が過去から多いことがわかります。その背景として、地域内で豊富に天然ガスが生産されることから、早くから産業用や暖房用等への天然ガスの利用が進んできたことや、パイプライン等のインフラが整備されており、天然ガスを気体のまま大量に輸送して安価に利用できる環境にあること等が挙げられます(第222-1-16)。

【第222-1-16】 世界の天然ガス消費の推移 (地域別)



資料: Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

日本・米国・OECD欧州における、2021年の一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合を見ると、米国は34%、OECD欧州は

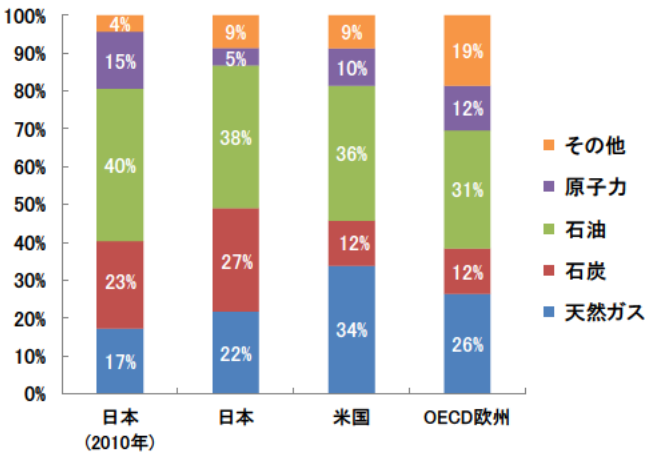
⁴² ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式のこと。

26%となっていることがわかります。日本は22%であり、OECD欧州との差は4%です（第222-1-17）。

しかし、天然ガスの用途を見ると、日本と欧米とは大きな差異があることがわかります。日本では発電用の割合が全体の68%を占めていますが、米国やOECD欧州では、発電用の割合がそれぞれ39%、29%と日本よりも低く、民生・その他用や産業用の割合が高くなっています（第222-1-18）。

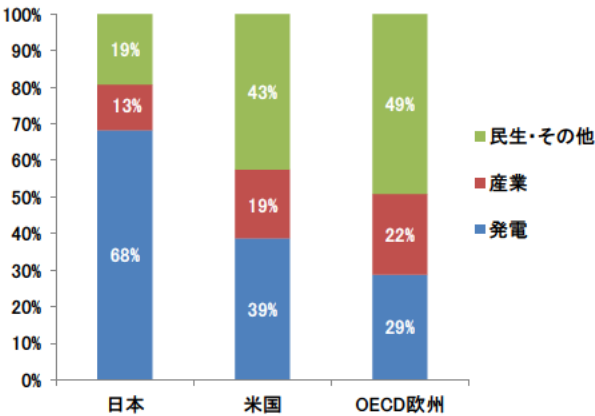
日本では、LNGという形態でしか天然ガスを輸入できなかったため、需要が集積しやすい発電用や、一定規模以上の大手都市ガス会社による利用を中心に導入が進んできました。この結果、天然ガスの需要がある地域にLNG基地が順次立地し、LNG基地からパイプラインが需要に応じて徐々に延伸するという日本特有のインフラ形態となりました。そのため、発電用と比べて需要が地理的に分散している民生用や産業用では、天然ガスの利用が相対的に遅れています。

【第222-1-17】日本・米国・OECD欧州の一次エネルギー構成（2021年）



資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

【第222-1-18】日本・米国・OECD欧州の天然ガス利用状況（2021年）



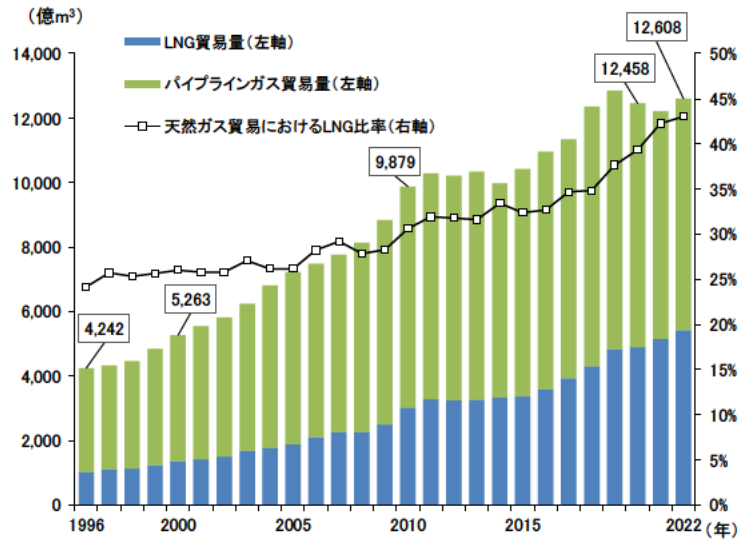
資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

（エ） 貿易の動向

2022年に取引された天然ガスのうち、パイプラインによる取引は57%、LNGによる取引は43%でした。LNGによる取引の割合は年々増加傾向にあります（第222-1-19）。

また、2022年に世界全体で生産された天然ガスの31.2%が生産国では消費されずに、他国へ輸出されました。その割合は、生産量の73.3%が他国に輸出される石油とは大きく異なっています（第222-1-20）。

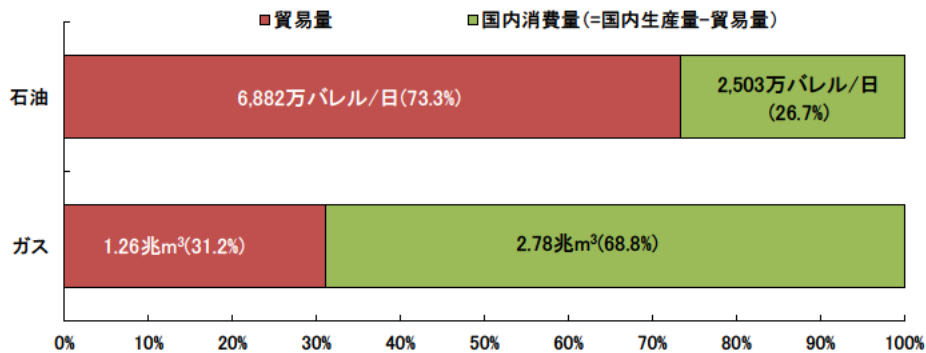
【第222-1-19】世界の天然ガス貿易量の推移（輸送方式別）



（注） 2008年以前のデータには、旧ソ連域内における貿易量を含んでいない。

資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

【第222-1-20】石油・天然ガスの貿易比率（2022年）

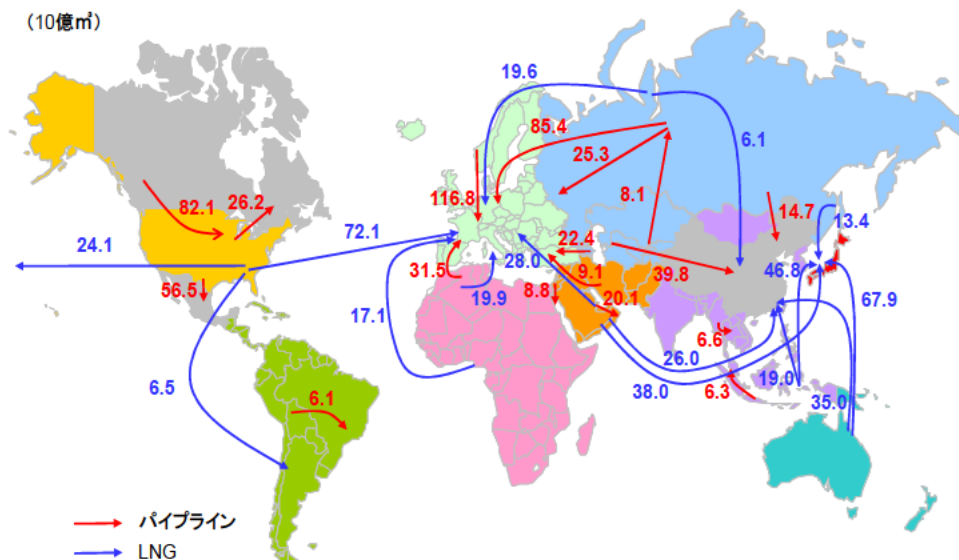


資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

天然ガスの主な輸入地域は、欧州と北東アジアであり、その他は地域内の輸出入が主体でした。2022年の世界の天然ガスの貿易を輸送方式別に見ると、パイプラインによる主な輸出国はノルウェー、ロシア、カナダ等であり、主な輸入国は米国⁵⁰、ドイツ等でした。LNGによる貿易は、アジア向けの輸出が中心となっており、2022年の世界全体のLNGによる貿易の64%はアジア向けでした。なお、日本向けの輸出が世界全体の18%を占めており、世界最大のLNG輸入国でした。LNGの輸出国はカタール、豪州、米国が中心でした（第222-1-22、第222-1-23）。

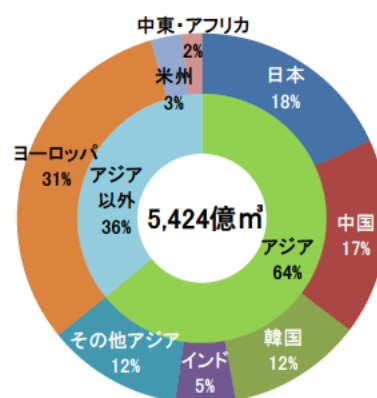
【第222-1-21】世界の主な天然ガス貿易（2022年）

⁵⁰ 米国は世界有数のパイプラインによる天然ガス輸出国でもあります。



資料：Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

【第222-1-22】世界のLNG輸入（2022年）



資料：Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

（オ） 価格の動向

日本向けの天然ガス（LNG）CIF価格⁵¹は、1990年代には3～4ドル/MMBTU（百万BTU）（以下「ドル」という。）、2000年代前半は4～6ドルの水準で推移しましたが、その後は原油価格に連動して上昇し、2014年にかけて高い水準が続きました。2014年時点では16ドルとなっており、米国の天然ガス価格（Henry Hub⁵²スポット価格）や英国の天然ガス価格と比べて割高でした。これは、アジア市場におけるLNGの需給がひっ迫していたことに加え、日本向けのLNG価格は原油価格を参照して決められるものが多く、原油価格の上昇の影響を大きく受けたこと等が原因です。しかし、その後は原油価格の低下及びLNGの需給緩和によって、日本と欧米の価格差は縮小しました。

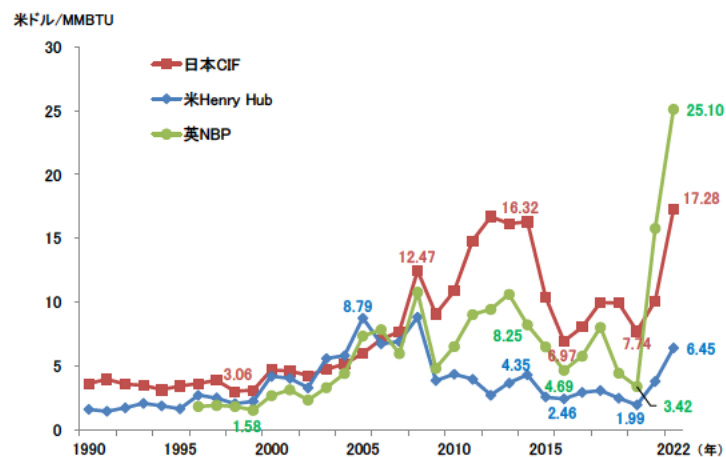
そうした中、ロシアによるウクライナ侵略が発生した2022年2月以降は、地政学的緊張の中で天然ガス価格も不安定な状態が続きました。日本向けのLNG価格は、原油価格に連動する長期契約が7～8割を占めていたこともあり、欧州ほどの急激な変動はなかったものの、原油価格の高い状態が続いたことから、2022年には史上最高値となる17ドルに達しました（第222-1-23）。

なお、2022年の世界のLNG取引全体に対するスポット及び短期取引の占める割合は、35%とされています（第222-1-24）。

【第222-1-23】天然ガス価格指標の推移

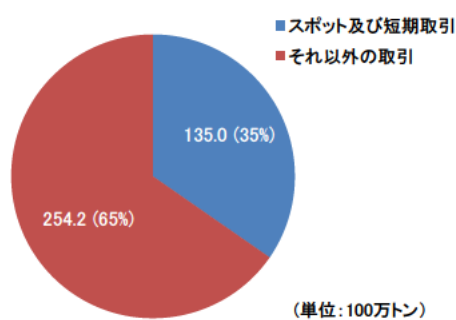
⁵¹ CIF価格：CIFは、Cost, Insurance and Freightの略。積出地での価格に、運賃や船荷保険料を加えた価格。

⁵² 米国国内のガス取引価格の指標となっている、ルイジアナ州にある天然ガスのパイプラインの接続地点（ハブ）の呼び名。ヘンリーハブ価格と日本のLNG輸入価格の比較を行う場合には、天然ガスの液化・気化コストやLNG船での輸送コスト等を考慮する必要があります。



資料:日本CIFは日本エネルギー経済研究所「EDMCデータベース」、その他はEnergy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

【第222-1-24】世界のLNG取引全体に占めるスポット及び短期取引の割合（2022年）



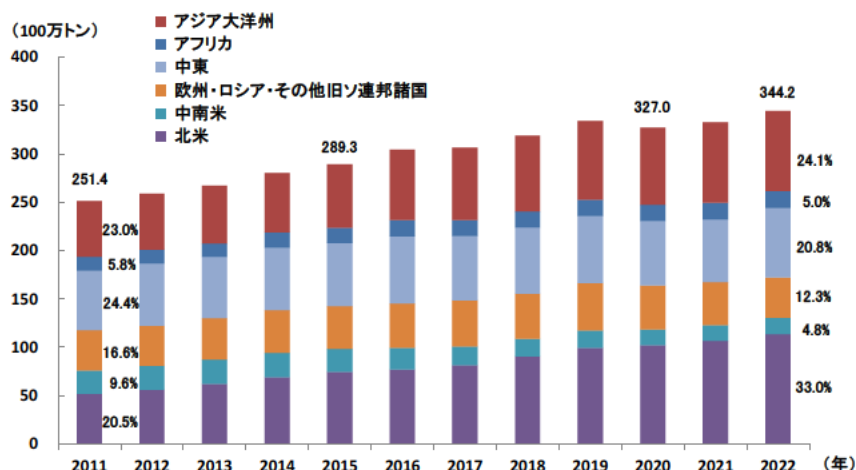
(注) 「スポット取引」は1年未満の取引、「短期取引」は契約期間が4年未満の取引を指す。
資料:GIIGNL「The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2023」を基に作成

②LPガス

(ア) 生産の動向

世界のLPガス生産は、2011年から2022年にかけて年平均2.9%で増加しました。2022年に生産されたLPガスのうち、64%がガス田及び油田の随伴ガスから、36%が製油所から生産されました。また、2022年のLPガス生産を地域別に見ると、シェールガス由来のLPガス生産が増えている北米が最大のシェアを占めました。次いで、アジア大洋州、中東の順となっています（第222-1-25）。

【第222-1-25】世界のLPガス生産の推移（地域別）



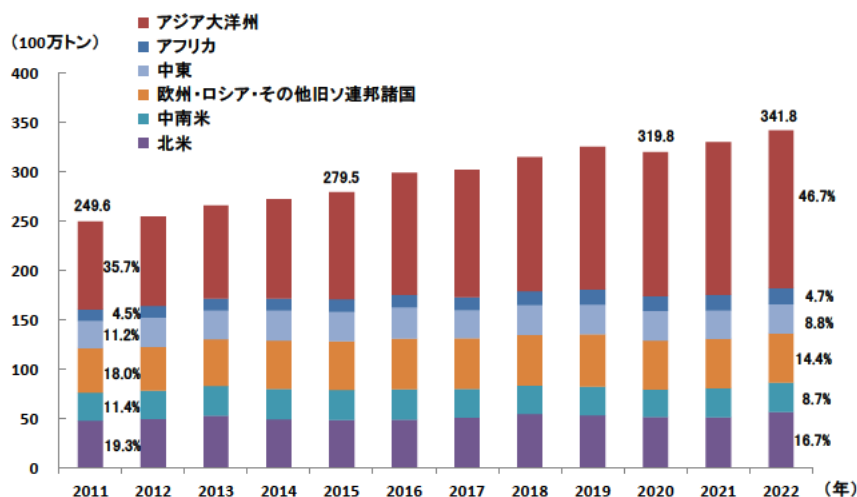
資料:Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2023」を基に作成

(イ) 消費の動向

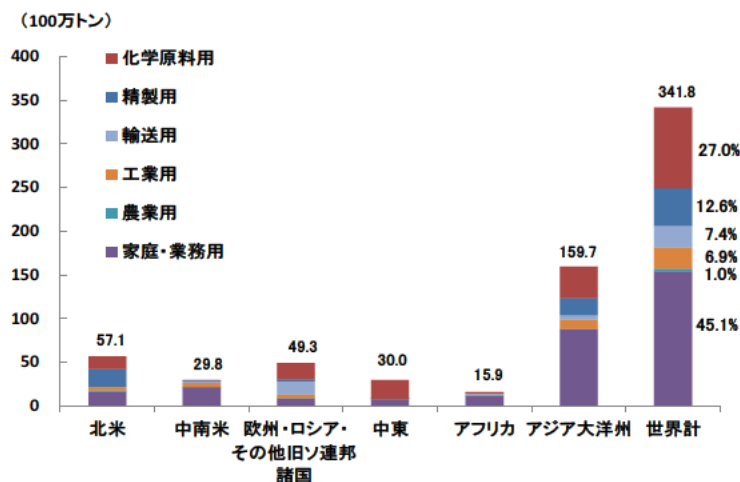
世界のLPガス消費も増加傾向にあります。地域別に見ると、最大消費地域であるアジア大洋州における消費が大きく増加しており、2011年から2022年にかけて1.8倍になりました（第222-1-26）。

2022年の世界のLPガス消費を用途別に見ると、家庭・業務用が45.1%と最も多く、次いで化学原料用、精製用、輸送用、工業用が続きました。なお、LPガスは地域によって主な用途が異なっているという特徴があります（第222-1-27）。

【第222-1-26】世界のLPガス消費の推移（地域別）



【第222-1-27】世界のLPガス用途別消費（2022年）



資料:Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2023」を基に作成

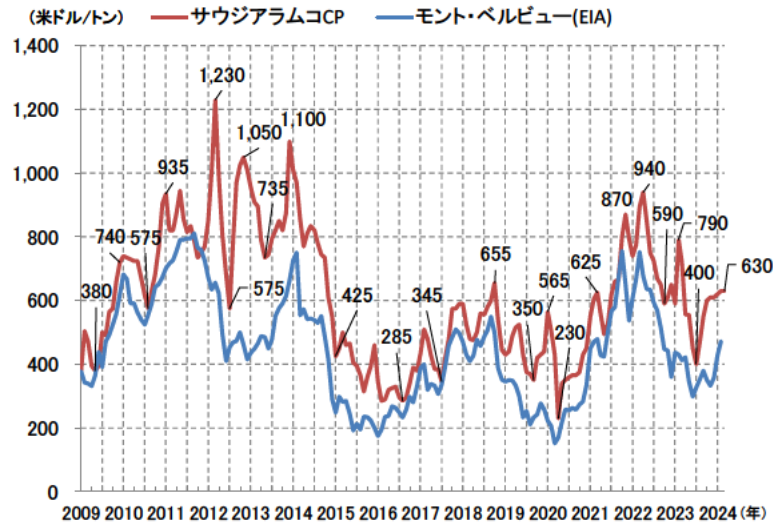
(ウ) 価格の動向

LPガスの価格は、原油価格の動向に大きく影響を受けます。価格形成は、①米州（米国テキサス州のモント・ベルビュー市場を中核にした地域）、②欧州（北海のArgus価格指標（ANSI：Argus North Sea Index）及びアルジェリア・ソナトラック公定価格をベースにした北西欧・地中海等を中核にした地域）、③スエズ以東（サウジアラビア・アラムコの公定契約価格（CP）をベースにした中東・アジア大洋州を中核にした地域）の3つの市場地域に大別されています。各市場地域の価格差を埋めるように裁定取引が行われ、需給調整がなされています。長らく日本のLPガス輸入価格の決定に支配力を持ってきたサウジアラビアの公定契約価格は、スポット市場の値動きが一定程度反映されているものの、基本的にはサウジアラビア側から一方的に通告される価格であり、日本を含む消費国からは、価格決定プロセスの不透明性が指摘されてきました。近年では、米国からのLPガスの輸入が増加していることから、米国のプロパンガス取引価格（モント・ベルビュー市場価格）も、日本のLPガス輸入価格の決定に影響力を持ちつつあります。

サウジアラビア産（サウジアラムコCP）のプロパン価格（FOB価格⁵³）の推移を見ると、2009年1月には380ドル/トン（以下「ドル」という。）となっていたが、その後は原油価格の高騰の影響を受けて上昇し、2012年3月には1,230ドルとなりました。2014年からは価格低下に転じ、2015年以降は概ね300～600ドル前後の水準で推移しました。その後、2022年2月に始まったロシアによるウクライナ侵略の影響で原油価格が上昇したことを受け、同年4月には約8年ぶりの高値である940ドルにまで達しました。以降は、中国・インドのLPガス需要の低迷と世界的な景気後退への懸念等により、価格は下落しましたが、その後、アジアの厳冬と中東からの供給減少の影響等により上昇し、2024年3月時点で630ドルとなっています（第222-1-28）。

【第222-1-28】サウジアラビア産（サウジアラムコCP）、モント・ベルビュー（米国） プロパン価格の推移

⁵³ FOB：Free On Boardの略で、FOB価格とは積地引渡し価格を指します。



(注) 数値はサウジアラムコCPの価格を指す。

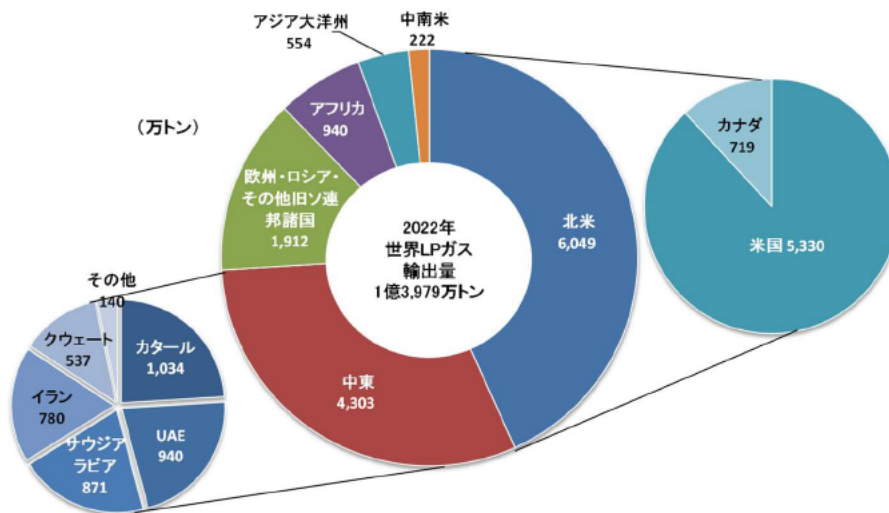
資料: サウジアラムコCPは石油情報センター「LPG価格の動向」、モント・ベルビューはEIA「Mont Belvieu, TX Propane Spot Price」を基に作成

(エ) 貿易の動向

2022年の最大のLPガス輸出地域は北米でした。中でも米国は、世界最大の輸出国となっています。北米に続くのは中東で、カタールやアラブ首長国連邦、サウジアラビア、イラン等の産油国が輸出を行っています(第222-1-29)。

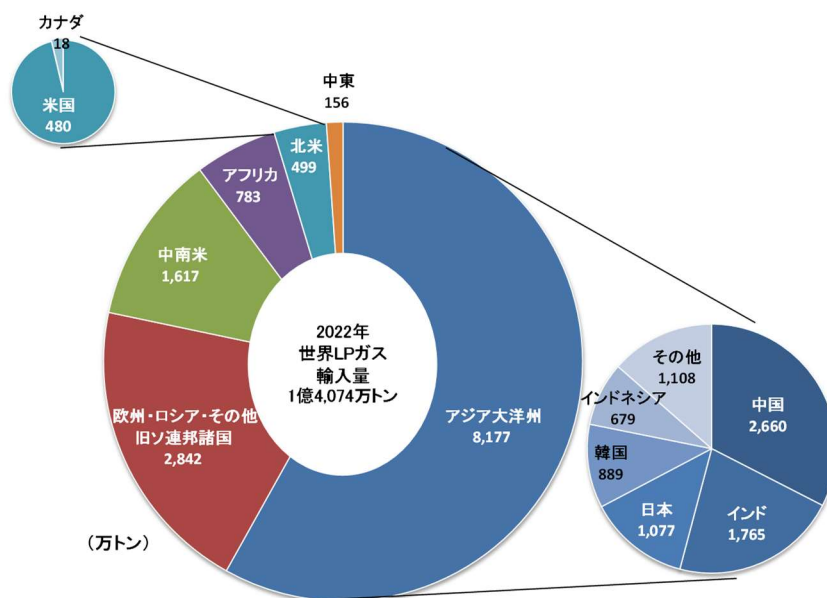
一方、輸入面ではアジア大洋州が最大の輸入地域でした。その中で最大の輸入国は中国で、次いでインド、日本、韓国、インドネシアとなりました。アジア大洋州に続く輸入地域は、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国でした(第222-1-30)。

【第222-1-29】世界のLPガス輸出(2022年)



資料: Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2023」を基に作成

【第222-1-30】世界のLPガス輸入(2022年)



資料:Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2023」を基に作成

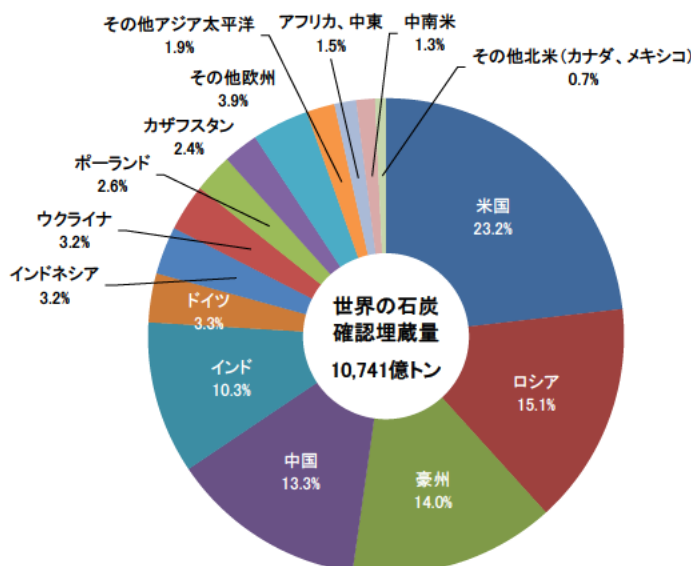
前述のとおり、世界のLPガス市場は大きく3地域（米州、欧州、アジア）に分割されており、かつては基本的に、各地域内で貿易取引が行われていました。しかし、1999年を境に、それまでは供給余剰であったアジア市場が一転して供給不足状態となり、大西洋地域からLPガスが流入するようになりました。近年では、特に米国からアジアや欧州への輸出が増加しています。米国のシェールガス田由来のLPガス生産の増加、2016年のパナマ運河拡張等が大きな要因となっています。

(3) 石炭

①資源の分布

石炭の確認埋蔵量は2020年末時点で10,741億トンであり、これを2020年の石炭生産量で除した可採年数は141年でした。国別には、米国、ロシア、豪州、中国、インド等に多く埋蔵されており、石油や天然ガスと比べて地域的な偏りが少なく、世界に広く賦存しているという特徴があります。炭種別⁵⁴の確認埋蔵量は、瀝青炭と無煙炭が7,536億トン、亜瀝青炭と褐炭が3,205億トンでした（第222-1-31）。

【第222-1-31】世界の石炭確認埋蔵量（2020年末）



資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成（埋蔵量データは2022年版から更新なし）

②生産の動向

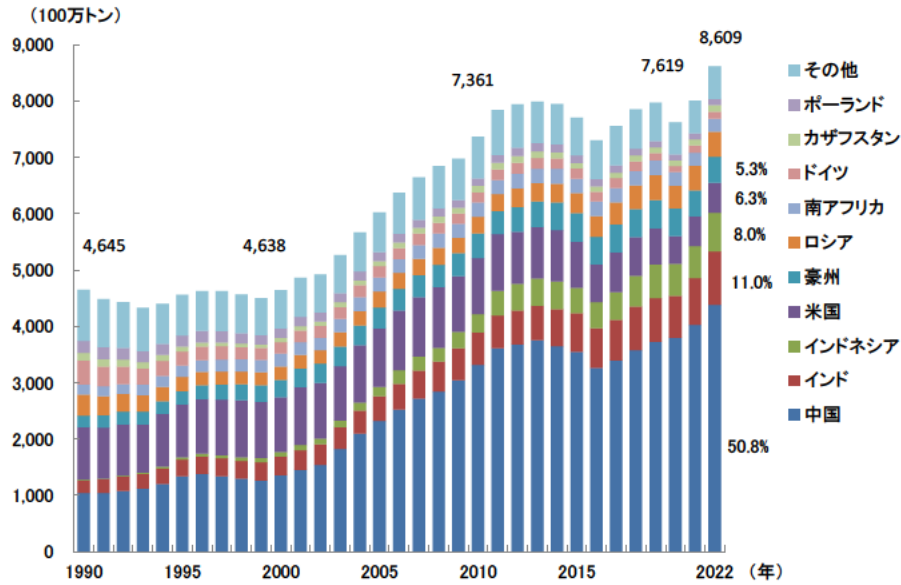
世界の石炭生産は、2000年代に大きく増加しました。2000年の石炭生産は46.4億トンでしたが、2013年には79.8億トンに達しました。その後は、中国を中心とした世界の石炭需要の動向に伴って増減を繰り返し、2022年の生産は過去最高となる86.1億トン（2022年のデータは推計値、以下同じ。）となりました。

2022年の石炭生産を国別に見ると、中国が世界全体の半分以上を占めていることがわかります。次いでインド、インドネシア、米国、豪州が続いており、上位5か国の石炭生産を合計すると、そのシェアは約8割となりました。この5か国について、2010年と2022年を比較すると、石炭生産が減少したのは米国のみであり、他の4か国では増加しました。米国の生産減少は、気候変動対策の高まりに加え、シェールガスの生産増加で天然ガス価格が低下し、ガス火力発電の経済性が向上したことにより、電力分野での石炭消費が減少したこと等が要因と考えられます。

世界の石炭生産の半分以上を占める中国は、2000年代以降、電力分野を中心に急拡大する国内需要に応えるため、生産を大幅に拡大してきました。2010年代半ばには、大気汚染対策等により消費が減少したことで、生産も一時減少しましたが、2017年以降は再び増加に転じています。世界第2位のインドも同様に、国内需要の拡大に伴って、石炭生産が拡大傾向にあります（第222-1-32）。

【第222-1-32】世界の石炭生産の推移（国別）

⁵⁴ 石炭の根源植物が石炭に変質する過程を石炭化作用と呼び、この進行度合いを石炭化度といいます。石炭は、石炭化度によって無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭、褐炭、亜炭、泥炭に分類されますが、日本では無煙炭から褐炭までを一般的に石炭と呼んでいます。

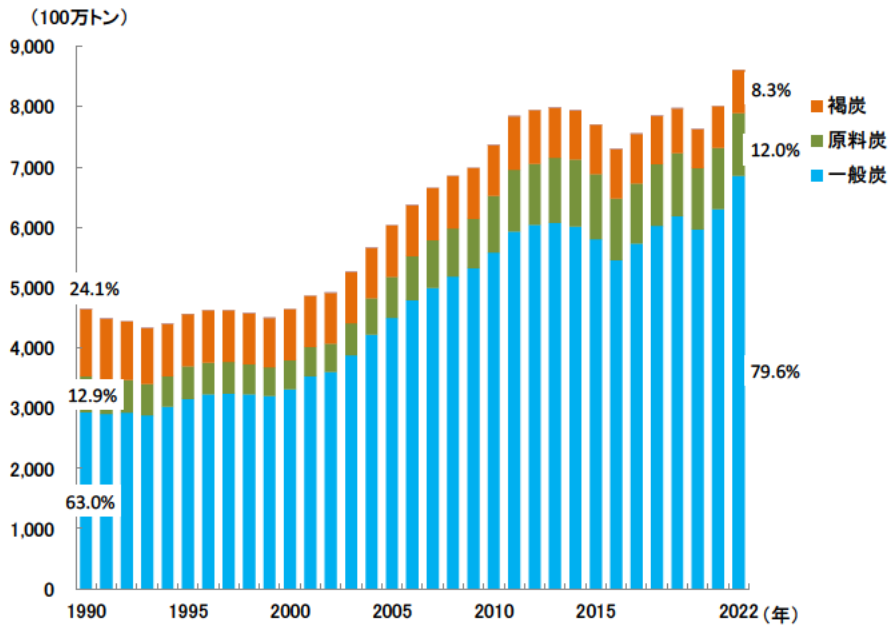


(注) 2022年のデータは推計値。

資料:IEA「Coal Information 2023」を基に作成

炭種別に見ると、2022年の世界全体の石炭生産のうち、79.6%が主に発電用燃料として利用される一般炭となっており、その生産は2000年代に入って急速に増加しました。主にコークス製造に用いられる原料炭も2000年代に入って生産が倍増しており、2022年は石炭生産全体の12.0%を占めました。一方で、熱量が低く、生産地での発電燃料等の用途に限られる褐炭の生産は、近年減少傾向にあります（第222-1-33）。

【第222-1-33】世界の石炭生産の推移（炭種別）



(注) 2022年のデータは推計値。

資料:IEA「Coal Information 2023」を基に作成

③消費の動向

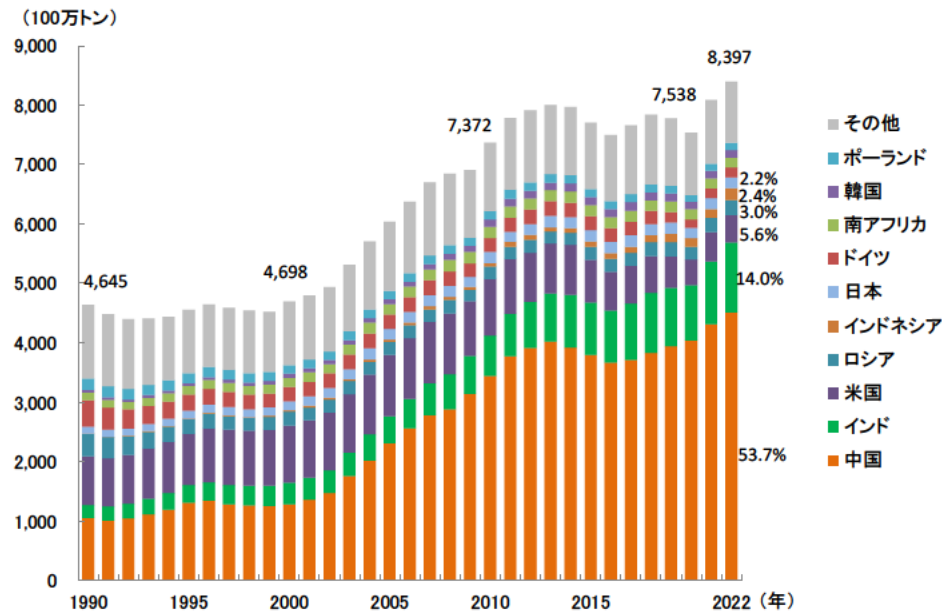
世界の石炭消費は、2000年代に入り、2013年まで中国やインドを中心に増加しました。その後は増減を繰り返しましたが、2022年の石炭消費は過去最高となる84.0億トンとなりました。

2022年の石炭消費を国別に見ると、中国だけで世界全体の半分以上を消費していることがわかります。なお、中国は石炭

生産においても世界全体の半分以上を占めています。中国の石炭消費は、2000年代に入って急激に増加しました。その後、大気汚染対策等を背景に、中国の石炭消費は一時減少しましたが、2017年以降は再び増加に転じています。中国に次いで石炭を消費しているのはインドで、2022年には世界全体の14.0%を消費しました。日本の2022年の石炭消費は世界第6位で、全体に占める割合は2.2%となっています（第222-1-34）。

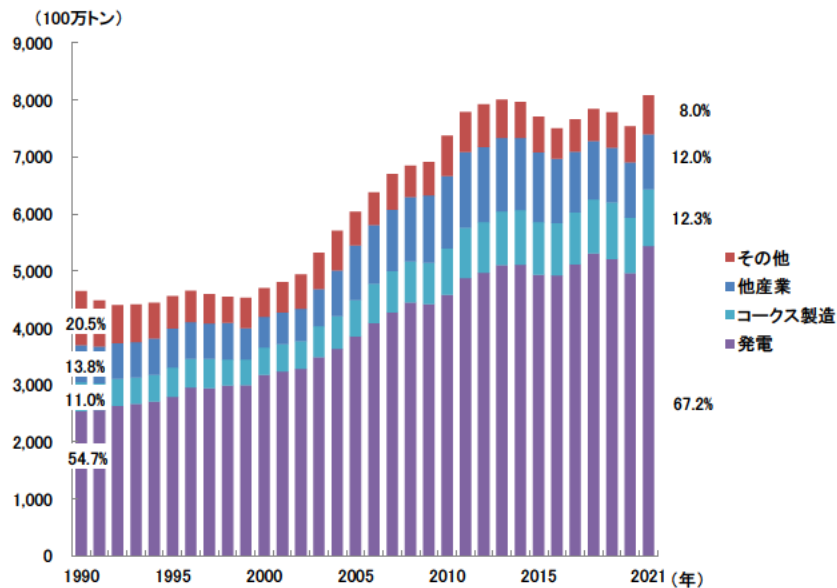
2021年の世界の石炭消費を用途別に見ると、発電用に67.2%、鉄鋼生産に用いるコークス製造用に12.3%、製紙・パルプや窯業等の産業用に12.0%が消費されたことがわかります（第222-1-35）。

【第222-1-34】世界の石炭消費の推移（国別）



（注） 2022年のデータは推計値。
資料:IEA「Coal Information 2023」を基に作成

【第222-1-35】世界の石炭消費の推移（用途別）



（注1） その他には統計誤差を含む。
（注2） 用途別の内訳については2021年のデータが最新。

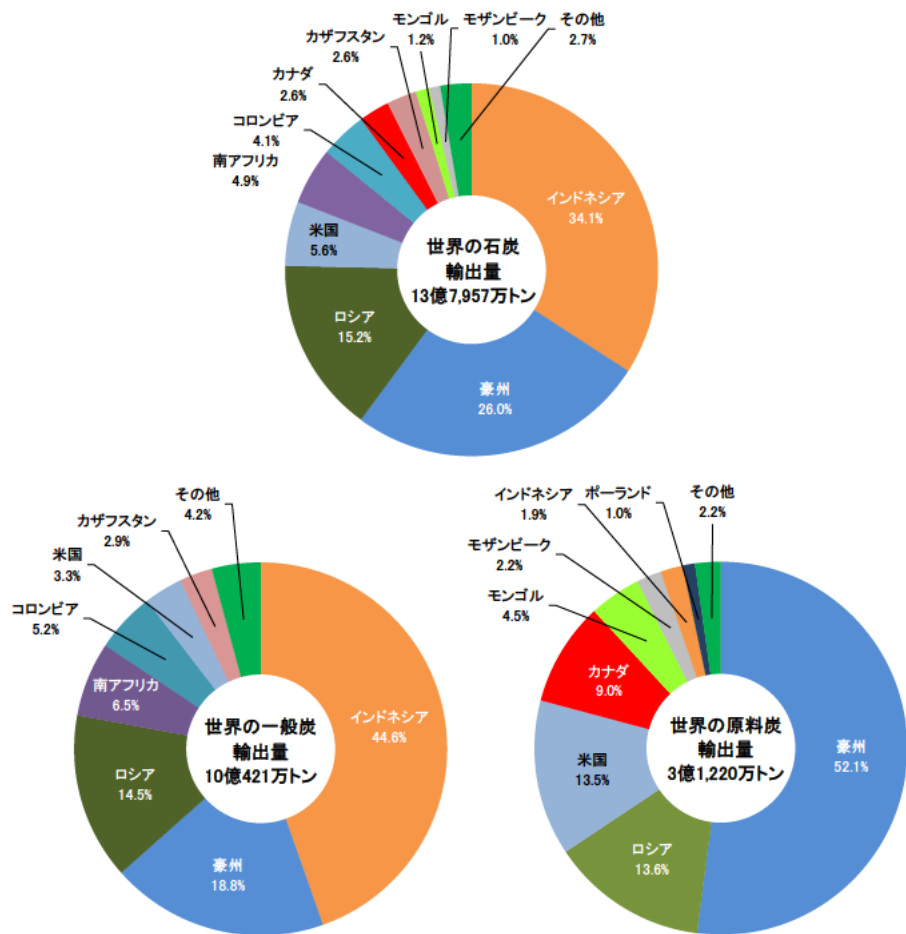
④貿易の動向

2022年の世界最大の石炭輸出国はインドネシアで、世界全体の34.1%を占めました。インドネシアは2011年に豪州を抜き、世界最大の輸出国になりました。第2位の豪州は世界全体の26.0%を占め、次いでロシア、米国、南アフリカが続いています。

インドネシアからの輸出が増加した理由としては、石炭需要が拡大しているインドや東南アジア諸国に加え、中国や韓国等の東アジアにも地理的に近いこと、開発しやすい海岸線沿いや河川沿いに賦存する石炭の開発が進み、発熱量が低い石炭が多いものの、安価に石炭を生産できること等が挙げられます。また、豪州が多くの石炭を輸出している理由としては、アジア市場に近いこと、高品質の石炭が豊富に賦存していること、石炭の生産地が海岸近くにあることから開発が進み、鉄道や石炭ターミナル等の輸送インフラが他国よりも早くから整備されたこと等が挙げられます。

炭種別に見ると、2022年の一般炭の輸出は10.0億トン、原料炭の輸出は3.1億トンと報告されています。国別に見ると、一般炭の最大の輸出国はインドネシアで、次いで豪州、ロシア、南アフリカ、コロンビアが続きました。原料炭の最大の輸出国は豪州で、次いでロシア、米国、カナダ、モンゴルとなりました（第222-1-36）。

【第222-1-36】世界の石炭輸出（2022年）

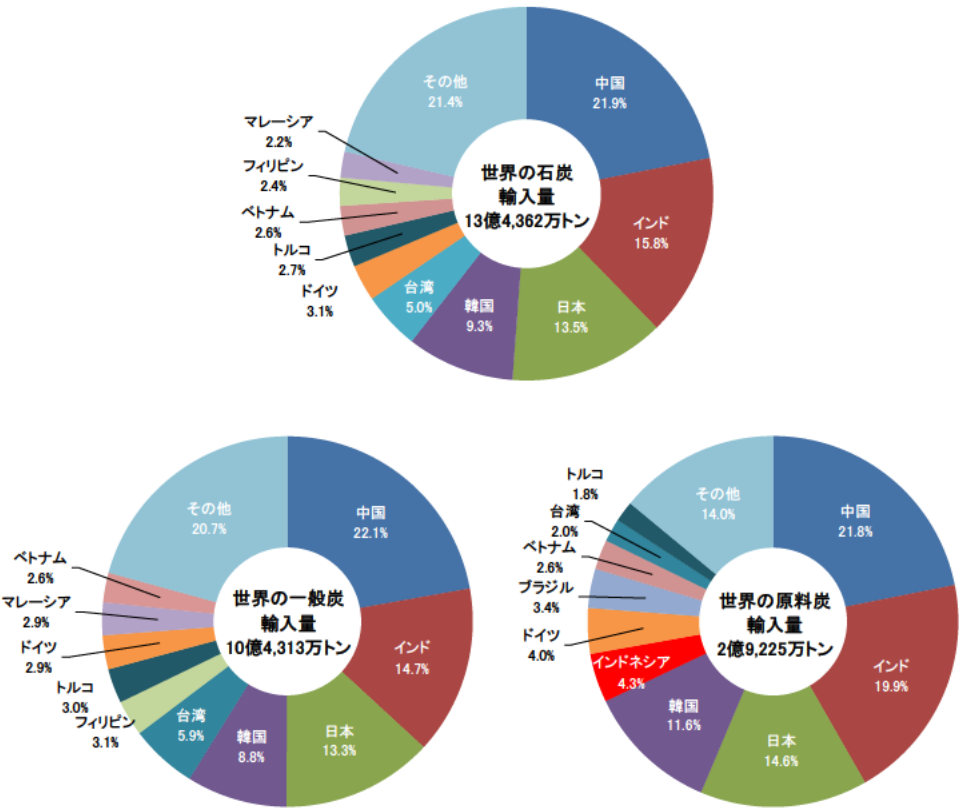


(注1) データは推計値。
(注2) 各国・地域の輸出量を積み上げたもので、第222-1-37の輸入量合計と一致しない。
資料:IEA「Coal Information 2023」を基に作成

輸入側について確認すると、2022年の世界最大の石炭輸入国は中国となっており、そのシェアは21.9%でした。次いでインド、日本、韓国、台湾となっており、アジア勢が続いています。長らく世界最大の石炭輸入国は日本でしたが、2011年に中国が日本を抜いて最大の輸入国になりました。中国やインド等のアジア諸国では、電力需要の増加に伴って石炭火力発電所での石炭消費が増加しており、石炭輸入も増えています。

炭種別に2022年の輸入国を見ると、一般炭は中国が最大の輸入国で、その後はインド、日本、韓国、台湾と続きました。原料炭も中国が最大の輸入国で、次いでインド、日本、韓国、インドネシアの順となりました（第222-1-37）。

【第222-1-37】世界の石炭輸入（2022年）



（注1） データは推計値。
（注2） 各国・地域の輸入量を積み上げたもので、第222-1-36の輸出量合計と一致しない。
資料:IEA「Coal Information 2023」を基に作成

2022年における世界の主な石炭貿易フロー（褐炭を除く）を見ると、石炭貿易の流れは、中国、インド及び日本等を中心とするアジア市場と欧州市場に大きく分かれていることがわかります。アジア市場は中国、インド、東南アジア諸国等の需要増加により拡大傾向にありますが、欧州市場は気候変動対策（脱石炭）により縮小傾向にあります。しかし、2022年はロシアからの天然ガスの輸入が減少した影響等により、欧州市場の石炭輸入は前年比で増加（OECD欧州計で前年比約23百万トン増加）しました（第222-1-38）。

【第222-1-38】世界の主な石炭貿易（2022年見込み）



(注) 2022年までのデータは確定値。
資料:財務省「日本貿易統計」を基に作成

日本の石炭輸入価格に影響を与える国際市場価格も、近年は大きく変動しています。豪州一般炭のスポット価格（豪州のニューキャッスル港出し一般炭価格（月平均））は、2016年初頭に50ドルを割り込みましたが、その後は上昇し、同年末頃には一時100ドル超まで高騰しました。中国の石炭需要が増加に転じると同時に、中国政府が国内の石炭生産を政策的に抑制したこと等により中国国内の石炭需給がタイトになり、中国による輸入が増加したことに加え、輸出国において、長引く価格低迷により不採算炭鉱の閉山や休山が進んでいたこと等が高騰の要因として挙げられます。その後、中国の生産調整の緩和等により、価格は一時低下しましたが、インドの輸入増加等もあり、2018年には一時120ドル付近まで上昇しました。その後は、主要な需要国での輸入が停滞したことから、価格は下落しました。2020年には、新型コロナ禍による石炭需要の落ち込みから、同年8月には50ドル付近まで価格が下落しました。その後は、需要回復に伴って価格も持ち直し、2021年に入ってから上昇しました。2022年1月には、需要期の冬期であることに加えて、インドネシアが国内の発電用石炭の不足を受けて、石炭輸出を一時禁止したことも重なり、価格は200ドル近くまで上昇していました。そうした中、同年2月にロシアがウクライナに侵略したことで、同年4月にはEUと日本がロシア炭の禁輸を発表し、加えて同年7月には豪州・ニューサウスウェールズ州での大雨の影響もあり、同年9月には価格が430ドルを上回るまでに急騰しました。その後は下落し、2023年12月時点では142ドルとなっています。

また、豪州高品位原料炭の輸出価格（四半期平均価格）も、概ね一般炭と同様の理由により大きく変動しています。2016年第1四半期には80ドルを割り込んでいましたが、一般炭と同様の要因により、同年第4四半期には200ドル近くまで上昇しました。その後は、2019年第3四半期にかけて、価格は170～200ドル付近の水準で推移しました。その後、中国等の需要国の輸入が停滞したことで価格は下落し、さらに新型コロナ禍の影響も重なって、2020年第3四半期には100ドル付近まで下落しました。2021年に入り、中国国内の市場動向等の影響で原料炭価格は上昇し、同年第4四半期には300ドル以上にまで急騰しました。そうした中、2022年2月にロシアによるウクライナ侵略が発生したことによって価格はさらに上昇し、同年第2四半期には450ドル近い価格となりました。その後の価格は下落基調となり、2023年第4四半期では256ドルとなっています（第222-1-40）。

【第222-1-40】豪州一般炭・高品位原料炭価格の推移



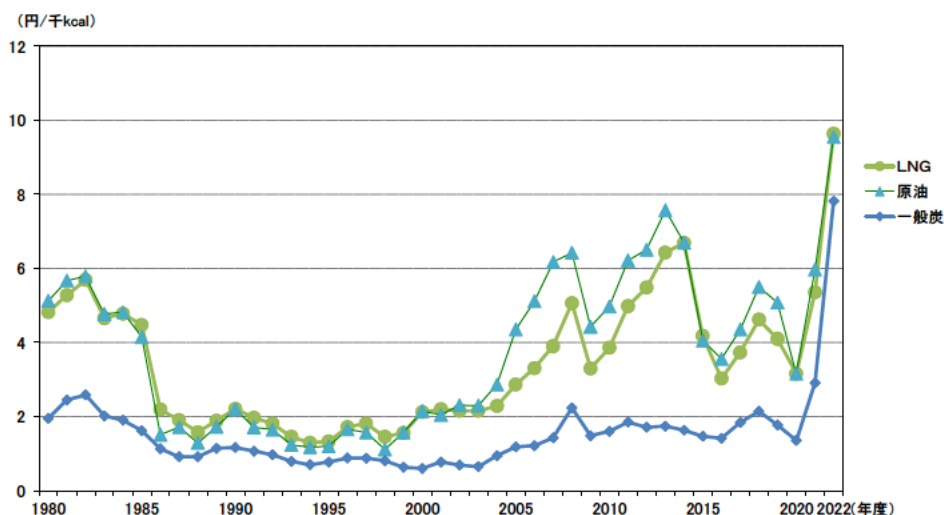
(注1) 豪州一般炭スポット価格：World Bankが公表する豪州ニューキャッスル港出し一般炭スポットFOB価格（月平均）。

(注2) 豪州高品位原料炭輸出価格：豪州DISRが公表する豪州高品位原料炭輸出FOB価格（四半期平均）。

資料：World Bank及び豪州DISR「Resources and Energy Quarterly」を基に作成

なお、石炭（一般炭）と他の化石エネルギー（原油、LNG）を、同一の発熱量（1,000kcal）当たりのCIF価格で比較すると、石炭の価格は他の化石エネルギーよりも低廉であることがわかります。1980年代前半の石炭は、高い価格優位性を有していましたが、1986年度以降は原油やLNGの価格が低下したことから、その価格差が縮小しました。2004年度以降、原油やLNGの価格は急激な変動を繰り返しましたが、発熱量当たりのCIF価格を見ると、石炭の価格変動幅は比較的小さく、また他の化石エネルギーに対する価格優位性も維持してきました。しかし、2021年度以降は石炭の価格変動幅も大きくなっています（第222-1-41）。

【第222-1-41】化石エネルギーの単位熱量当たりCIF価格の推移



資料：日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

2. 非化石エネルギーの動向

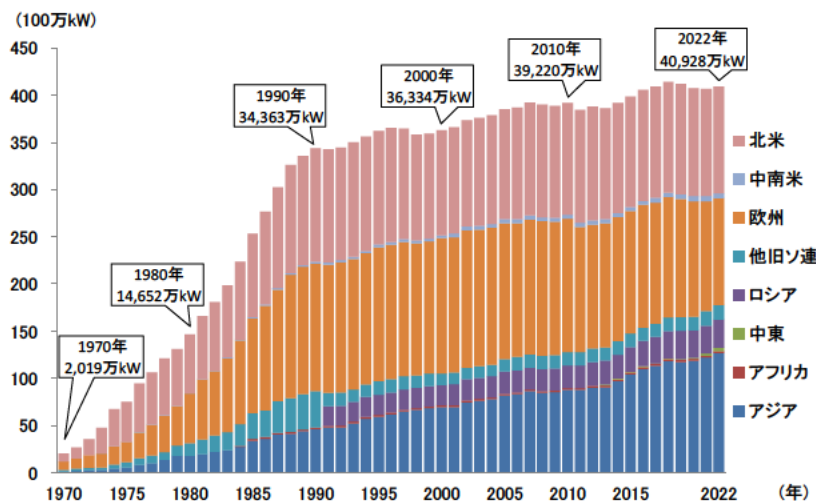
(1) 原子力

①世界の原子力発電の推移

1951年に世界初の原子力発電が米国で開始されて以来、二度のオイルショックを契機に、世界各国で原子力発電の開発が積極的に進められてきましたが、1980年代後半以降は原子力発電設備容量の伸びが緩やかになりました。しかし、エネルギー需要の増加が著しいアジアでは、近年に至るまで原子力発電設備容量が増加しています（第222-2-1）。

また、エネルギー需要が急増している新興国を中心に、原子力発電所の新規導入や増設の検討が進められています。

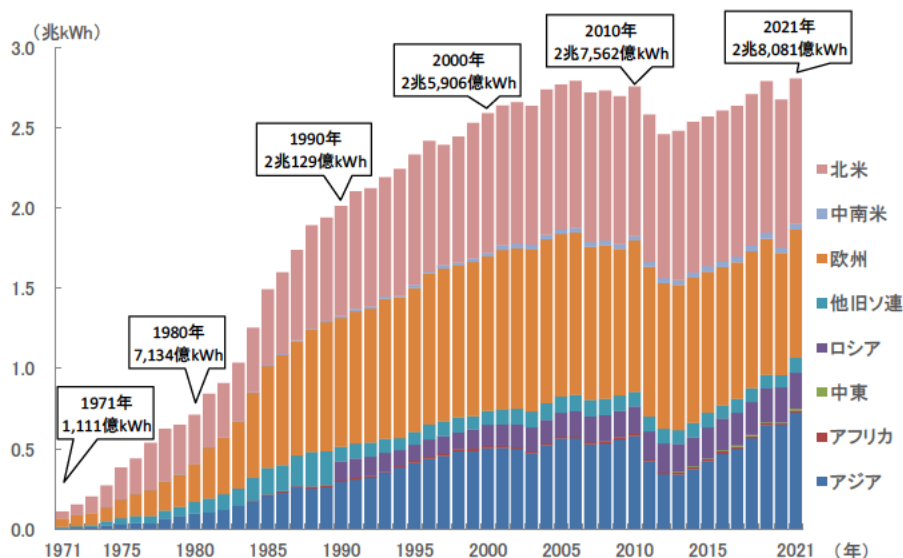
【第222-2-1】世界の運転中の原子力発電設備容量の推移（地域別）



資料: 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2023年版」を基に作成

世界の原子力発電電力量は、原子力発電の開発に伴い、2000年代にかけて増加傾向でしたが、2011年3月に発生した東京電力福島第一原子力発電所事故を受けて日本の原子力発電電力量が減ったため、2010年代前半に減少しました。その後、2014年からは再び増加傾向に転じています（第222-2-2）。

【第222-2-2】世界の原子力発電電力量の推移（地域別）

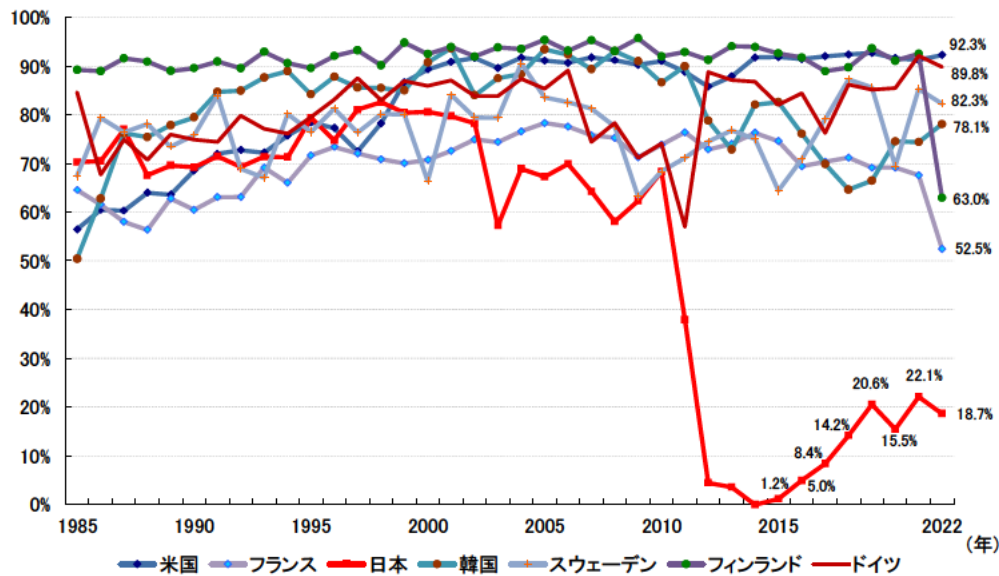


資料: IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

欧米では、原子力発電所の新規建設が少ないものの、出力増強や設備利用率の向上に取り組んできました。設備利用率の推移を見ると、例えば米国では、1979年のスリーマイル島事故後の自主的な安全性向上の取組によって、官民による設備利用率向上を進めた結果、近年の設備利用率は約9割で推移しています。日本では、2011年の東日本大震災後、原子力発電所は長期稼働停止することとなりました。その後、2015年8月に新規規制基準の施行後初めて再稼働した九州電力川内原子力発電所

1号機をはじめ、2024年3月までに計12基が再稼働したものの、設備利用率は低いままです（第222-2-3）。

【第222-2-3】主要原子力発電国における設備利用率の推移



資料:IAEA「Power Reactor Information System (PRIS)」を基に作成

②各国の原子力発電の現状

ここでは、各国・地域の原子力発電を巡る状況について概観します（第222-2-4）。

【第222-2-4】各国・地域の現状一覧

国・地域名 (発電能力順)	基数	発電能力 [万kW]	発電量 [TWh]	設備利用 率[%]	発電電力量 構成比率 [%]
米国	92	9,842	804	92	18
フランス	56	6,404	295	53	63
中国	53	5,560	418	87	5
日本	33	3,308	56	19	6
ロシア	34	2,951	-	86	-
韓国	25	2,482	176	78	28
カナダ	19	1,451	87	69	13
ウクライナ	15	1,382	-	-	-
スペイン	7	740	59	90	20
スウェーデン	6	707	52	82	30
インド	22	678	46	80	3
英国	9	653	48	73	15
ベルギー	6	517	44	80	47
ドイツ	3	429	35	90	6
チェコ	6	421	31	85	37

(注1) 「基数」・「発電能力」は2023年1月1日時点のデータ。「発電量」・「設備利用率」・「発電電力量構成比率」は2022年のデータ。

(注2) 「-」はデータなし。

資料:基数・発電能力は日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2023年版」、発電量・発電電力量構成比率はIEA「World Energy Balances 2023 Edition」、設備利用率はIAEA「Power Reactor Information System (PRIS)」を基に作成

(ア) 米国

米国は、原子力発電の規模が世界一であり、設備利用率も高い状況となっています。2024年3月時点で、84基の原子力発電所について、運転期間（認可）の60年への延長が認められており、さらに5基が審査中、1基が延長を申請予定となっています。また、2017年7月には、原子力規制委員会（以下「NRC」という。）が80年運転に向けたガイダンスを確定しており、これにより、認可を受けた原子力発電所においては80年運転が可能となっています。これまでに、20基が80年運転に向けた2回目の運転期間の延長を申請しており、NRCはこのうち、ターキーポイント3、4号機、ピーチボトム2、3号機、サリー1、2号機

に対して運転期間延長の認可を発給しました。

また、2005年8月に成立した、原子力発電所の新規建設を支援するプログラムを含む「2005年エネルギー政策法」に基づき、建設遅延に対する補償、発電量に応じた一定の税額控除、政府による融資保証制度が整備されました。こうしたインセンティブの導入を踏まえ、2007年以降、原子力発電所の新規建設に向けて、計19件の建設・運転一体認可申請がNRCに提出されました（2024年3月時点で認可8件、審査一時停止2件、申請取下げ8件、申請却下1件）。

東京電力福島第一原子力発電所事故直後の2011年3月14日、米国のエネルギー省（以下「DOE」という。）は、前月に発表した原子力発電所の新設支援のための融資保証枠は変更しないと発表し、原子力政策の維持を表明しました。その後、2013年には、ボーグル3、4号機の建設が開始されました。これは、米国内で約35年ぶりとなる原子力発電所の新規着工でした。原子力発電を重視する姿勢は、2017年1月のトランプ大統領の就任後も変わりなく、同年9月には、建設費用の増加が見込まれるボーグル3、4号機に対し、DOEが建設継続のために追加融資保証の適用を提案しました。また、2021年1月に発足したバイデン政権も、気候変動対策の観点から原子力を重視する方針を示しています。その後、当初予定よりも大幅に遅延したものの、2023年7月にボーグル3号機が営業運転を開始しました。

他方で、米国内ではシェールガスの開発が進み、天然ガスの価格が下落していることもあり、経済性の観点から、原子力発電所の閉鎖も発表されています。2014年から2023年までの10年間では、計9基が閉鎖されました。新設についても、費用の大幅な増加に伴い、ボーグル3、4号機及びV. C. サマー2、3号機の建設工事を請け負うウエスチングハウス社の米国連邦倒産法に基づく再生手続の申立て（2017年3月）を受け、同年7月にV. C. サマー発電所の建設中止が決定されました。

原子力発電所の閉鎖が相次ぐ状況に鑑み、温室効果ガスの削減や雇用等の地元経済への影響の観点から、複数の州で原子力発電所の運転継続を支援する制度が導入されています。2016年8月にはニューヨーク州で、原子力発電所に対する補助金プログラムを盛り込んだ包括的な地球温暖化防止策である「クリーン・エネルギー基準」が承認され、同年12月にはイリノイ州で、州内の原子力発電所に対する財政支援措置を盛り込んだ法律が成立しました。その後も、2017年10月にはコネチカット州で、2018年5月にはニュージャージー州で、2019年7月にはオハイオ州で、それぞれ同様の法律が成立しています。2021年9月には、イリノイ州で新たな低炭素電源支援法が成立したことにより、経済的な問題から閉鎖が予告されていたパイロン1、2号機とドレスデン2、3号機の運転が継続されることとなりました。2022年9月にはカリフォルニア州で、閉鎖が決定されていたディアブロキャニオン1、2号機の運転期間延長を支援する法律が成立しました。

また米国では、DOEが2015年より実施している「原子力の技術革新を加速するゲートウェイプログラム」や、2020年5月に立ち上げられた「革新炉実証プログラム（ARDP）」を中心に、政府が革新炉の開発支援を積極的に行っています。米国議会でも、革新炉開発を促進するための立法活動が進められており、2018年9月には「原子力イノベーション能力法」が、2019年1月には「原子力イノベーション改新法」が成立しました。2021年11月に成立した「インフラ雇用投資法」では、革新炉実証プログラムへの予算支援の承認とともに、経済的に困難な既設炉へのクレジット付与が盛り込まれ、2022年8月に成立した「インフレ削減法」では、既設炉及び新規革新炉に対する生産税額控除及び新規革新炉に対する投資税額控除が盛り込まれました。

（イ）欧州

（i）英国

英国は、2007年7月に、新しいエネルギー白書を発表し、この中で原子力発電所の新規建設に向けた政策支援を行う方針を表明しました。2011年7月には、英国下院において、8か所の新設候補サイトが示された原子力に関する国家政策声明書が承認されました。2013年12月に成立した「エネルギー法」では、原子力発電への適用を含んだ差額決済方式を用いた低炭素発電電力の固定価格買取制度（FIT-CfD⁵⁵）を実施することが規定されました。このFIT-CfDは、ヒンクリー・ポイントC発電所の新設計画に適用されることとなりました。また、2015年10月には、フランス電力（以下「EDF」という。）と中国広核集団有限公司（以下「CGN」という。）との間で、ヒンクリー・ポイントC発電所の新設計画に対して、EDFが66.5%、CGNが33.5%を出資することで合意に至ったと発表され、2017年3月には、原子炉建屋外施設へのコンクリート打設が開始されました。また、EDFは2018年11月に、サイズウェルC発電所の2021年末の建設開始を目指すとして発表しましたが、2024年3月時点では未着工となっています。2024年3月時点では、ヒンクリー・ポイントC発電所とサイズウェルC発電所の他に、英国国内ではEDFとCGNによるブラッドウェルB発電所の新設計画が進められています。

また、英国は2017年11月に「Industrial Strategy」を、2018年6月には「Nuclear Sector Deal」を公表しました。これらの中では、先進的モジュール炉の研究開発、新設、廃炉コストの削減、将来の原子力輸出等への支援策が示され、英国内の民生用原子力産業に対し、総額2億ポンドを投じるとされています。その後、2020年11月には「グリーン産業革命に向けた10ポイント計画（10 Point Plan）」を発表し、原子力の分野では、大型原子炉や小型モジュール炉、先進的モジュール炉に対し、最大3.85億ポンドを投資する方針を示しました。2022年9月には、「先進的モジュール炉研究開発・実証プログラム」の予備調査を行う実施事業者として、JAEAが参加するチームを採択しました。

2021年10月には、「Net Zero Strategy: Build Back Greener」が公表され、新たに1.2億ポンドの「未来の原子力実現基金」を新設することが発表されました。同月には、原子力発電所の新設に対する新たな支援制度として、規制資産ベース（RAB）

⁵⁵ FIT-CfD：Feed-in Tariff with Contracts for Differenceの略。

モデルの導入も発表されました。RABモデルとは、設備に対する投資コストに見合った適切なリターンを規制機関が評価し、利用料を通じてそれを消費者から回収することを認める仕組みです。従来の支援制度と比較して、事業の不確実性が低減されるとともに、最終的な消費者負担も軽くすることができると期待されており、このRABモデルはサイズウェルC発電所に適用される予定となっています。2022年4月には、「British Energy Security Strategy」が公表され、2030年までに最大8基の原子炉を新設し、2050年までに電力需要の最大25%を原子力で賄うという目標が示されました。また、同戦略で発表された新設支援のための組織である「大英原子力推進機関」については、2023年7月に設立されました。

(ii) フランス

フランスは、米国に次ぐ世界第2位の原子力発電規模を有しています。発電設備が国内需要を上回っているという状況から、1990年代前半以降、原子力発電所の新規建設は行われてきませんでした。しかし、2005年7月に制定された「エネルギー政策指針法」において、2015年頃までに既存原子力発電所の代替となる新規原子力発電所の利用を可能とするため、原子力発電オプションの維持が明記されたこともあり、EDFは2006年5月に、新たな原子力発電所としてフラマンビル3号機の建設を決定しました。その後、2007年12月に着工しましたが、この建設には大幅な遅延が生じており、2024年3月時点でも運転を開始していません。

2011年3月の東京電力福島第一原子力発電所事故後も、フランスは原子力政策堅持の姿勢を崩しませんでした。2015年8月に、オランド大統領率いる社会党政権が、原子力発電による発電割合を2025年までに50%（2015年時点では76%）まで引き下げ、発電容量についても現行の容量（63.2GW）を上限とすることを規定した「グリーン成長のためのエネルギー転換法」を成立させました。2025年までに原子力の割合を50%まで引き下げるという目標については、送電系統運用者のRTEから、計画どおり実施した場合、2020年以降の電力供給の不足やCO₂の排出削減目標の未達が生じるとの懸念が示され、2017年5月に就任したマクロン大統領政権下の閣僚からも、非現実的であるとの見解が示されました。その結果、2017年11月に、原子力の割合を50%に引き下げる目標年次の延期が決定され、2019年11月には、2035年までに原子力の割合を50%まで引き下げるという内容を盛り込んだ「エネルギー・気候法」が公布されました。しかし、2015年に成立した「グリーン成長のためのエネルギー転換法」の規定により、新たな原子力発電所を完成させる前に古い原子力発電所を閉鎖しなければならなくなったこともあり、2020年にフェッセンハイム1、2号機が早期閉鎖されました。

2021年2月、規制当局であるASNは、運転開始から40年を迎える90万kW級原子炉について、EDFが計画している安全性向上策とASNが要求する追加措置の実施を条件に、50年運転を認める決定を発表しました。これは、1978から1987年に営業運転を開始した32基が対象とされています。フランスでは、規制による運転年数の制限は特に設けられておらず、10年ごとに実施される各原子炉の定期安全レビューにおいて合格した場合に、その後の10年間の運転許可が付与されることとなっています。この決定により、90万kW級原子炉の全般的評価フェーズが完了し、今後は順次個別レビューが行われ、2031年までには全ての定期安全レビューが完了する予定です。

また、2022年2月にマクロン大統領は、排出削減目標の達成のため、全ての既設炉の運転期間を延長するとともに、6基のEPR2（改良型の欧州加圧水型原子炉）の新設に着手し、さらに最大で8基の新設の可能性に関する調査を開始する方針を示しました。この方針に従い、2023年6月には新たな法律が制定され、既設炉の近傍での新規建設に係る手続が短縮されたことに加え、2035年までに原子力の割合を50%まで引き下げる目標や発電容量の上限を63.2GWとする規定が撤廃されました。また、2023年6月には、気候変動対策やエネルギー安全保障に係る施策を政府主導で進めていくことを目的として、EDFが完全国有化されています。

(iii) ドイツ

ドイツでは、2002年2月に成立した改正原子力法に基づき、当時運転中であった19基の原子炉を2020年頃までに全廃する予定としていましたが、2009年9月の連邦議会総選挙においてこの「脱原子力政策」が見直され、2010年9月には、原子力発電所の運転延長を認める法案が閣議決定されました。しかし、東京電力福島第一原子力発電所事故直後の2011年3月27日に行われた州議会選挙で、脱原子力発電を公約とした緑の党が躍進したことや、大都市で原子力発電所の運転停止を求めるデモが相次いだこと等により、同年4月には、連立政権も脱原子力を推進する立場へと転換しました。2011年時点では、ドイツ国内に17基の原子炉がありましたが、それらを段階的に廃止し、再エネとエネルギー効率の改善により代替していくための法律が、同年8月から施行されました。これにより、8基の原子炉が即時閉鎖となりました。また、残りの9基の原子炉についても2022年までに順次閉鎖されることになり、2015年から2021年にかけて6基の原子炉が閉鎖となりました。これにより、ドイツで運転中の原子力発電所は3基のみとなり、これらも2022年末に廃止される予定でしたが、2022年10月にドイツ政府は、先立って実施した電力供給と系統運用の安定性に関するストレステストの結果を踏まえ、この3基を最長で2023年4月15日まで稼働させる方針を示しました。そして同日に、残っていた3基が全て閉鎖され、これにより、ドイツにおける脱原子力が完了しました。

(iv) その他の欧州

その他の欧州では、スペイン、スウェーデン、ベルギー、チェコ、スイス、フィンランド、ブルガリア、ハンガリー、スロバキア、ルーマニア、オランダ等において、原子力発電所が運転中です。

スウェーデンでは、1980年の国民投票の結果を踏まえて、原子力発電所を段階的に廃止していくこととなり、1997年には、新設の禁止を定めた原子力法が制定されました。しかしその後、廃止の方針を見直す機運が高まり、2010年6月には新設禁止を定めた原子力法を改正し、当時運転中であった10基に限り、既設サイトでのリプレースを可能とする法案が議会で可決されました。その後、2012年7月には、電気事業者よりリプレースのための調査を行うとの発表があり、規制当局に対してリプレース計画が申請されました。他方で、2019年及び2020年には、経済性の悪化を理由にリングハルス2号機及び1号機が閉鎖されました。その後、2022年10月に発足したクリステション首相率いる新政権は、原子力発電所の新規建設や、閉鎖したリングハルス原子力発電所の再稼働を推進する方針を示しました。この方針に基づき、2023年11月には、既存サイト以外での原子炉の新設を禁止する規定及び運転中の原子炉数を10基までに制限する規定を撤廃する法案が議会で可決されました。さらに、同年11月には、2035年までに大型炉2基分、2045年までに最大で大型炉10基分の新設を目指すロードマップも公表されました。

ベルギーでは、2003年1月に脱原子力発電法が成立しました。これに基づき、国内にある7基の原子炉は、建設から40年を経たものから順次閉鎖される予定となりました。2012年7月、ベルギー政府はこの方針を踏襲し、ドール1、2号機を2015年に廃炉にすることを決定した一方で、国内最古の原子力発電所の1つであるチアンジュ1号機については、10年間の運転延長（2025年まで運転）を決定しました。しかし、2014年10月に発足した新政権は、ドール1、2号機についても運転延長を認める方針を表明しました。その後、2018年3月に発表されたエネルギー戦略では、2025年までに全ての原子力発電所を停止することになっていましたが、2022年3月には、ドール4号機とチアンジュ3号機の運転を10年間延長することを決定しました。他方で、同年9月にはドール3号機が、2023年1月にチアンジュ2号機が、40年の運転を経て閉鎖しました。

チェコでは、2015年5月に、2040年における原子力の割合を約49%にまで高める目標を掲げました。2019年11月には、ドコバニ原子力発電所における新規原子炉を2036年までに完成させる方針が示され、2021年3月には、規制当局がドコバニ原子力発電所の2基増設に対する立地許可を発行しました。2024年3月時点では、ドコバニ原子力発電所とテメリン原子力発電所における最大4基の増設に係る入札が行われています。フランスのEDFと韓国水力・原子力会社（KHNP）に対して入札資格が与えられており、同年6月末までに建設企業が確定する予定となっています。

フィンランドでは、同国5基目の原子炉となるオルキルオト3号機の建設が2005年12月から行われ、工期が長引いたものの、2022年3月から電力供給を開始しています。また、2010年7月には、電力事業者であるTVOとフェンノボイマの新規建設（各1基）を議会が承認しました。フェンノボイマは、2012年1月にピュハヨキ（ハンヒキビ）1号機の建設に係る入札を行い、2013年12月に建設事業者としてロシアのロスアトムが選ばれました。しかし2022年5月に、フェンノボイマは、ロスアトムの作業の遅れやロシアによるウクライナ侵略等を理由に、ロスアトムとの契約を破棄しました。なお、運転中の原子力発電所については、オルキルオト1、2号機が2038年末まで、ロビーサ1、2号機が2050年末までの運転延長を承認されています。

他にも、原子力発電を導入していないポーランドでは、気候変動対策やエネルギー安全保障等の観点から、原子力発電所の新規導入が検討されています。2020年10月に閣議決定された「原子力発電プログラム」や、2021年2月に閣議決定された「2040年までのエネルギー政策」では、2033年に初号機の運転を開始し、2043年までに計6基の原子力発電所を建設する目標が示されました。初号機には米国のウエスチングハウスの加圧水型原子炉（AP1000）が選定されており、2023年7月には、建設計画に対して「原則決定」が発給されました。

(ウ) アジア地域

(i) 中国

中国では、2014年11月に公表された「エネルギー発展戦略行動計画2014-2020」において、2020年の原子力発電設備容量を5,800万kWへと拡大させる目標が示されました。その後、2018年に新たに7基が営業運転を開始したことにより、世界第3位の原子力発電大国となりました。また、2019年から2023年までの期間には、中国が開発を進めてきた第3世代原子炉「華龍一号」を含む10基が営業運転を開始しており、さらに、2024年3月時点で、同じく中国製の第3世代原子炉「CAP1000」を含む23基の建設が進められています。直近では、2022年3月に公表された「第14次5か年エネルギーシステム計画」において、2025年の原子力発電設備容量を7,000万kWとする目標が示されました。

(ii) 台湾

台湾では、2005年の「全国エネルギー会議」において、既存の3か所のサイトでの原子力発電の運転と、龍門原子力発電所

の建設プロジェクトの継続が確認されましたが、その後は原子力発電所の新規建設は行わず、既設炉を40年間運転させた後、2018年から2024年の間に廃炉にするとの方針が示されました。東京電力福島第一原子力発電所事故後の2011年11月に明らかにされた原子力政策の方向性でも、その方針に変更はありませんでした。

しかし、2014年4月、野党や住民による原子力発電への反対の声が高まったことを受け、台湾当局は、龍門原子力発電所の建設を凍結し、当該原子力発電所の稼働の可否については、必ず公民投票を通じて決定しなければならないこととなりました。さらに2017年1月には、2025年までに全ての原子力発電所の運転を停止することを含んだ電気事業法の改正案が可決されました。しかし、同年8月には台湾各地で大規模な停電が発生し、産業界が安定的な電力供給を求めて、エネルギー政策の見直しを当局に要請しました。2018年11月には、国民投票の結果を受け、「2025年までに全ての原子力発電所の運転を停止する」との条文が削除されました。一方で、2018年から2023年にかけて計4基が廃止されました。また、2021年12月には、凍結されている龍門原子力発電所の建設の再開是非を問う公民投票が実施されましたが、これは反対多数で否決されました。

(iii) 韓国

韓国は、2014年1月に、「第2次国家エネルギー基本計画」を閣議決定し、2035年の原子力発電の割合を29%とすることを決定しました。

しかし、2017年5月に発足した文政権は、「脱原子力政策」への転換を宣言し、同年10月には、原子力発電所の段階的削減と再エネの拡大を中心とするエネルギー転換政策のロードマップを閣議決定しました。このロードマップにおいて、既に建設許可が下りていたセウル3、4号機（新古里5、6号機）については、建設準備作業を再開するとした一方で、これら2基以降の新設原子力発電所の建設計画については全面白紙化し、原子力発電所の運転期間の延長も認めない方針が示されました。同年12月には、このロードマップに沿った「第8次電力需給基本計画」が閣議決定され、段階的に原子力を縮小し、2030年の発電電力量に対する原子力の割合を23.9%まで減らすこととしました。この方針に基づき、2018年6月には、既設炉1基の早期閉鎖と4基の建設計画の中止が決定されました。また、2020年12月に発表された「第9次電力需給基本計画」では、2034年の発電設備容量に対する原子力の割合を10.1%まで減らす方針が示されました。

しかし、2022年5月に発足した尹政権は、これまでの脱原子力政策を撤回し、原子力を推進する立場へと転換しました。2023年1月には「第10次電力需給基本計画」を発表し、2030年の発電電力量に対する原子力の割合を30%以上に高めることや、中止が決定していた新ハンウル3、4号機の建設を再開すること等を表明しました。

(iv) インド

インドでは、電力需要が増加する中、原子力に対する期待が高まっています。2005年7月、インドと米国の両政府は、民生用原子力協力に関する合意に至り、2007年7月には両国間の民生用原子力協力に関する二国間協定交渉が実質合意に至りました。この協定は、原子力供給国グループ（NSG: Nuclear Suppliers Group）におけるインドへの原子力協力の例外化（インドによる核実験モラトリアム等の「約束と行動」を前提に、核兵器不拡散条約非締約国のインドと例外的に原子力協力を行うこと）の決定や、IAEAによる保障措置協定の承認、両国議会による承認等を経て、2008年10月に発効しました。この原子力供給国グループにおける例外化の決定以降、インドは米国とだけでなく、ロシア、フランス、カザフスタン、ナミビア、アルゼンチン、カナダ、英国、韓国といった国々とも民生分野で原子力協力協定を締結しています。2017年7月には、日印原子力協定が発効しました。

電力の需給ひっ迫が続くインドでは、東京電力福島第一原子力発電所事故以降も、原子力発電の利用を拡大する方針に変化はなく、2023年5月に発表された「国家電力計画2022-2032」では、2032年までに原子力発電設備容量を1,968万kWへの拡大させる見通しを示しました。

(エ) ロシア

ロシアでは、1986年のチョルノービリ原子力発電所（現在のウクライナに所在）事故以降、原子力発電所の新規建設が途絶えていましたが、近年は積極的に推進するようになっています。

2007年にロシア政府は、連邦原子力庁であったロスアトムを国営公社へと再編し、ロスアトムがロシアにおける原子力の平和利用と軍事利用を一体的に運営することになりました。この結果、ウラン探鉱・採掘、燃料加工、発電、国内外での原子炉建設等、民生用の原子力利用に関して国が経営権を握っていたアトムエネルギープロムも、ロスアトムの傘下に入ることとなりました。

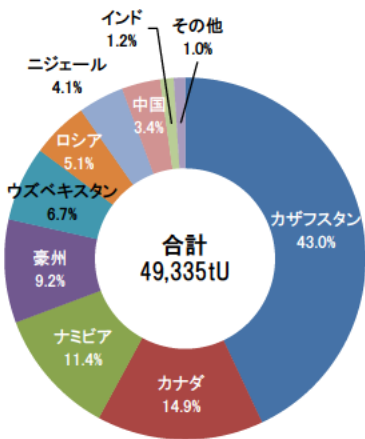
2009年11月にロシア政府が承認した「2030年までを対象期間とする長期エネルギー戦略」では、総発電量に占める原子力の割合を、2008年の16%弱から、2030年には20%近くまで引き上げること等が掲げられました。2019年10月には、「2035年までのロシア連邦のエネルギー戦略」を公表し、2035年の原子力による発電電力量が、低位ケースで227TWh、高位ケースで245TWh（2019年時点では209TWh）まで増加するという見通しを示しました。同年12月には、ロシアの浮体式原子力発電所が

初めて系統に接続され、2021年3月には、レニングラードⅡ-2号機が営業運転を開始しました。また、ロシアは国内での原子力発電所の開発のみならず、原子力の輸出も積極的に進めており、2024年3月時点では、国外で33の建設プロジェクトが進められています。

③核燃料サイクルの現状
(ア) ウラン資源

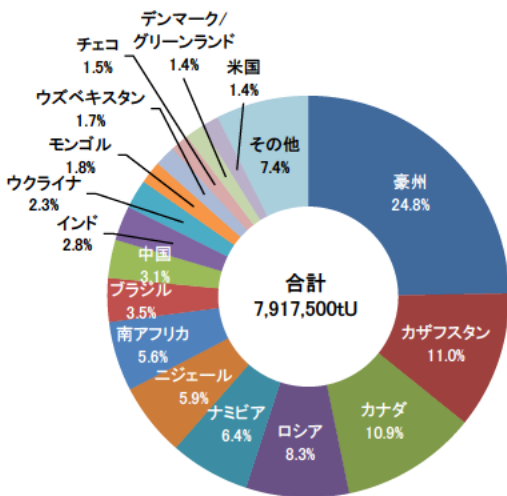
ウラン資源は世界に広く分布しており、カザフスタン、カナダ、ナミビア、豪州等が生産量、資源量ともに上位を占めています（第222-2-5、第222-2-6）。

【第222-2-5】世界のウラン生産（2022年）



資料:世界原子力協会（WNA）ホームページを基に作成

【第222-2-6】世界のウラン既知資源量（2021年）

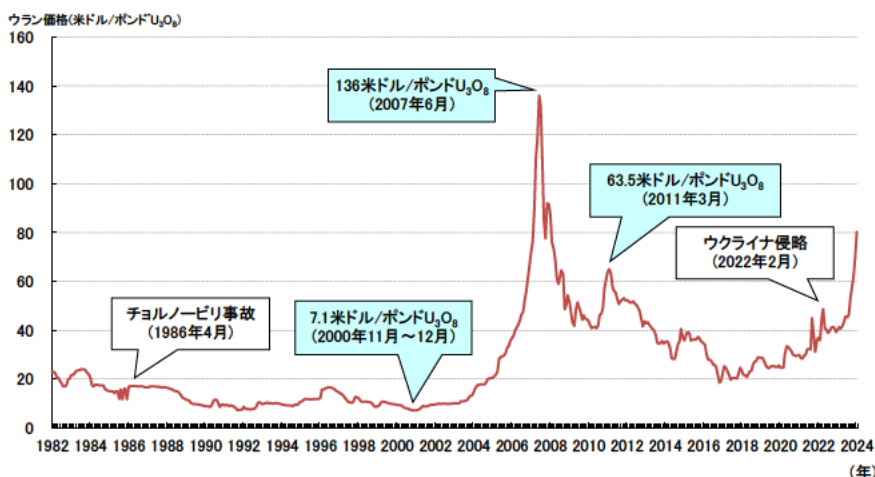


(注1) ウラン既知資源量とは260米ドル/kgU以下のコストで回収可能な埋蔵量のこと（2021年1月1日時点）。
(注2) 2020年の世界のウラン需要量は6.01万トンU。

資料:IAEA・OECD/NEA「Uranium 2022: Resources, Production and Demand」を基に作成

ウラン価格（スポット価格）は、第一次オイルショック後の原子力発電の拡大に伴い、1970年代に上昇しましたが、1979年のスリーマイル島事故、1986年のチェルノブイリ事故を受けて新規建設が低迷したことから下落し、その後は低い水準で推移してきました。そうした中、2003年頃からは価格が上昇傾向となり、2007年には一時136ドル/ポンド U_3O_8 ⁵⁶（以下「ドル」という。）に急騰しました。その後、2008年の世界金融危機の影響で価格は急落しましたが、2011年3月にも一時60ドルを超える高値となりました。これは、解体核高濃縮ウランや民間在庫取崩し等の二次供給の減少や、中国等によるウラン精鉱の大量購入等から需給ひっ迫が懸念され、世界的にウラン獲得競争が激化したことと、投機的資金の一部がウランスポット取引市場に流入したことによるものと考えられています。その後、東京電力福島第一原子力発電所事故等の影響により価格が下落し、一時20ドル以下となりました。しかし近年では、CO₂の排出削減に資する安定電源としての原子力への注目の高まりや、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略以降のロシア産ウランの供給途絶の懸念の高まり等から、価格は上昇傾向となっています（第222-2-7）。

【第222-2-7】ウラン価格（ U_3O_8 ）の推移



資料:IMF「IMF Primary Commodity Prices」を基に作成

（イ）ウラン濃縮

世界のウラン濃縮事業は、2020年時点で、ロシアのロスアトム、フランスのオラノ、米国・英国・オランダ・ドイツの共同事業体URENCOの3社合計で年間53,800トンSWU⁵⁷の生産能力を有し、世界全体の約9割のシェアを占めています⁵⁸。ロスアトムは、世界全体の生産能力の4割以上を占めていますが、2022年2月にロシアがウクライナに侵略したことを受け、米国等の西側諸国ではロシア産濃縮ウランの輸入禁止を検討する等、ロシア産濃縮ウランの供給途絶が懸念されています。また、オラノは2028年までに年間250トンSWU、URENCOは2025年から順次年間1,450トンSWUの生産能力の拡張を行う方針です。

日本のウラン濃縮事業は遠心分離法を採用しており、日本原燃は、1992年3月に年間150トンSWUの規模で操業を開始し、1998年末には年間1,050トンSWU規模に到達しました。その後、一部の遠心分離機の新型機への更新や生産機能の停止によって、2024年3月時点の施設規模は年間450トンSWUになっています。今後、段階的に新型遠心機の更新工事等を行い、最終的には年間1,500トンSWU規模を達成する計画です。

（ウ）再処理

フランス及び英国では、自国内で発生する使用済燃料の再処理を実施するとともに、海外からの委託再処理も実施してきました。フランスのオラノは、海外からの委託再処理を行うためのUP3（処理能力:1,000トン・ウラン/年、操業開始:1990年）及びフランス国内の使用済燃料の再処理を受け持つUP2-800（処理能力:1,000トン・ウラン/年、操業開始:1994年）の再処理工場をラ・アーグに有しています⁵⁹。

英国原子力廃止措置機関（NDA）は、セラフィールド施設及び海外からの委託再処理を行うためのTHORP（処理能力:900ト

⁵⁶ U_3O_8 （八酸化三ウラン）：ウラン鉱石を精錬したもので、ウラン精鉱やイエローケーキとも呼ばれます。

⁵⁷ SWU（Separative Work Unit=分離作業量）は、ウランを濃縮する際に必要となる仕事量を表す単位です。例えば、濃度約0.7%の天然ウランから約3%に濃縮されたウランを1kg生成するためには、約4.3kgSWUの分離作業量が必要です。

⁵⁸ World Nuclear Association「Uranium Enrichment」（2022年10月更新）より。

⁵⁹ UP3及びUP2-800における処理能力の合計は、1,700トンHM/年に制限されています。

ン・ウラン/年、操業開始:1994年) 再処理工場をセラフィールドに有していましたが、2018年11月に操業を終了しました。

(エ) プルサーマル

使用済燃料から再処理によって分離されたプルトニウムをウランと混ぜた混合酸化物燃料である「MOX燃料」の使用については、海外で既に相当数の実績があります。1970年代から2021年末までに、フランスやドイツ、スイス、ベルギー等の9か国の約50基の発電プラントにおいて、MOX燃料約6,300体が使用されました。例えば、フランスでは3,500体、ドイツでは2,474体のMOX燃料が軽水炉で利用されました(2021年末現在⁶⁰)。また、軽水炉用のMOX燃料加工施設は、フランスで稼働しています。

(オ) 高レベル放射性廃棄物の処分

高レベル放射性廃棄物の処分については、各国の政策により、使用済燃料を直接処分する国と、使用済燃料の再処理を実施してガラス固化体として処分する国があります。高レベル放射性廃棄物の処分方法を決定している国では、全て地層処分を行う方針が採られており、処分の実施主体の設立、処分のための資金確保等の法制度が整備されるとともに、処分地の選定、必要な研究開発等が積極的に進められてきました(第222-2-8)。

【第222-2-8】高レベル放射性廃棄物処分に関する各国の状況

国名	廃棄物形態	処分実施主体	処分予定地	処分開始予定
米国	使用済燃料 ガラス固化体	連邦エネルギー省(DOE)(検討中)	ユッカマウンテン(注1)	2048年
フィンランド	使用済燃料	ポシヴァ社 (POSIVA)1995年設立	オルキルオト(注2)	2020年代
スウェーデン	使用済燃料	スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社 (SKB)1984年設立	フォルスマルク(注3)	2030年代
フランス	ガラス固化体	放射性廃棄物管理機関 (ANDRA)1979年設立	未定(注4)	2035～ 2040年頃
スイス	ガラス固化体 使用済燃料	放射性廃棄物管理共同組合 (NAGRA)1972年設立	未定(注5)	2060年頃
英国	ガラス固化体 使用済燃料(注7)	原子力廃止措置機関(NDA)/ ニュークリアウエイストサービス(NWS) 1995年設立	未定(注6)	～2045年

(注1) ネバダ州のユッカマウンテンは安全審査段階だが、現在は安全審査が中断している状況。

(注2) 2001年5月に処分地として決定。2016年12月に処分場の建設を開始。2021年12月に操業許可を申請。

(注3) 2009年6月に処分地として決定。2022年1月に政府が事業許可を発給。

(注4) ビュール地下研究所近傍において法律に基づいた検討プロセスが進んでおり、2023年1月に設置許可を申請。

(注5) 処分場のサイト選定は、原子力令に従って策定された特別計画に基づき、3段階で進められている。その第1段階として、2011年11月に、高レベル放射性廃棄物の処分場の「地質学的候補エリア」3か所が選定された。その後、第2段階として、「地質学的候補エリア」の検討が行われ、2018年11月に、「ジュラ東部」、「チューリッヒ北東部」、「北部レゲレン」が、第3段階に進む候補エリアに決定された。第3段階として、放射性廃棄物管理共同組合(NAGRA)は各候補エリアにおいてボーリング調査等を実施し、2022年9月に、「北部レイゲン」を処分場サイトとして政府に提案した。2024年に概要承認申請が実施される予定。

(注6) カンブリア州と、カンブリア州内の2市がサイト選定プロセスへの関心表明を行っていたが、2013年1月にカンブリア州議会がプロセスからの撤退を議決した。2市の議会についてはプロセスへの継続参加に賛成していたが、州と市の両方の合意を必要としていたため、1州2市はプロセスから撤退することとなった。その後、2014年7月に、英国政府は地層処分施設の新たなサイト選定プロセス等を示し、2018年からは新しいサイト選定プロセスを実施している。2020年11月以降、カンブリア州のコーブランド市とアラデール市、リンカンシャー州の計3自治体が、調査エリアの特定に向けたワーキンググループを設置しており、そのうち、コーブランド市の2地域、アラデール市、リンカンシャー州の計4地域において、コミュニティパートナーシップが設置された。

(注7) 施設の操業計画によっては再処理しない使用済燃料が残る可能性があり、それらを地層処分する可能性も考慮している。

資料:資源エネルギー庁「諸外国における高レベル放射性廃棄物の処分について(2023年版)」(2023年2月)を基に作成

(i) 米国

1987年の放射性廃棄物政策修正法により、ネバダ州のユッカマウンテンが唯一の処分候補地として選定されました。その後、処分場に適しているかどうかを判断するための調査を経て、2002年に、DOEがユッカマウンテンを処分サイトとして大統領に推薦しました。その後、大統領はこれを承認し、連邦議会に推薦しました。ネバダ州知事が連邦議会に不承認通知を提

⁶⁰ 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2022年度版」より。

100

出しましたが、同年に法律として成立し、ユッカマウンテンが処分地として選定されました。2008年6月には、DOEが、2020年の処分場の操業開始を目途とし、処分場の建設認可のための許認可申請書をNRCへ提出しました。

その後、2009年に発足したオバマ政権は、この計画を中止し、高レベル放射性廃棄物処分に関する代替策を検討する方針を示しました。これに伴い、NRCは2011年9月に、ユッカマウンテン処分場の建設認可に係る許認可申請書の審査手続の一時停止を決定しました。しかし、2013年8月に、連邦控訴裁判所がNRCに対して許認可申請書の審査を再開するよう命じたことを受け、NRCは審査を再開し、2015年1月までに安全評価報告書の全5分冊を公表しました。なお、2013年11月の連邦控訴裁判所による判決を受け、2014年1月にDOEのエネルギー長官は、放射性廃棄物基金への拠出金額をゼロに変更する提案を連邦議会に提出し、同年5月に本提案が有効となりました。

また、DOEは、2010年1月に米国の原子力の将来に関するブルーリボン委員会を設置して代替策の検討を行いました。ブルーリボン委員会では、2012年1月に最終報告書が公表され、8つの勧告が示されました。2013年1月には、DOEが「使用済燃料及び高レベル放射性廃棄物の管理・処分戦略」を公表し、ブルーリボン委員会の最終報告書で示された基本的な考え方に沿った実施可能な枠組みが示されました。具体的には、2021年までにパイロット規模の使用済燃料の中間貯蔵施設の操業を開始し、2025年までにより大規模な中間貯蔵施設を建設し、2048年までに処分場を操業開始できるように処分場のサイト選定とサイト特性調査を進めるというものでした。

2017年1月に発足したトランプ政権は、2018年会計年度、2019年会計年度、2020年会計年度について、ユッカマウンテンの許認可手続の再開に必要となる予算を含めた予算教書を連邦議会に提出しましたが、計画再開のための予算はいずれも認められませんでした。また、2017年4月には、連邦議会下院でユッカマウンテン計画の維持を目的とする議論が開始される等、放射性廃棄物管理政策に関連する取組は活発化しました。しかし、ユッカマウンテンに関連するネバダ州の反対で膠着状態となったことから、2020年2月に、トランプ政権はユッカマウンテン計画を進めず、代替となる解決策を開発する方針を表明しました。そして、2021年会計年度については、ユッカマウンテンの許認可手続の再開に必要となる予算を計上しませんでした。2021年1月に発足したバイデン政権は、現在でも処分方針を示していませんが、オバマ政権時に示されたブルーリボン委員会の勧告に基づき、同意に基づくサイト選定計画や中間貯蔵を進める方針としています。

(ii) フィンランド

フィンランドでは、1983年よりサイト選定が開始され、1999年に、処分実施主体であるポシヴァがオルキルオトを処分予定地として選定し、法律に基づく「原則決定」の申請書をフィンランド政府に提出しました。その後、2000年に地元が最終処分地の受入れを承認したことを受け、フィンランド政府がオルキルオトを処分地とする原則決定を行い、2001年に国会がそれを承認しました。

2012年12月、ポシヴァはフィンランド政府に対し、最終処分場の建設許可申請書を提出しました。放射線・原子力安全センターは、建設許可申請書に係る安全審査を行い、2015年2月に、キャニスタ封入施設及び地層処分場を安全に建設することができるとする審査意見書を雇用経済省に提出しました。同年11月に、フィンランド政府はポシヴァに対して建設許可を発給し、2016年12月にポシヴァは処分場の建設を開始しました。その後、2021年12月には、ポシヴァが処分場の操業許可をフィンランド政府に対して申請しました。処分の開始は、操業許可の発給後、2020年代半ばの予定とされています。

(iii) スウェーデン

スウェーデンでは、スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社（以下「SKB」という。）が、1993年から公募及び申入れにより8自治体を対象にフィージビリティ調査を行い、2000年11月には、サイト調査の対象として3自治体（エストハンマル自治体、オスカーシャム自治体、ティーエルブ自治体）を選定しました。このうち、自治体議会からサイト調査の承認が得られたエストハンマル自治体とオスカーシャム自治体で、ボーリング調査を含むサイト調査が行われました。その結果を受けて、2009年6月にSKBは、地質条件を主たる理由として、エストハンマル自治体のフォルスマルクを最終処分場予定地として選定し、2011年3月には、使用済燃料処分場の立地・建設の許可申請を行いました。この許可申請については、安全規制当局である放射線安全機関が安全審査を行い、2018年1月に、SKBは地層処分を安全に実施できるという評価を下した上で、処分場建設を許可するよう政府に勧告しました。また、環境法典に基づく使用済燃料の処分方法及び関連施設の立地選定に係る許可申請に関する審理が土地・環境裁判所で実施され、SKBに対して、廃棄物の長期封じ込め能力に関する追加的な説明書の提出を要求しました。また、環境法典では、政府による許可発給の判断の前に、地元自治体の受入れ意思を確認することが定められていましたが、2020年10月、エストハンマル自治体議会は使用済燃料処分場の受入れ意思を議決しました。これを受け、スウェーデン政府は、2022年1月に事業許可を発給しました。

また、スウェーデンのオスカーシャム自治体には、使用済燃料の集中中間貯蔵施設である「CLAB」があり、SKBが1985年から操業しています。SKBは、使用済燃料の処分に向けて新たに建設するキャニスタ封入施設をCLABに併設して、「CLINK」と呼ぶ一体の施設にする計画を進めており、CLINKと使用済燃料処分場の申請書の安全審査が並行して行われています。なお、SKBは2015年3月に、CLABにおける使用済燃料の貯蔵容量を、現行の8,000トンから11,000トンへ引き上げる追加の許可申請を行い、2021年9月に引き上げが決定されています。

(iv) フランス

フランスでは、1991年に「放射性廃棄物管理研究法」が制定され、地層処分、核種分離・変換、長期地上貯蔵の3つの高レベル放射性廃棄物に関する管理方法の研究が、15年間を期限に実施されました。地層処分については、放射性廃棄物管理機関（以下「ANDRA」という。）が、カロボ・オックスフォーディアン粘土層のあるビュールにおいて、2000年8月から立坑の掘削を開始して地下研究所を建設し、研究を行いました。その後、法律に基づいて設置された国家評価委員会は、2006年に、3つの管理方法に関する研究成果を総合的に評価しました。これらを基に、2006年6月には、可逆性のある地層処分の実施に向けて、「放射性廃棄物等管理計画法」が制定されました。この中では、2015年に処分場の設置許可申請を行い、2025年に処分場の操業を開始すること、設置許可申請は地下研究所による研究対象となった地層に限定することが定められました。また、環境法典が改正され、ANDRAによる地層処分場の操業は、可逆性と安全性の立証を目的とする「パイロット操業フェーズ」から始めることとなりました。

その後、ANDRAは、ビュール地下研究所周辺の候補サイト区域をフランス政府に提案し、2010年3月のフランス政府の了承を経て、同区域の詳細調査を実施しました。2013年5月から2014年2月にかけて、地層処分の設置に関する公開討論会及び市民会議が実施され、これらの総括報告書及び市民会議の見解書が2014年2月に公開されました。この報告書等を受けて、ANDRAは地層処分場プロジェクトの継続に関する方針を決定し、2014年5月には、今後のプロジェクト継続計画を公表しました。2020年8月には、工事の許認可に必要となる地層処分場の設置に関する公益宣言が申請され、2022年7月に、フランス政府は公益宣言を発出しました。その後、2023年1月には、ANDRAが地層処分場の設置許可申請を行いました。

(2) 再生可能エネルギー

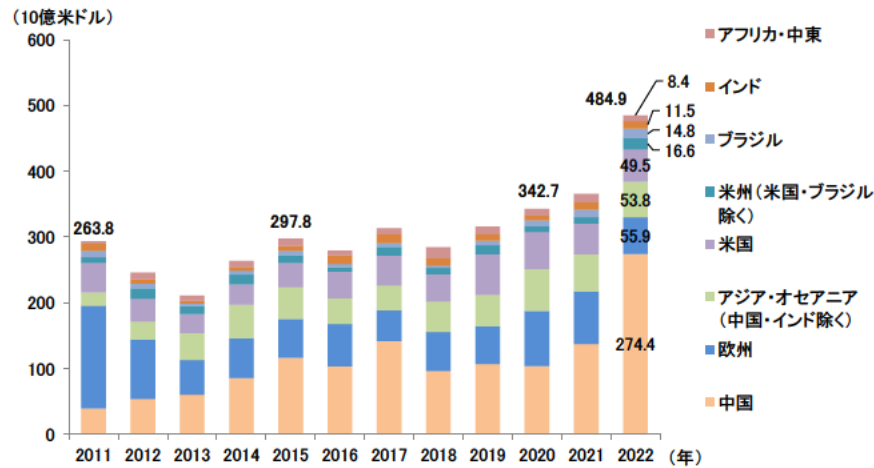
近年、世界中で再エネの利用拡大に向けた取組が進んでいます。再エネの導入促進策としては、研究開発・実証や設備導入補助に加え、FIT制度やFIP制度、RPS制度⁶¹、入札等があります。

一般的にFIT制度とは、再エネから発電された電力を優遇的な固定価格で長期にわたって買い取ることを国が保証する制度のことで、日本では2012年から正式に導入されています。近年では、このFIT制度に代わって、FIP制度を導入する国が多くなっています。FIP制度とは、再エネから発電された電力を発電事業者が自ら卸電力市場や相対取引で販売することを前提として、その販売電力量当たり一定額のプレミアムを補助する制度です。再エネの自立化を促しつつ、投資インセンティブが確保されるように支援を行う制度となっています。日本でも大型太陽光発電等に対しては、2022年からFIT制度に代わってFIP制度が適用されており、導入促進策の中心となっています。なお、2022年時点では、83か国においてFIT制度又はFIP制度が導入されています⁶²。また近年では、競争入札によって買取価格等を決定する仕組みを多くの国が取り入れています。前述のとおり、日本ではFIT制度が2012年から正式に導入されていますが、2017年からは太陽光発電等の一部の買取価格が競争入札で決定されるようになっており、その後も対象が風力発電等に拡大しています。

こうした施策によって、近年の再エネへの投資は飛躍的に増加しており、2022年には世界全体で5,000億ドル近くの投資が行われました（大型水力発電を除く）。地域別に見ると、欧州や米国の投資額が前年比で減少した一方、中国の投資額が急激に増加しています（第222-2-9）。

また、再エネへの投資を発電方式別に見ると、太陽エネルギーと風力に投資が集中していることがわかります（第222-2-10）。

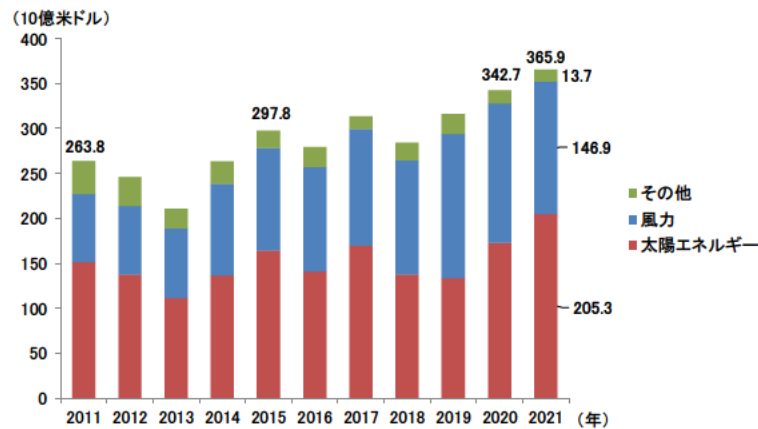
【第222-2-9】再生可能エネルギーへの投資の推移（地域別）



(注) 大型水力発電を除く。

資料:REN21「Renewables 2022 Global Status Report」、「Renewables 2023 Global Status Report-Energy Supply Module」を基に作成

【第222-2-10】再生可能エネルギーへの投資の推移（発電方式別）



(注) 発電方式別の内訳は、2021年のデータが最新の値。

資料:REN21「Renewables 2022 Global Status Report」を基に作成

①太陽光発電

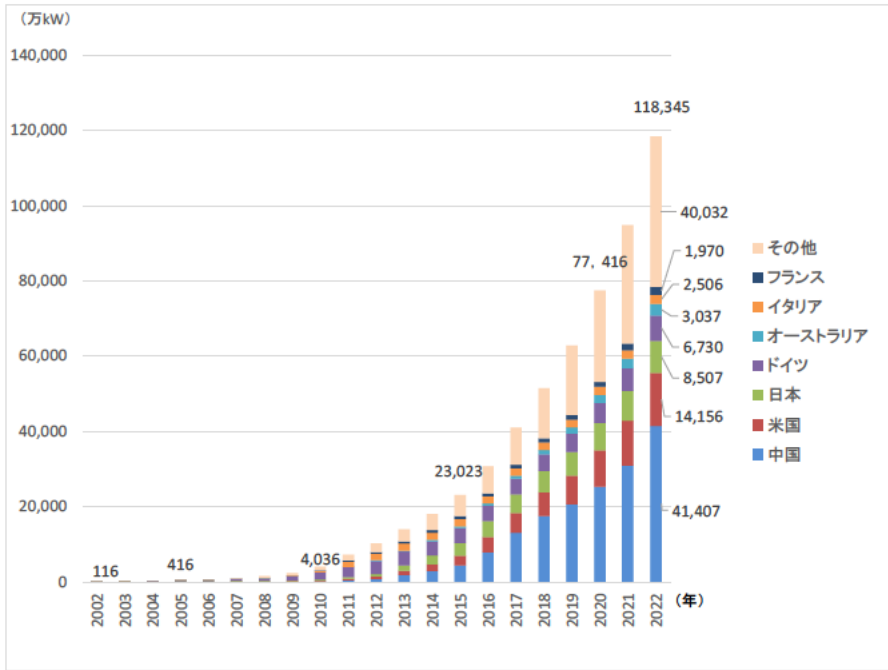
⁶¹ 政府が電気事業者等に対し、再エネから発電された電力の調達量を義務的に割り当てる制度で、2022年時点では35か国・地域で導入されています。

⁶² 21世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク (REN21)「Renewables 2023 Global Status Report-Energy Supply Module」より。

世界における太陽光発電の導入は、特に2000年代後半から加速しており、2022年の累積導入量は11.8億kWに達しました。2000年代後半からの導入拡大の背景には、2000年前後に欧州諸国で導入されたFIT制度があります。太陽光発電の買取価格が比較的高額に設定されたこと等により、ドイツやイタリアでは他国に先駆けて顕著な伸びを示しました。日本でも、FIT制度が2012年に導入されたことにより、導入が大幅に拡大しました。2022年の累積導入量を見ると、日本は中国、米国に次いで世界第3位となっています。また、太陽光発電市場が大きく拡大したことで、発電設備の導入コストが低下しており、近年では新興国を含めた世界中で導入が広がっています。特に中国は、2015年に当時世界第1位だったドイツを抜き、世界第1位となりました（第222-2-11）。

太陽光発電の導入拡大による経済的な波及効果として雇用創出等が期待されますが、その一方で、FIT制度による買取費用は最終的に賦課金として消費者に転嫁される仕組みとなっていることから、費用負担の増大も懸念されています。日本の2023年度のFIT制度による賦課金は1.40円/kWhとなっており、1か月の電力使用量が400kWhの需要家モデルの場合、月額負担は560円と推計されています⁶³。

【第222-2-11】世界の太陽光発電の累積導入量の推移（国別）



資料:IEA「PVPS TRENDS 2023」を基に作成

②風力発電

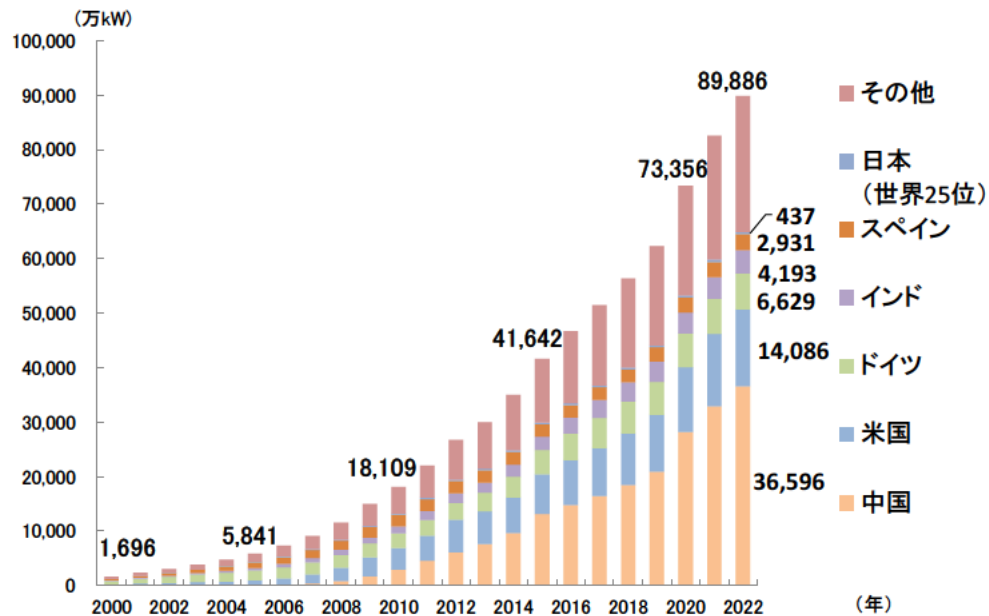
世界の風力発電の導入量は近年急速に増加しており、2022年には9.0億kWに達しました。導入量が最も多いのは、世界全体の約4割を占める中国で、これに米国、ドイツ、インド、英国が続きます（第222-2-12）。

風力発電うち、洋上風力発電の市場も急速に拡大しており、2022年末時点では、世界全体で6,262万kWが導入されています。特に導入が進んでいるのが中国で、2022年には407万kWの設備が追加され、累積導入量は世界全体の約半分となる3,046万kWになりました⁶⁴。

【第222-2-12】世界の風力発電の導入状況の推移（国別）

⁶³ 資源エネルギー庁の発表より。

⁶⁴ IRENA「Renewable Capacity Statistics 2023」より。



資料: IRENA「Renewable Energy Statistics 2023」を基に作成

③バイオマス

バイオマスは、発電用の燃料としての利用に加え、輸送用や暖房・厨房用の燃料としても用いられています。従来から途上国では、薪や炭といった伝統的なバイオマス利用が行われていますが、一般的には、経済成長に伴って灯油や電気等の利用が増え、こうしたバイオマス利用は減少すると考えられます。欧米等の先進国では、持続可能なバイオマスの利活用基準を設定した上で、活用を進めている国が多く存在します。2021年時点でバイオマスは、世界全体の一次エネルギー総供給の9.2%を占めており、先進国（OECD）平均では5.9%、途上国（非OECD）平均では11.3%でした（第222-2-13）。

バイオマスの利用に関しては、特に運輸部門における石油依存の軽減や温室効果ガスの排出削減を目指した政策が打ち出されています。例えばEUでは、2030年までに輸送用燃料の少なくとも14%をバイオ燃料等の再エネ由来（再エネ電気によるEVを含む）のものとする目標が掲げられました⁶⁵。また、廃油や植物を原料とした持続可能な航空燃料（SAF）への注目も高まっています。2021年には、SAFの導入促進を目指す世界経済フォーラムの「Clean Skies for Tomorrow Coalition」に参画している企業60社が、世界の航空業界で使用される燃料におけるSAFの割合を、2030年までに10%に増加させる方針を示しました⁶⁶。2022年には日本政府も、2030年までに国内航空会社の燃料使用におけるSAFの割合を10%とする目標を示しました⁶⁷。

しかし、バイオ燃料の主たる原料は、サトウキビやトウモロコシ等の食料であるため、バイオ燃料の急激な利用拡大は、食料価格の高騰等を招く可能性があるとの指摘されています。また、バイオ燃料の生産のために森林を伐採し、耕地とする動きが拡大しかねないとの見方もあります。このため、バイオ燃料の生産・消費による食料市場や自然環境への影響を抑えるための持続可能性基準について、各国での検討が進められています。また、食料以外の原料（稲わらや木材等のセルロース系原料、藻類、廃棄物等）を用いた次世代型バイオ燃料の開発も進められています。

【第222-2-13】世界のバイオマス利用状況（2021年）

⁶⁵ 欧州委員会公「Renewable Energy - Recast to 2030（RED II）」より。

⁶⁶ Clean Skies for Tomorrow Coalition「2030 Ambition Statement」より。

⁶⁷ 国土交通省「第1回SAFの導入促進に向けた官民協議会」説明資料より。

	バイオマス (Mtoe)	一次エネルギー 総供給 (Mtoe)	シェア
OECD	312.2	5,257.3	5.9%
欧州	160.0	1,698.4	9.4%
米州	132.4	2,694.7	4.9%
アジア・オセアニア	19.8	864.2	2.3%
非OECD	1,038.2	9,187.6	11.3%
アフリカ	387.2	853.0	45.4%
中南米	126.6	555.7	22.8%
アジア(中国除く)	361.3	1,997.1	18.1%
中国	140.8	3,750.7	3.8%
非OECD欧州及びユラシア	21.4	1,225.2	1.7%
中東	0.9	805.9	0.1%
世界計	1,350.6	14,759.5	9.2%
日本	10.9	399.6	2.7%

(注) 「中国」の値には香港を含む。

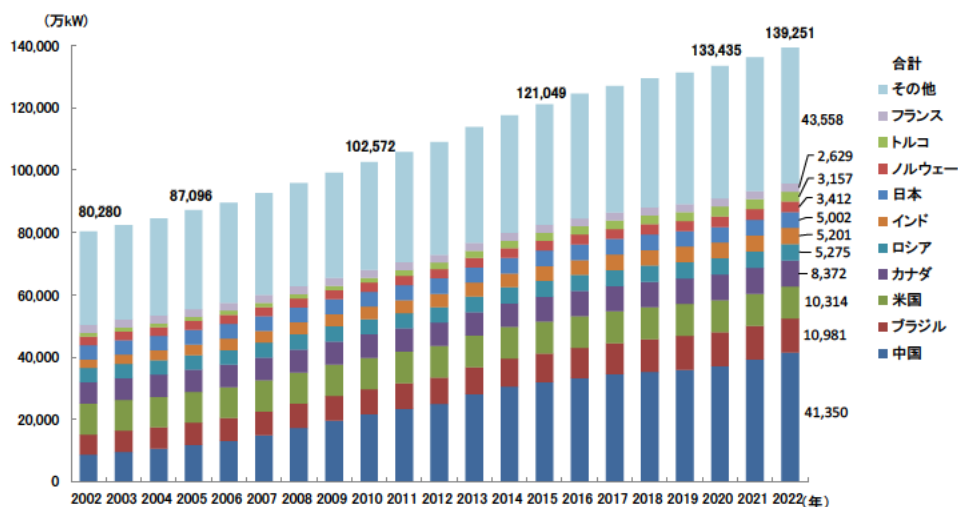
資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

④水力

世界の水力発電設備は、2021年時点で13.9億kWであり、最も導入が進んでいる再エネ発電であるといえます。水力発電設備が最も多い国は中国で、世界全体の約3割を占めています。先進国における大規模ダム開発が頭打ちとなっている一方で、中国の揚子江中流に建設された三峡ダム発電所は、2012年に全32基のうち最後の発電ユニットを完成させ、世界最大規模の水力発電所（2,250万kW）となっています（第222-2-14）。

2022年の国内の総発電量に占める水力発電の割合は、中国が15%、日本が8%、米国が6%となっていますが、水力発電が91%を占めるノルウェーのように極めて高いシェアを持つ国もあります⁸²。

【第222-2-14】世界の水力発電の導入状況の推移（国別）



資料:IRENA「Renewable Energy Statistics 2023」を基に作成

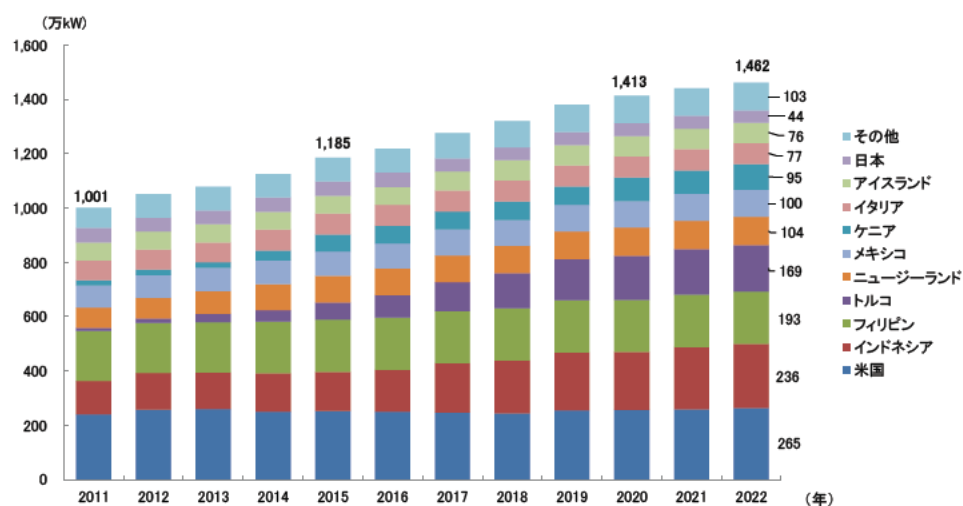
⑤地熱

世界の地熱発電設備は、2022年時点で1,462万kWが導入されています。最も多く導入されているのは米国で、次いでインドネシア、フィリピン、トルコが続きます。インドネシア、トルコ、ニュージーランド、ケニアといった国々では、2010年代にも設備容量が増加しました。特にケニアでは、国内の総発電量に占める地熱発電の割合が4割を超えています（2020年）⁸³。日本では、2022年時点で44万kWが導入されており、世界第10位となっています。なお、欧州大陸では地熱発電を利用できる地域が少なく、地熱を活用しているのはイタリアやポルトガルの一部等に限られています（第222-2-15）。

⁸² IEA「World Energy Balances 2023 Edition」より。

⁸³ IEA「World Energy Balances 2023 Edition」より。

【第222-2-15】世界の地熱発電の導入状況の推移（国別）



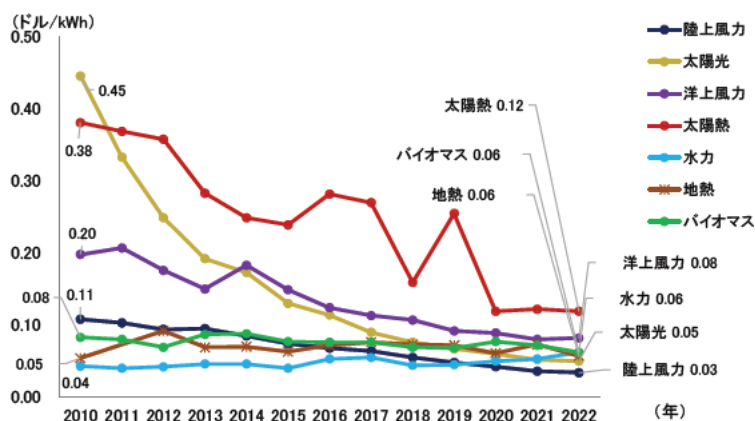
資料:IRENA「Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, August 2023」、EIA「Electric Power Annual 2022」を基に作成

⑥再生可能エネルギーのコスト動向

再エネの発電コストは、世界的に低下傾向となっています⁷⁰。発電コストの低減は、主に技術革新や再エネを推進する政策によって支えられてきました。日々進歩する技術によって製造コストの削減や保守管理の効率化が図られたことに加え、大規模な導入によって「規模の経済」が働いたことも大きな要因と考えられます。さらに、多くの国で導入されている競争入札制度で買取価格が決められることも、競争を促し、発電コストを抑制させる方向へと導きました。

再エネの中でも、太陽光及び陸上風力の発電コストが著しく低下しています。2022年に運転を開始した太陽光の平均発電コストは0.05ドル/kWhとなっており、2010年の0.45ドル/kWhから大きく低下しました。2009年頃から低下している太陽電池モジュール価格が発電コストを引き下げたと考えられます。陸上風力も同様に、タービン価格の低下等に伴って平均発電コストも低下しており、2010年の0.11ドル/kWhから、2022年には0.03ドル/kWhへと下がりました。水力、バイオマス、地熱は、技術的にも成熟しており、資源が豊富な場所では太陽光や風力よりも安価な電源ですが、平均発電コストにはあまり変化がありません。水力発電は、高度な技術が求められる遠隔地での開発等が増えており、コストアップの要因となっています。また、地熱発電については、高い初期投資コストや開発リスクが投資の障壁となっています（第222-2-16）。

【第222-2-16】世界の再生可能エネルギー発電コストの推移



（注）地熱の2011年のデータなし。

資料:IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2022」を基に作成

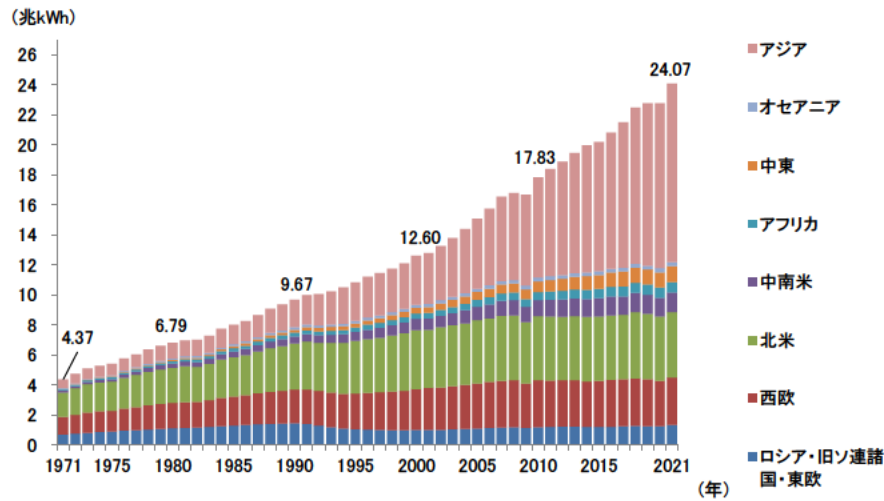
⁷⁰ ここでの発電コストは均等化発電単価（LCOE）を指します。

第3節 二次エネルギーの動向
1. 電力

(1) 消費の動向

世界の電力消費は、これまでほぼ一貫して増加してきました。その大きな要因となったのは、途上国を多く抱えるアジア、中東、中南米等の地域でした。特にアジアは、1994年に電力消費で西欧を上回り、2004年以降は北米をも上回るようになりました（第223-1-1）。

【第223-1-1】世界の電力消費量の推移（地域別）

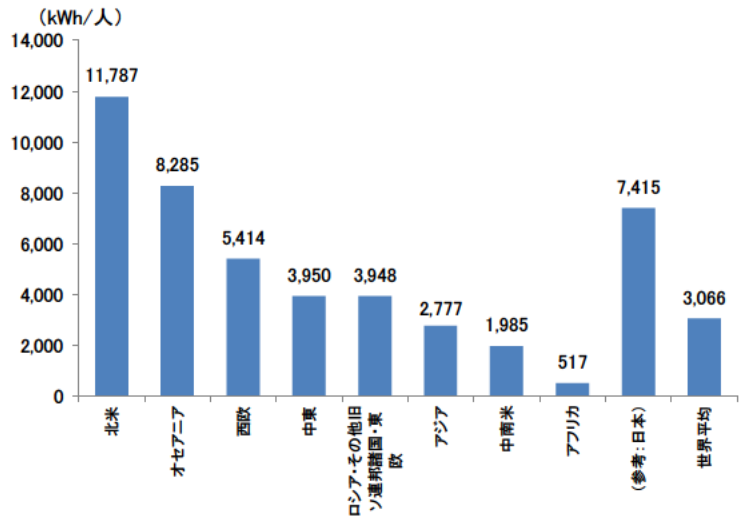


資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

一方、アジアや中南米、アフリカ等は、北米や西欧に比べ、1人当たりの電力消費量が低い水準となっています。例えば、2021年時点のアジアの1人当たり電力消費量は、北米の約2割に過ぎませんでした（第223-1-2）。

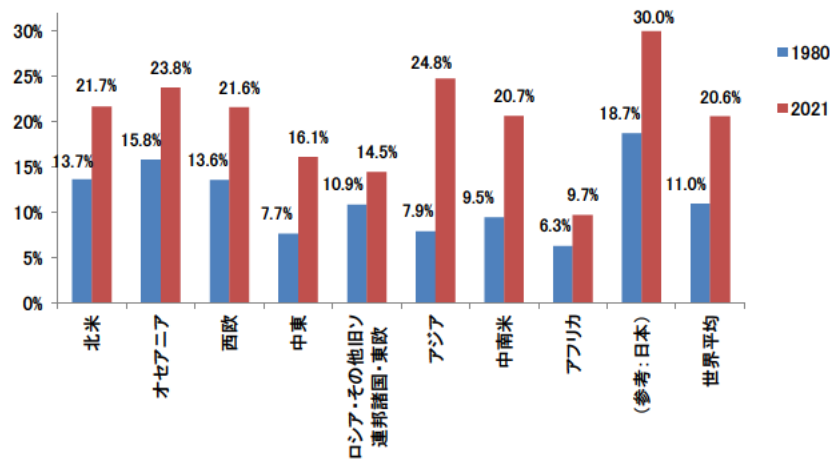
また、電力化率（最終エネルギー消費全体に占める電力消費の割合）は、世界全体で見ると1980年の11.0%から2021年には20.6%へと上昇しました。世界全体で電化製品等の普及が目覚ましかったこと等が大きな要因です（第223-1-3）。

【第223-1-2】1人当たりの電力消費量（地域別、2021年）



資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」及び世界銀行「World Development Indicators」を基に作成

【第223-1-3】電力化率の推移（地域別）

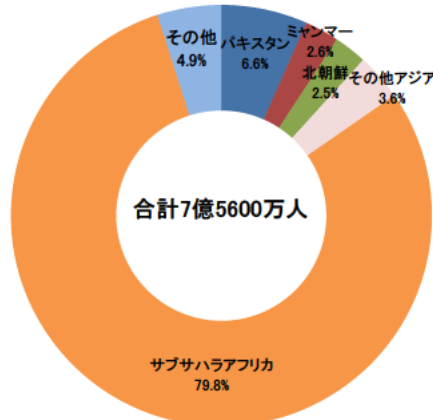


(注) 「電力化率」とは最終エネルギー消費全体に占める電力消費の割合を指す。

資料: IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

電力化率が上昇している一方で、2022年時点で、世界の総人口の約1割、日本の人口の約6倍にもなる7.6億人もの人々が、電力供給を受けていない状況となっています。その多くは、サブサハラアフリカやアジアに存在しています。アジアでは、2000年以降、新たに12億人が電力にアクセスできるようになりました。そのうちの3分の2をインドが占めており、2019年には、人口の99%が電力にアクセスできるようになったとインド政府から発表がありました。一方、サブサハラアフリカにおける未電化人口は、2022年時点で6.0億人であり、世界全体の未電化人口の約8割を占めています。こうした地域では、電力アクセスの実現が大きな政策課題となっており、その実現のためには、電力供給インフラに対する大規模な投資が必要とされています（第223-1-4）。

【第223-1-4】世界の未電化人口（地域別、2022年）

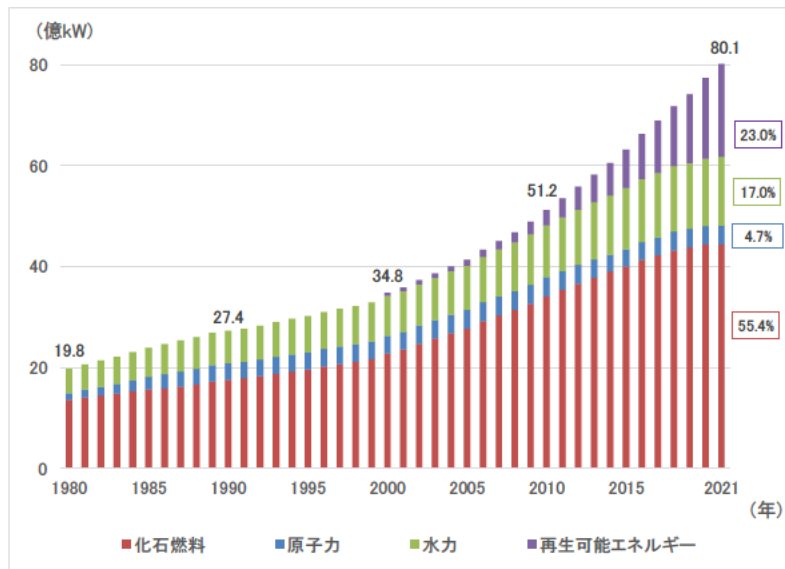


資料: IEA「World Energy Outlook 2023」を基に作成

(2) 供給の動向

世界の発電設備容量は右肩上がり増加しています。2021年の世界の発電設備容量は、80.1億kWとなりました。これを電源別に見ると、化石エネルギーの割合が55.4%を占めており、主電源の役割を果たしていることがわかります。次いで再エネが23.0%を占めています。再エネは気候変動対策の高まりを背景に、近年急速に導入が進んでいます。次に大きな割合を占めるのは水力ですが、新規開発が難しくなっていることから、近年の伸び率は低い水準にあります。原子力は、1970年代の二度のオイルショックを契機に石油代替エネルギーとして開発が促進され、1980年代には年平均8.9%と高い伸び率を示しましたが、先進国での原子力開発が鈍化した結果、1990年代以降の伸び率は低い水準となっています（第223-1-5）。

【第223-1-5】世界の発電設備容量の推移（電源別）

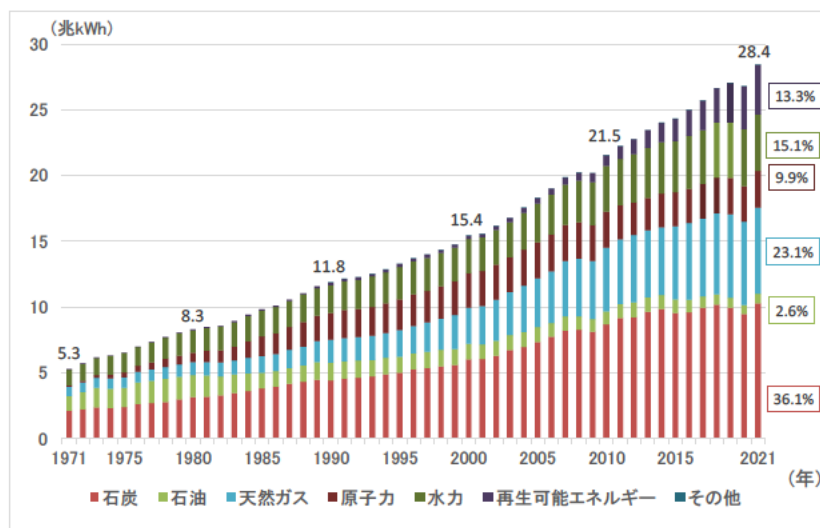


資料：EIA「International Energy Statistics」を基に作成

世界の発電電力量もほぼ一貫して増加しています。2021年の世界の発電電力量は、28.4兆kWhでした。これを電源別に見ると、最も大きな割合を占めているのが火力（石炭火力、石油火力、天然ガス火力）であり、全体の61.7%を占めています。次いで水力、再エネ、原子力が続いています。近年では、政策的な支援を受けた再エネの増加傾向が顕著となっています。

火力による発電電力量を燃料別に見ると、石炭火力は1970年代以降、増加傾向にありましたが、2010年代からは気候変動対策の高まりや再エネの導入拡大もあり、概ね横ばいで推移しています。石油火力は、1970年代には堅調に増加していましたが、オイルショックを契機に石油代替エネルギーへ転換された結果、1980年代以降は減少傾向に転じています。天然ガス火力は、石炭や石油と比べてクリーンであることから、近年に至るまで増加傾向にあります（第223-1-6）。

【第223-1-6】世界の発電電力量の推移（電源別）



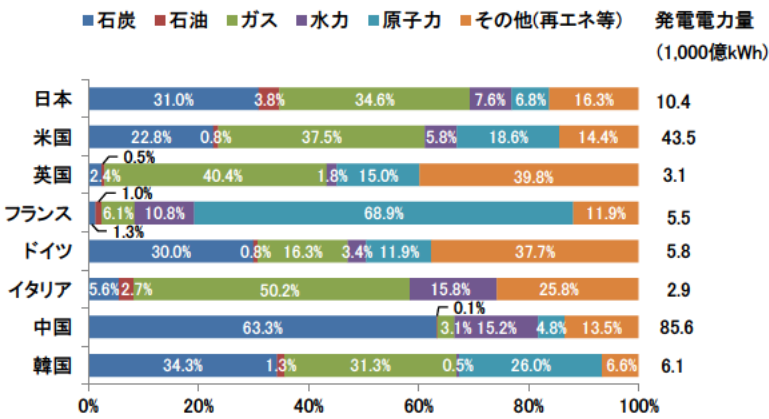
資料：IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

次に、2021年における主要国の電源構成を見ていきます。米国は、シェールガス生産の増加に伴い、ガス火力の割合が増加しており、2021年には全体の37.5%を占めました。他方で、石炭火力の割合が減少傾向にあります。英国は、国内に石炭が豊富に存在することから、かつては石炭火力が主力電源の役割を担っていましたが、北海ガス田の開発や電力自由化に伴って、ガス火力の割合が増加した後、政策的なCO₂価格の引き上げにより、石炭火力の割合は2.4%まで低下しています。フランスは、東京電力福島第一原子力発電所事故以降、電源の多様化を進める政策を取っており、原子力の割合が、2011年の79.4%

から2021年には68.9%まで低下しました。ドイツは、再エネの導入を積極的に進めており、原子力や石炭火力のシェアが低下しています。イタリアは、石炭火力の割合が減少する一方、ガス火力の割合が増加しています。中国は、経済発展とともに発電電力量も著しく増加していますが、石炭火力の割合が非常に高く、気候変動問題への対応が課題となっています。韓国は、石炭火力の割合が34.3%、原子力の割合が26.0%と高くなっています（第223-1-7）。

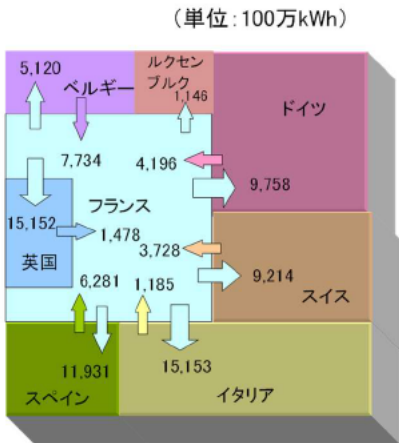
なお、欧州や北米では、国境を越えて送電線網が整備されており、電力の輸出入が活発に行われています（第223-1-8）。

【第223-1-7】 主要国の発電電力量と発電電力量に占める各電源の割合（2021年）



資料:IEA「World Energy Balances 2023 Edition」を基に作成

【第223-1-8】 欧州の電力輸出入の状況（2021年のフランスの例）



(注1) 数値は、物理的な電力量の推移を示したもの。
(注2) 電力が他の国を回って元の国に戻ってきた場合や、電力がある国を通過した場合には、輸出力と輸入量の両方でカウントしている。
資料:IEA「Electricity Information 2023 edition」を基に作成

2. ガス事業

欧米におけるガス事業の状況を見ると、かつて欧州では、上流のガス生産・輸入から、国内でのガス輸送・配給、販売までを、国営企業が一元的に行うケースが主流でしたが、1980年代からは、英国等において、国営企業の民営化やガス市場の自由化が進められました。その後、1998年の「第一次EUガス指令」、2003年の「第二次EUガス指令」、2009年7月の「第三次エネルギーパッケージ」によって、EU全体でガス市場の自由化が進められ、現在では、小売市場の全面自由化や輸送部門の所有権分離もしくは機能分離が実施されています。米国では、特に1985年以降、連邦規制により州をまたぐパイプラインの第三者利用、ガスの輸送機能・販売機能の分離が進められました。また、州レベルにおいても、家庭用も含めた自由化の拡大及びガス配給会社（LDC）による託送サービスの提供を制度化する州が登場しており、2022年末時点では、計23州において自由化を実施済みです。自由化プログラムに参加した需要家数は、有資格者全体の18%となっています²¹。

2021年における主要国の都市ガスの消費量を比較すると、米国では30,187PJ、ドイツでは3,695PJ、英国では2,897PJ、イタリアは2,834PJで、日本は1,723PJでした。

パイプラインについては、2021年時点で、米国の輸送パイプラインの総延長が485千km、配給用パイプラインの総延長が2,158千kmとなりました。欧州諸国では、輸送パイプラインと配給パイプラインの総延長の合計が、ドイツでは596千km、英国では292千kmとなりました。日本では、電気事業者や国産天然ガス事業者等によって整備されている輸送パイプラインの総延長が3千km、一般ガス導管事業者によって整備されている配給パイプラインの総延長が268千kmとなりました（第223-2-1）。

【第223-2-1】世界の都市ガス消費量、パイプライン延長（2021年）

国名	都市ガス消費量 (PJ)	パイプライン延長	
		輸送(千km)	配給(千km)
米国	30,187	485	2,158
ドイツ	3,695	42	554
英国	2,897	8	284
イタリア	2,834	35	262
日本	1,723	3	268
フランス	1,708	39	200
豪州	1,109	30	91
韓国	1,064	5	50
台湾	978	3	25

資料：日本ガス協会「ガス事業便覧 2023年版」を基に作成

3. 熱供給

熱供給は、一般的に「地域冷暖房」とも呼ばれていますが、その始まりは19世紀にまで遡ります。オイルショック以降は、特に欧州において飛躍的に発展しました。熱源として、化石エネルギーだけでなく、再エネや廃棄物、工場排熱等が利用できることに加え、熱電併給²²も適用できることから、石油依存度の低減やエネルギー自給率の向上、環境保護といった観点から、有効性が注目されてきました。

熱供給の主たる燃料は国によって様々です。英国では天然ガスが約9割を占めていますが、北欧諸国では、再エネや廃棄物の利用割合が比較的高いという特徴があり、例えばスウェーデンでは、熱供給に占めるバイオマスや廃棄物の利用割合が約8割²³となっています。

地域単位で空調用の熱をまとめて製造・供給する地域熱供給設備は、広大な寒冷地を抱えており、暖房需要の大きい中国等で大規模に普及しています。他にも、北欧や中東欧、韓国等においても普及が進んでいます。熱を伝えるための導管ネットワークの長さで比較すると、こうした国々の導管ネットワークの長さは、いずれも日本と比べてはるかに大きな値となっていることがわかります（第223-3-1）。

²¹ EIA「Natural Gas Annual 2022」より推計。
²² コージェネレーション、CHP（Combined Heat and Power）とも呼ばれています。
²³ IEA「World Energy Balances 2023 Edition」より推計。

【第223-3-1】世界の地域熱供給の状況（2019年）

国名	設備容量 (MWth※)	年間熱供給量 (GWh)	導管ネットワーク (km)
中国	462,595 **	888,064 **	178,136 **
ドイツ	49,475	75,119	21,610
ポーランド	54,912	60,818	21,085
韓国	29,961 **	47,821 **	－
スウェーデン	－	49,686	－
フィンランド	23,390	33,140	14,920
デンマーク	－	30,391	30,800
フランス	24,707	25,078	5,397
チェコ共和国	－	24,972	7,517
オーストリア	11,200	21,015	5,488
スロバキア	15,793 **	13,800 *	1,400 *
ルーマニア	9,962 *	－	－
イタリア	8,727	9,073	4,377
アイスランド	2,290 **	8,079	－
オランダ	5,850 **	7,249 **	4,000 **
リトアニア	8,645	7,609	2,592
エストニア	5,406 **	6,394 **	1,450 **
日本	4,241 **	6,361 **	672 **
ラトビア	2,254	7,034	－
スイス	2,792 *	5,081 *	1,468 *
ノルウェー	3,400	5,568	1,905
クロアチア	2,221	2,684	436
スロベニア	1,739	2,132	893

（注1） 「MWth」 はMega Watts thermalの略で、熱源容量のこと。

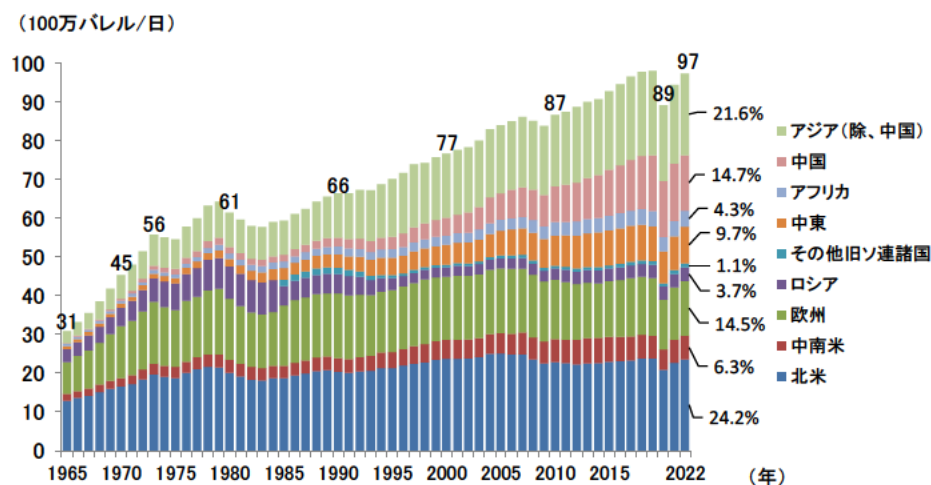
（注2） 「*」 は2015年の値、「**」 は2013年の値、「－」 はデータなし。

資料: Euroheat & Power 「District Heating and Cooling: Country by Country」 各年版を基に作成

4. 石油製品

世界の石油製品の消費は、1965年から2022年にかけて3倍以上に拡大しました。特に、中国を含むアジアや中東における消費の拡大が顕著となっています。2022年の石油製品の消費の地域別シェアは、中国を含むアジアが36.3%を占めており、次いで北米、欧州が続きました（第223-4-1）。

【第223-4-1】世界の石油製品の消費の推移（地域別）

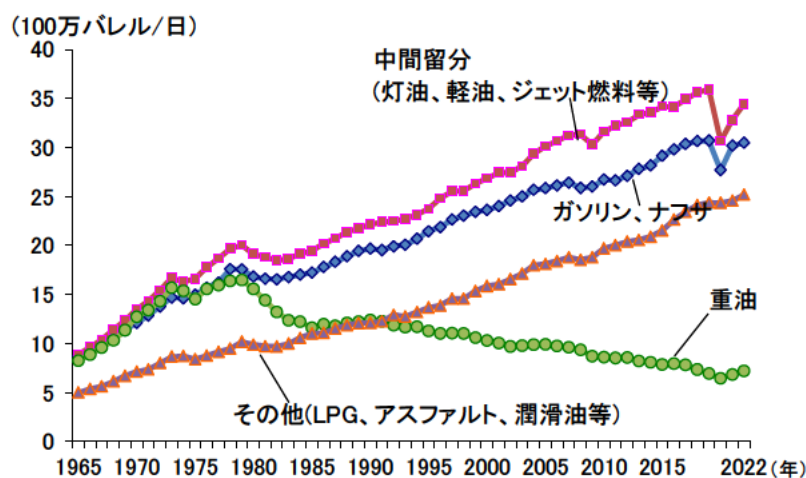


(注) 1984年以前の「ロシア」には、その他旧ソビエト連邦諸国を含む。

資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

2022年の世界の石油製品の消費を製品別に見ると、新型コロナ禍からの経済回復もあり、いずれの製品についても前年から増加しました。長期的に見ると、ガソリンや灯油、軽油等の軽質油の消費が堅調に増加してきた一方で、重油の消費が低下傾向にありましたが、2021年以降は重油も増加に転じています（第223-4-2）。

【第223-4-2】世界の石油製品の消費の推移（製品別）



資料:Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

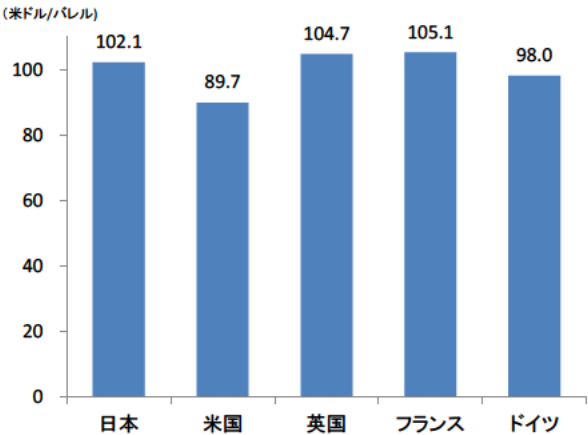
第4節 国際的なエネルギーコストの比較

1. 原油輸入価格の国際比較

国際石油市場は、北米・欧州・アジアの3つに大きく分類されており、各市場において、基準価格となる指標原油が確立されています。北米市場における代表的な指標原油は、ニューヨーク商業取引所（New York Mercantile Exchange）等で取引される「WTI原油」（West Texas Intermediate及びそれとほぼ等質の軽質低硫黄原油）であり、欧州市場における指標原油は、インターコンチネンタル取引所（ICE Futures Europe）等で取引される「ブレント原油」となっています。また、アジア市場においては、「ドバイ原油」が指標原油となっています。

世界では数百種類の原油が生産されていますが、各国が産油国から原油を購入する際の価格は、例えばサウジアラビア等においては、指標原油の価格に一定の値を加減する方式（市場連動方式）で決まるのが通例となっており、その加減値については、指標原油との性状格差により決定されます。各国における原油の輸入価格については、輸入する原油の種類や、運賃、保険料等によって異なります（第224-1-1）。

【第224-1-1】原油輸入価格の国際比較（2022年）

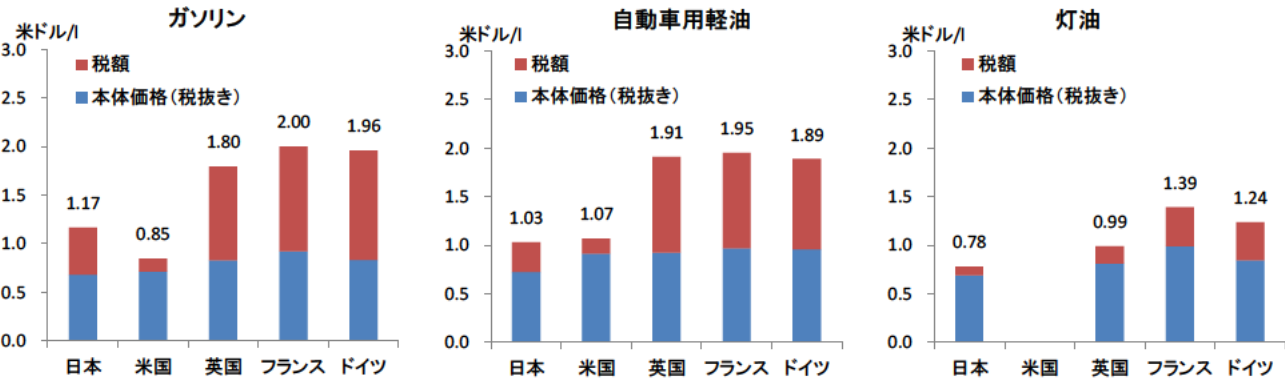


資料:IEA「Energy Prices and Taxes 2023」を基に作成

2. 石油製品価格の国際比較

日本、米国、英国、フランス、ドイツにおけるガソリンと自動車用軽油の小売価格（税込、ドル建て価格）を比較すると、ガソリン価格については高い順に、フランス、ドイツ、英国、日本、米国となっており、軽油価格については、フランス、英国、ドイツ、米国、日本の順となっています。しかし、ガソリン、自動車用軽油ともに、いずれの国も本体価格（税抜）に大きな違いはなく、各国の税制が小売価格差の原因となっています。また灯油については、ガソリンや自動車用軽油と比べると、小売価格の差が小さくなっています（第224-2-1）。

【第224-2-1】石油製品価格の国際比較（2024年2月時点）



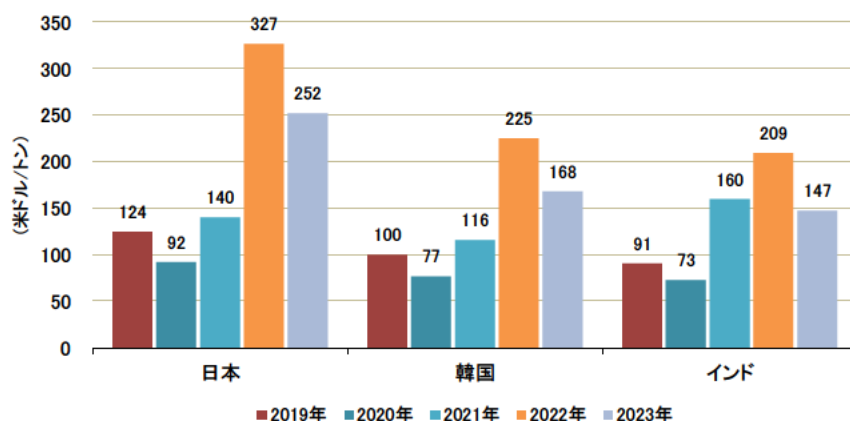
(注) 米国の灯油価格はデータなし。
資料:IEA「Oil Market Report (2024年3月号)」を基に作成

3. 石炭輸入価格の国際比較

石炭価格は、石炭の需給状況が反映されるものですが、石炭の性質の違いより価格差が生じます。通常、一般炭であれば発熱量が高いほど、原料炭であれば粘結性が高いほど価格が高くなり、また、賦存量の少ない原料炭の方が一般炭より高値で取引されます。

石炭の輸入価格（CIF価格）は、石炭輸出国におけるFOB価格と、輸出国から輸入国までの輸送費（保険を含む）で構成されており、FOB価格が同じであれば、一般的に輸送距離が短いほど、CIF価格は安価となります。日本、韓国、インドといったアジアの石炭輸入国は、豪州やインドネシアからの輸入が中心であり¹⁴、こうした国々で産出される石炭の国際価格を反映して、3か国の輸入価格が推移しています（第224-3-1）。

【第224-3-1】 石炭輸入価格の国際比較



（注） 各国の平均石炭輸入価格（CIF価格）。

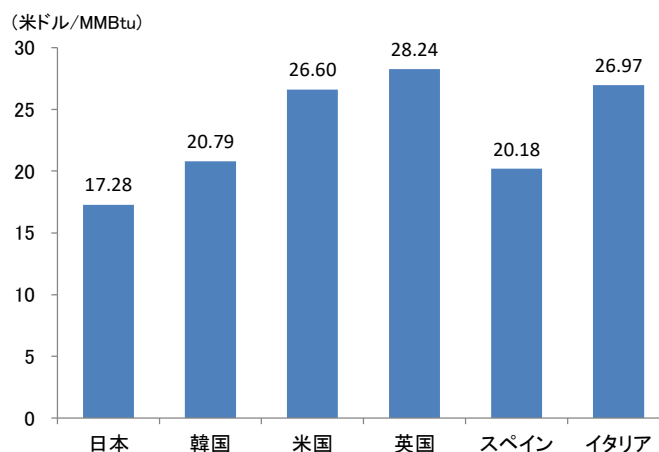
資料：各国貿易統計を基に作成

¹⁴ インドは、地理的に近い南アフリカからも多くの石炭を輸入しています。

4. LNG輸入価格の国際比較

世界の天然ガス・LNGの主要市場は、石油と同じく北米・欧州・アジアの3つですが、その価格決定方式は各市場で異なっており、石油のように指標となるガス価格がこれらの市場全てに存在しているわけではありません。アジアにおけるLNG輸入価格は、7～8割がJCC（Japan Crude Cocktail）と呼ばれる日本向け原油の平均CIF価格にリンクしています。一方、大陸欧州でのパイプラインガスの価格やLNG輸入価格は、各国の天然ガスの需給動向によって決定されることが主流となっています。ガス市場の自由化が進んでいる米国や英国では、それぞれHH（Henry Hub）やNBP（National Balancing Point）といった国内の天然ガス取引地点での需給によって、価格が決定されています（第224-4-1）。

【第224-4-1】LNG輸入価格の国際比較（2022年平均）

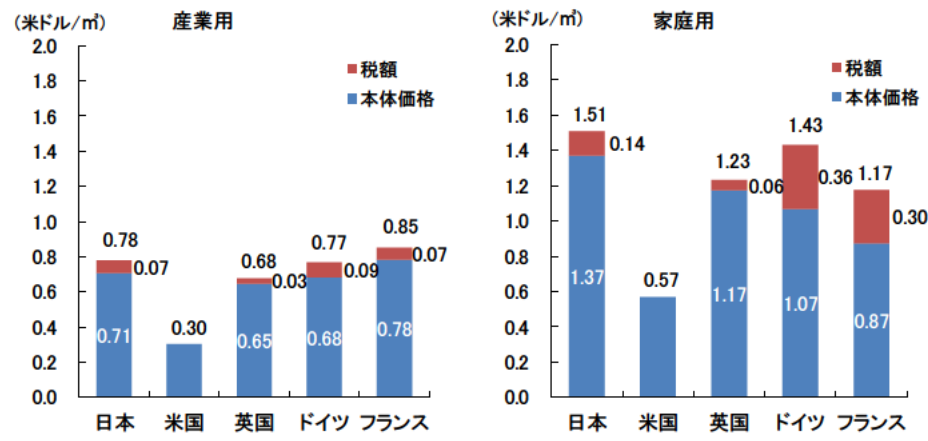


資料:各国貿易統計等を基に作成

5. ガス料金の国際比較

原料となる天然ガスの自給率やその調達方法、消費量の多寡、国内の輸送インフラの普及状況、人口密度、為替レート等は国によって異なり、またガス料金の原価についても様々な要素で構成されていることから、単純な比較は困難ですが、ここではIEAのデータを基に各国のガス料金を比較しています（第224-5-1）。

【第224-5-1】ガス料金の国際比較（2022年）

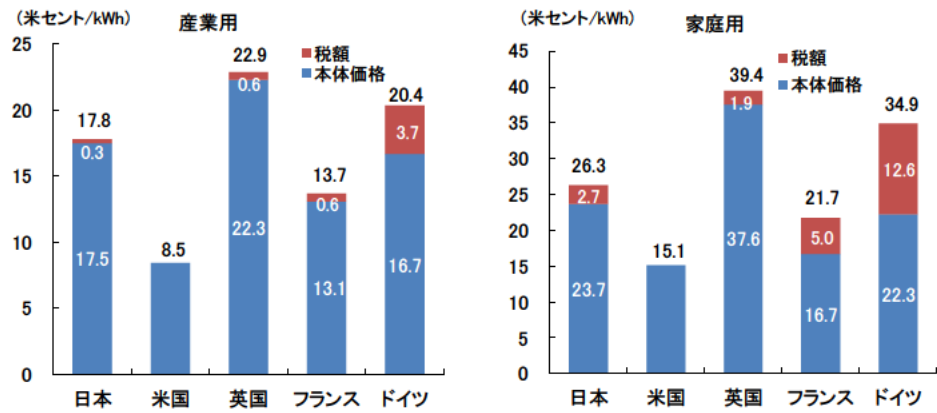


(注) 米国は本体価格と税額の内訳不明。
資料:IEA「Energy Prices and Taxes Statistics」を基に作成

6. 電気料金の国際比較

ガス料金と同様に、発電のための燃料の調達方法や、電源構成、消費量の多寡、国内インフラの普及状況、人口密度、為替レート等は国によって異なるため、単純な比較は困難ですが、ここではIEAのデータを基に各国の電気料金を比較しています。電気事業の効率的な運営と、電気料金の低減に向けた努力を怠ってはなりません、その際には日本固有の事情、すなわち、火力発電の割合が高く、燃料の大部分を海外からの輸入に依存していること等、供給面での課題等に留意する必要があります（第224-6-1）。

【第224-6-1】電気料金の国際比較（2022年）



(注1) 米国は州ごとに税額が異なるため、米国全体の税額の内訳不明。
(注2) 産業用の税額には、付加価値税又は消費税は含んでいない。

資料:IEA「Energy Prices and Taxes Statistics」を基に作成

(様式 2)

二次利用未承諾リスト

報告書の題名	令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 (国内外のエネルギー動向に関する調査・分析・制作) 報告書
--------	---

委託事業名

受注事業者名 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

[illegible]

(様式 2)