

令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等委託事業
(国内外のエネルギー動向に関する調査・分析)
調査報告書

令和4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

1970年代までの高度経済成長期に、我が国の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年代の二度の石油危機を契機に、製造業を中心に省エネルギー化が進むとともに、省エネルギー型製品の開発も盛んになりました。このような努力の結果、エネルギー消費を抑制しながら経済成長を果たすことができました。1990年代を通して原油価格が低水準で推移する中で、家庭部門、業務他部門を中心にエネルギー消費は増加しました。2000年代半ば以降は再び原油価格が上昇したこともあり、2005年度をピークに最終エネルギー消費は減少傾向になりました。2011年度からは東日本大震災以降の節電意識の高まり等によってさらに減少が進みました。2020年度はCOVID-19感染拡大による人流抑制・生産活動の落ち込み等の影響により、実質GDPが2019年度より4.5%減少するとともに、最終エネルギー消費は6.6%減少しました(第211-1-1)。

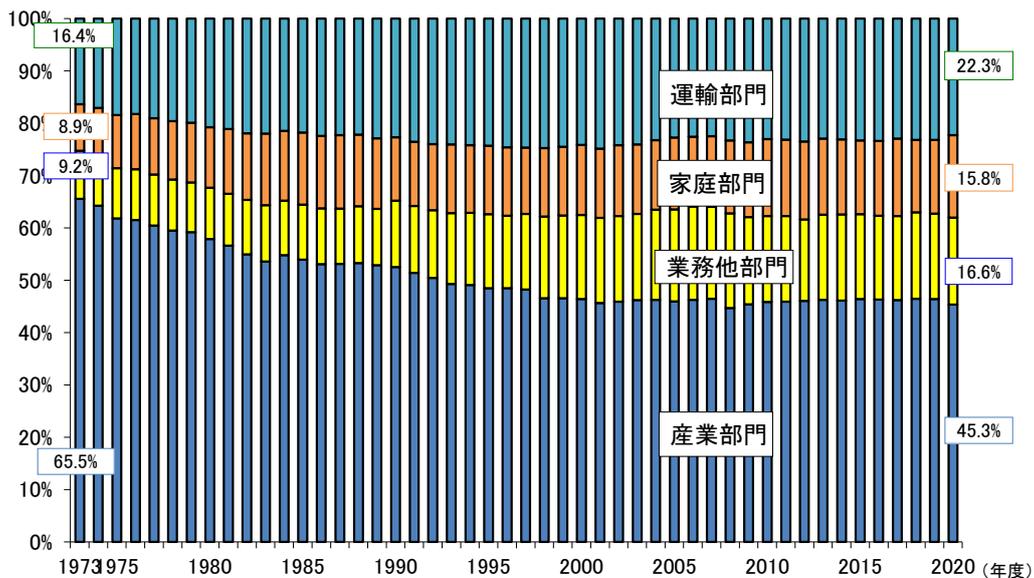
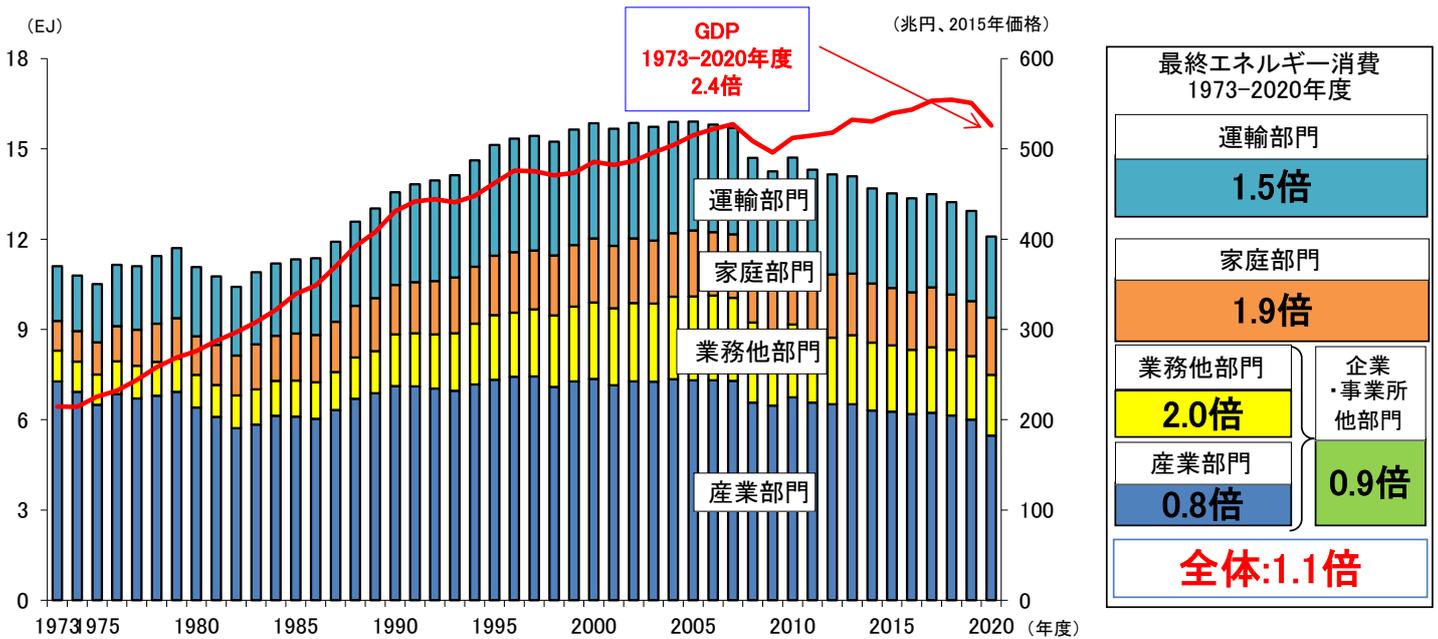
部門別にエネルギー消費の動向を見ると、1973年度から2020年度までの伸びは、企業・事業所他部門が0.9倍(産業部門¹0.8倍、業務他部門2.0倍)、家庭部門が1.9倍、運輸部門が1.5倍となりました。企業・事業所他部門では第一次石油危機以降、経済成長する中でも製造業を中心に省エネルギー化が進んだことから同程度の水準で推移しました。一方、家庭部門・運輸部門ではエネルギー利用機器や自動車等の普及が進んだことから、大きく増加しました。その結果、企業・事業所他、家庭、運輸の各部門のシェアは第一次石油危機当時の1973年度の74.7%、8.9%、16.4%から、2020年度には61.9%、15.8%、22.3%へと変化しました。

1単位の国内総生産(GDP)に対する一次エネルギー供給量を見ますと、1973年度では70PJ²/兆円でしたが、2020年度はほぼ半分の34PJ/兆円になりました。2010年度以降は10年連続で減少しており、エネルギー効率の改善が進展しています(第211-1-2)。

¹ 産業部門は農林水産鉱建設業と製造業の合計。

² 1PJ=10¹⁵J

【第211-1-1】最終エネルギー消費と実質GDPの推移



(注1) J(ジュール)=エネルギーの大きさを示す単位。1EJ(エクサジュール)= 10^{18} J= 0.0258×10^9 原油換算kl。

(注2)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降の数値について算出方法が変更されている³。

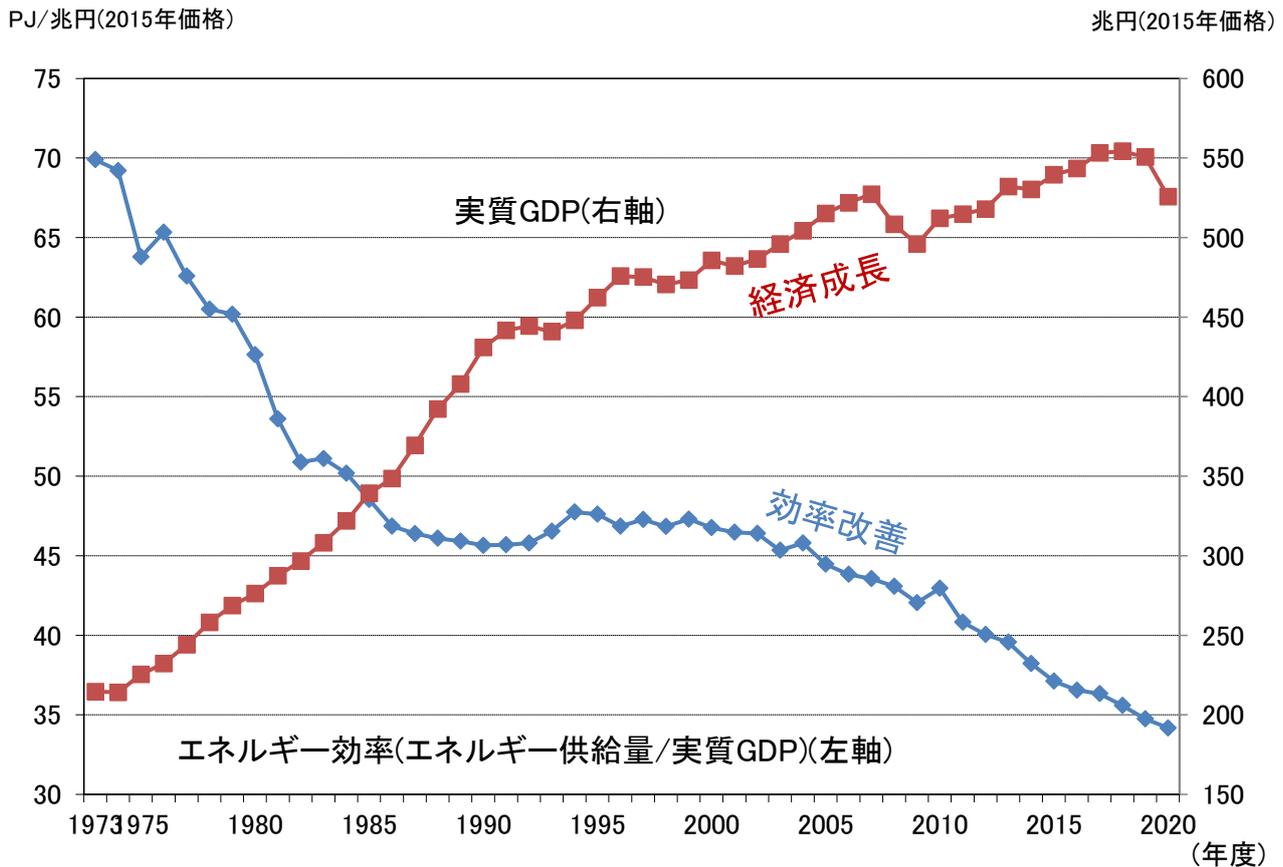
(注3)産業部門は農林水産鉱建設業と製造業の合計。

(注4)1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

出典: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

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いた算出が行われていたが、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。このようなことから、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あたっては留意する必要があります(以下「総合エネルギー統計」に係る比較についても同じです)。

【第211-1-2】実質GDPとエネルギー効率(一次エネルギー供給量/実質GDP)の推移



(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降の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。

出典: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

COLUMN

我が国のエネルギーバランス・フロー概要

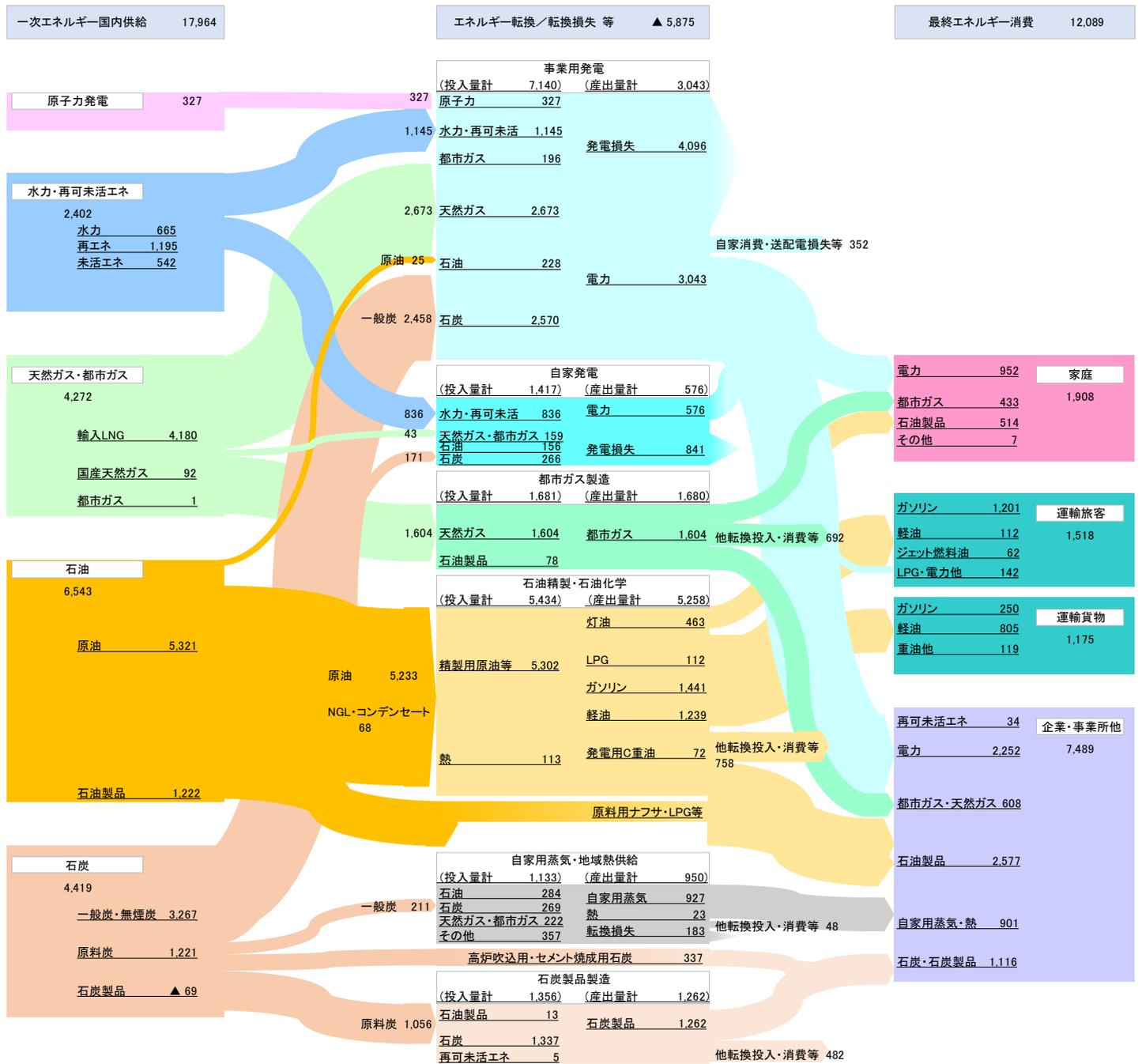
エネルギーがどのように供給、消費されているか大きな流れを見てみましょう。エネルギーは生産されてから、私たちエネルギー消費者が使用するまでの間に様々な段階、経路を経ていきます。具体的に、原油、石炭、天然ガス等の各種エネルギーが生産され、電気や石油製品等に形を変える発電・転換部門(発電所、石油精製工場等)を経て、私たちが最終的に消費するという流れになっています。この際、発電・転換部門で生じるロスまでを含めた、我が国が必要とするすべてのエネルギー量を「一次エネルギー供給」といいます。そして、最終的に消費者が消費するエネルギー量を「最終エネルギー消費」といいます。国内に供給されたエネルギーが最終消費者に届くまでには、発電ロス、輸送中のロス及び発電・転換部門での自家消費等が発生するため、最終エネルギー消費は一次エネルギー消費からこれらの損失を差し引いたものになります。2020年度は、日本の一次エネルギー国内供給を100とすれば、最終エネルギー消費は約67でした(第211-1-3)。

具体的には、一次エネルギー供給は、石油、天然ガス、石炭、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あるのに対して、最終エネルギー消費では、私たちが最終的に使用する石油製品(ガソリン、灯油、重油等)、都市ガス、電力、熱等の形態になっています。一次エネルギーの種類別にその流れを見ますと、原子力、再生可能エネルギー等は、その多くが電力に転換され、消費されました。一方、天然ガスについては、電力への転換のみならず、熱量を調整した都市ガスへの転換と消費も大きな割合を占めました。石油については、電力への転換の割合は比較的小さく、そのほとんどが石油精製の過程を経て、ガソリン、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ました。石炭については、電力への転換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ました。

【第211-1-3】我が国のエネルギーバランス・フロー概要(2020年度)

【第211-1-3】我が国のエネルギーバランス・フロー概要(2020年度)

単位:10¹⁵J



(注1)本フロー図は我が国のエネルギーの流れの概要を示すものであり、細かなものは表現していない。

(注2)「石油」は、原油、NGL・コンデンセートのほか、石油製品を含む。

(注3)「石炭」は、一般炭・無煙炭、原料炭のほか、石炭製品を含む。

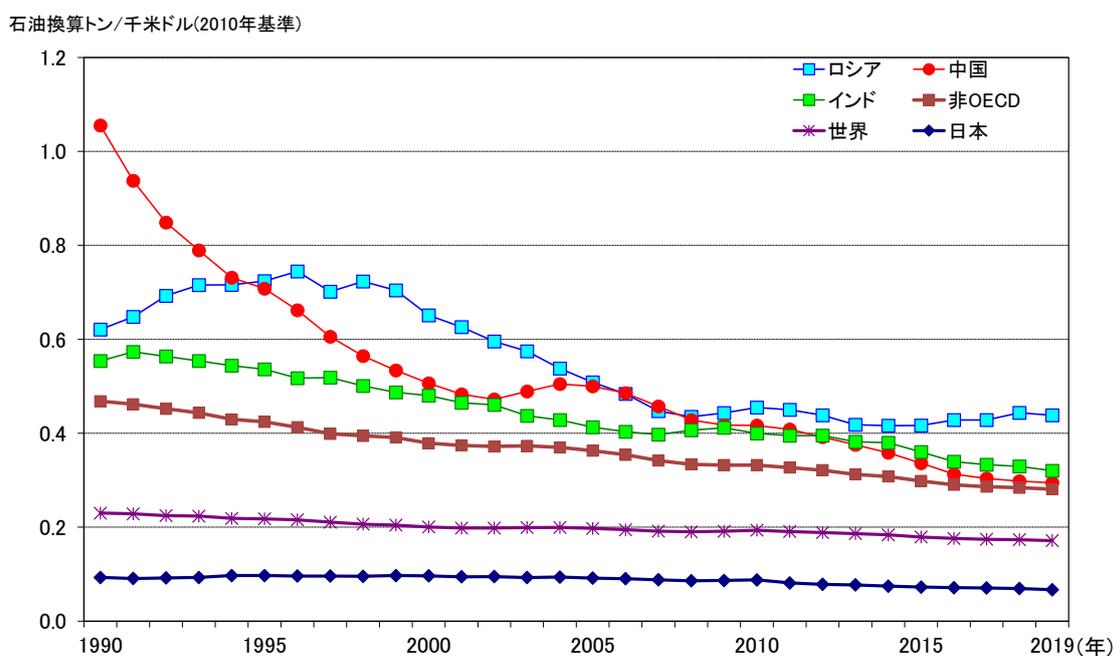
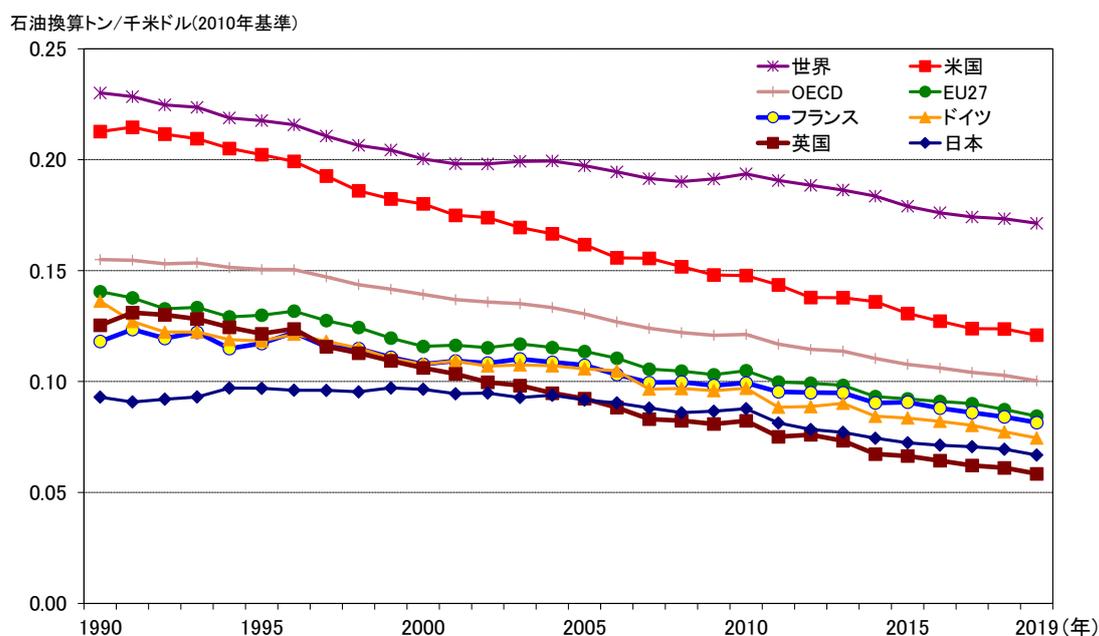
出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

2.海外との比較

1単位の国内総生産(GDP)を産出するために必要なエネルギー消費量(一次エネルギー供給量)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います(第211-2-1)。

2019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、中国の5分の1から4分の1程度の少なさであり、省エネルギーが進んでいる欧州の主要国と比較しても遜色ない水準です(第211-2-2)。現在の我が国のエネルギー利用効率が高いことが分かります。

【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

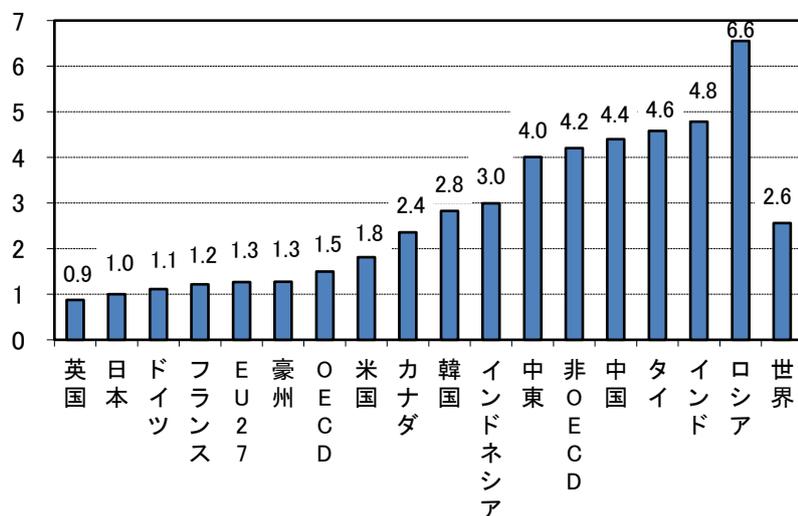


(注1)一次エネルギー消費量(石油換算トン)/実質GDP(千米ドル、2010年基準)。

(注2) 出所が国際エネルギー機関(IEA)の表(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、<http://www.iea.org/terms/rights>にある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@rights@iea.orgまでご連絡ください。本注記は、本グラフ以降のグラフについても同様です。

出典:IEA「World Energy Balances 2021 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(2019年)



(注)一次エネルギー消費量(石油換算トン)/実質GDP(米ドル、2010年基準)を日本=1として換算。

出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」、World Bank「World Development Indicators」を基に作成

3. エネルギー供給の動向

我が国のエネルギー需要は、1960年代以降急速に増大しました。それまでは、国産石炭が我が国のエネルギー供給の中心を担っていました。その後、国産石炭が価格競争力を失う中で、我が国の高度経済成長期をエネルギー供給の面で支えたのが、中東地域等で大量に生産されている石油でした。我が国は、安価な石油を大量に輸入し、1973年度には一次エネルギー国内供給の75.5%を石油に依存していました。しかし、第四次中東戦争を契機に1973年に発生した第一次石油危機によって、原油価格の高騰と石油供給断絶の不安を経験した我が国は、エネルギー供給を安定化させるため、石油依存度を低減させ、石油に代わるエネルギーとして、原子力、天然ガス、石炭等の導入を推進しました。また、イラン革命によってイランでの石油生産が中断したことに伴い、再び原油価格が大幅に高騰した第二次石油危機((1979年)は、原子力、天然ガス、石炭の導入をさらに促し、また新エネルギーの開発をさらに加速させました。

その結果、一次エネルギー国内供給に占める石油の割合は、2010年度には40.3%と、第一次石油危機時((1973年度)の75.5%から大幅に低下し、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燃料として化石燃料の消費が増え、近年減少傾向にあった石油の割合は2012年度に44.5%まで上昇しました。その後、発電部門において再生可能エネルギーの導入や原子力の再稼働が進んだこと等により、石油火力の発電量が減少しました。その結果一次エネルギー国内供給に占める石油の割合は8年連続で減少し、2020年度には1965年度以来最低の36.4%となり、5年連続で40%を下回りました(第211-3-1)。

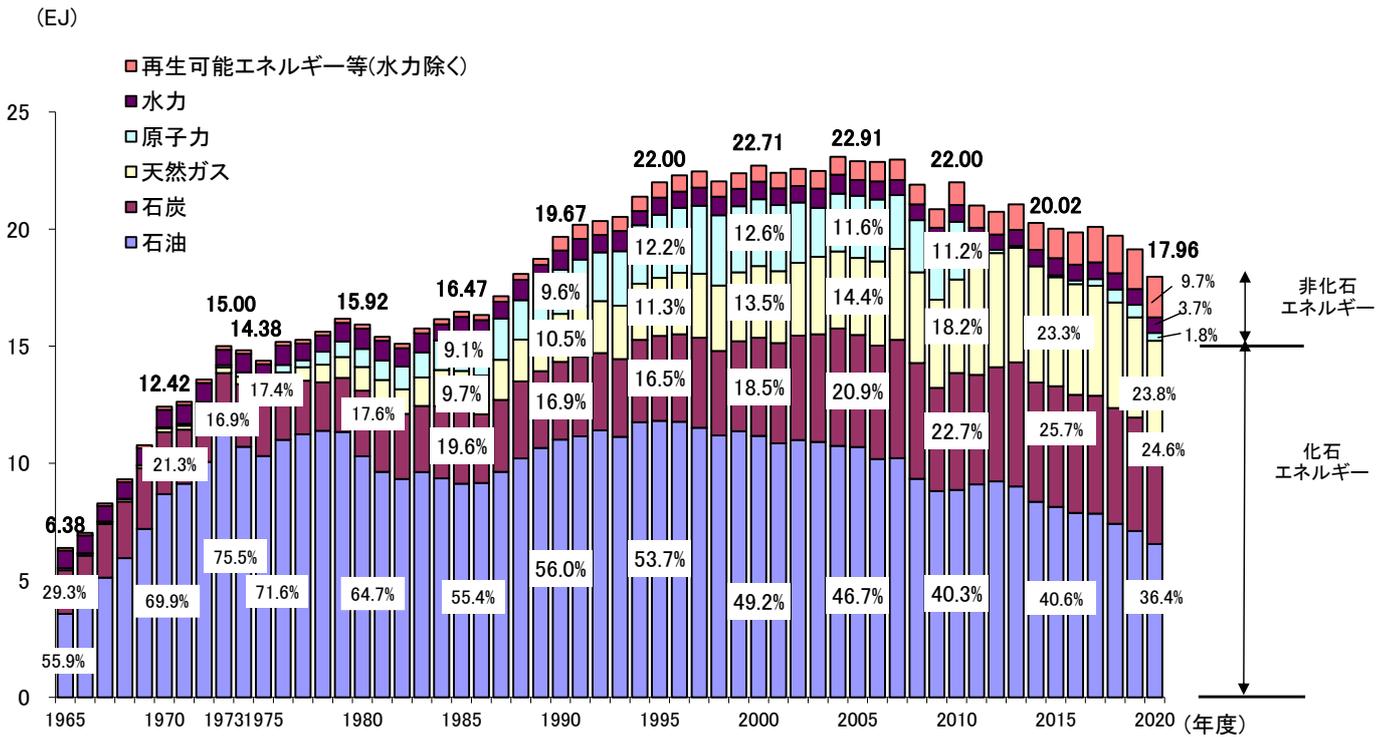
一次エネルギー国内供給に占める化石エネルギーの依存度を世界の主要国と比較すると、2019年の日本の依存度は88.3%であり、原子力を中心としたフランスや風力、太陽光の導入を積極的に進めているドイツ等と比べると依然として高い水準でした(第211-3-2)。このため、化石燃料のほとんどを輸入に依存している我が国にとってその安定的な供給は大きな課題です。特に、石油の供給先については、1960年代後半から安定的な供給に向けた取組が進められた結果、中東への依存度が1980年代中頃にかけて減少に向かいました。しかしその後は、インドネシア、メキシコ等の非中東地域では国内需要が増えたことで輸出が減少し、日本は再び石油の輸入を中東に頼らざるを得なくなりました。2010年度以降にロシアからの輸入

が増える等々中東への依存が下がった時期もありましたが、2020年度の依存度は92.0%と高いままです(第213-1-4「原油の輸入量と中東依存度の推移」参照)。

なお、二次エネルギーである電気は長期的には多くの分野で使う場面が増え、電力化率⁴は、1970年度には12.7%でしたが、2020年度には27.0%に達しました(第211-3-3)。家庭用及び業務用を中心に電力需要は2000年代後半まで増加の一途をたどりましたが、特に東日本大震災後は節電等により水準が一時的に低下しました。2020年度はCOVID-19の影響で、最終エネルギー消費に占める非電力エネルギー(製造業における石炭製品や運輸における石油製品等)の消費が減少したのに対して、テレワークの普及等から情報・通信機器利用増加や在宅率上昇に伴う家庭用の電力需要が増加したこと等から、電化率が2019年度対比で1.2%上昇しました。

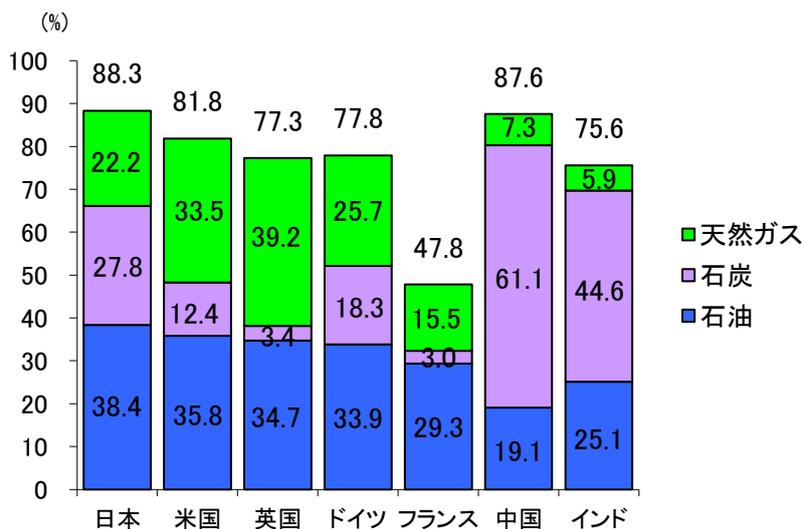
⁴最終エネルギー消費に占める電力消費の割合を示します。

【第211-3-1】一次エネルギー国内供給の推移



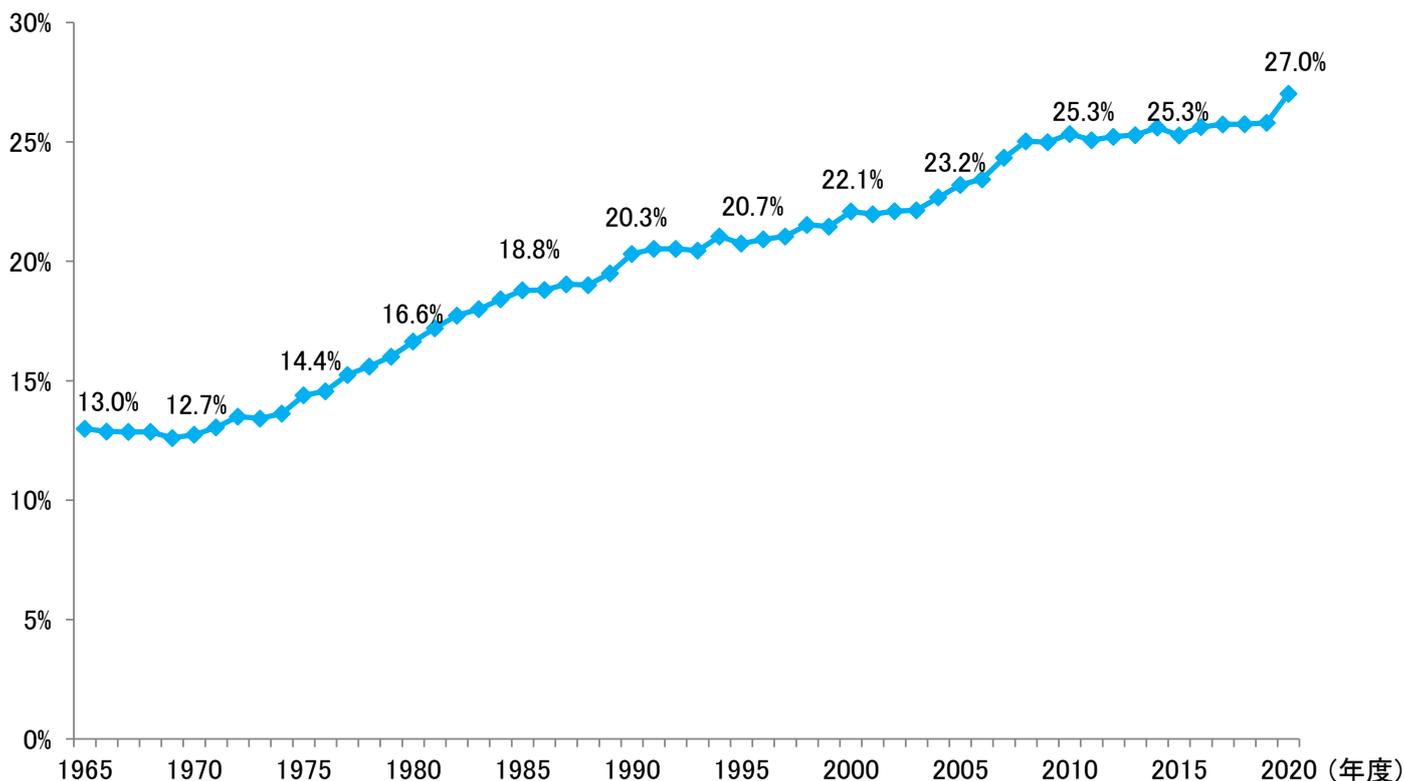
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値について算出方法が変更されている。
 (注2)「再生可能エネルギー等(水力除く)」とは、太陽光、風力、バイオマス、地熱等のこと(以下同様)。
 出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第211-3-2】主要国の化石エネルギー依存度(2019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。
 出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

【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。

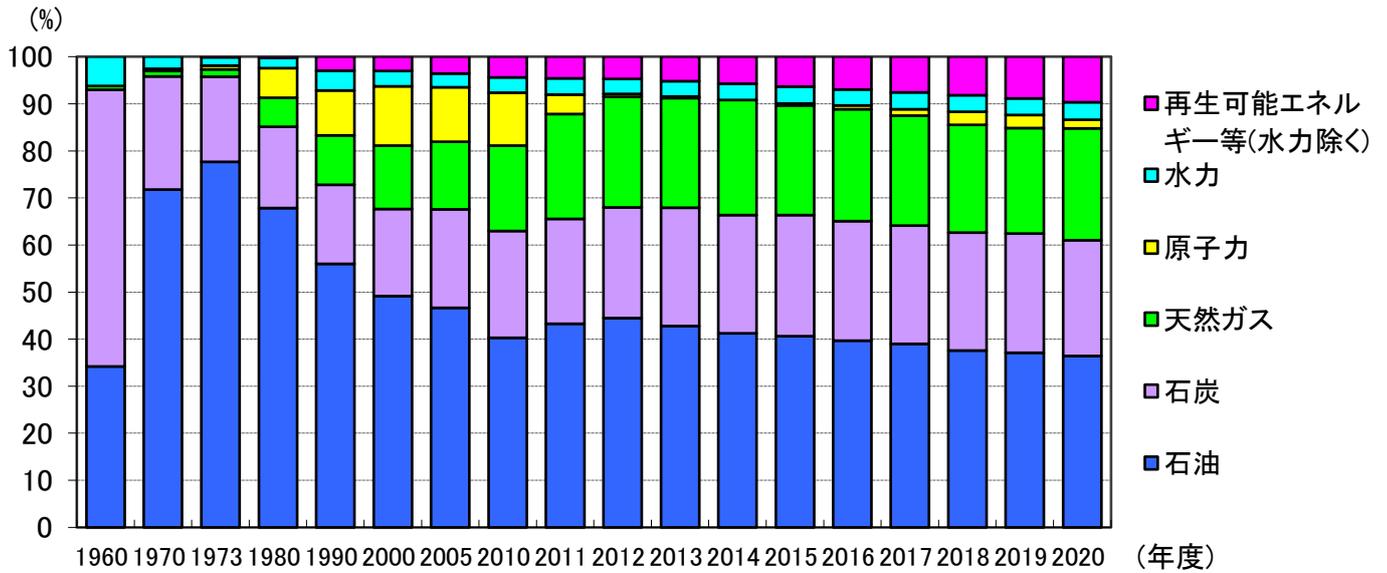
出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

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比率をエネルギー自給率といいます。我が国では、高度経済成長期にエネルギー需要量が大きくなる中で、供給側では石炭から石油への燃料転換が進み、石油が大量に輸入されるようになりました。1960年度には主に石炭や水力等国内の天然資源で一次エネルギーの58.1%を賄っていましたが、それ以降にエネルギー自給率は大幅に低下しました(第211-4-1)。

石炭・石油だけでなく、石油危機後に普及が進んだ天然ガスも、ほぼ全量が海外から輸入されています。2014年度は原子力の発電量がゼロになったこともあり、エネルギー自給率は過去最低の6.3%に低下しました。その後は再生可能エネルギーの導入や原子力発電所の再稼働が進んで5年連続上昇しましたが、2020年度のエネルギー自給率は再稼働した原子力の定期検査が長引いたことに伴い6年ぶりに低下し、11.2%となりました。

【第211-4-1】一次エネルギー国内供給構成及び自給率の推移



| 年度 | 1960 | 1970 | 1973 | 1980 | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| エネルギー自給率(%) | 58.1 | 15.3 | 9.2 | 12.6 | 17.0 | 20.2 | 19.6 | 20.2 | 11.5 | 6.6 | 6.5 | 6.3 | 7.3 | 8.0 | 9.4 | 11.6 | 12.0 | 11.2 |

(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。

出典:1989年度以前はIEA「World Energy Balances 2021 Edition」、1990年度以降は資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

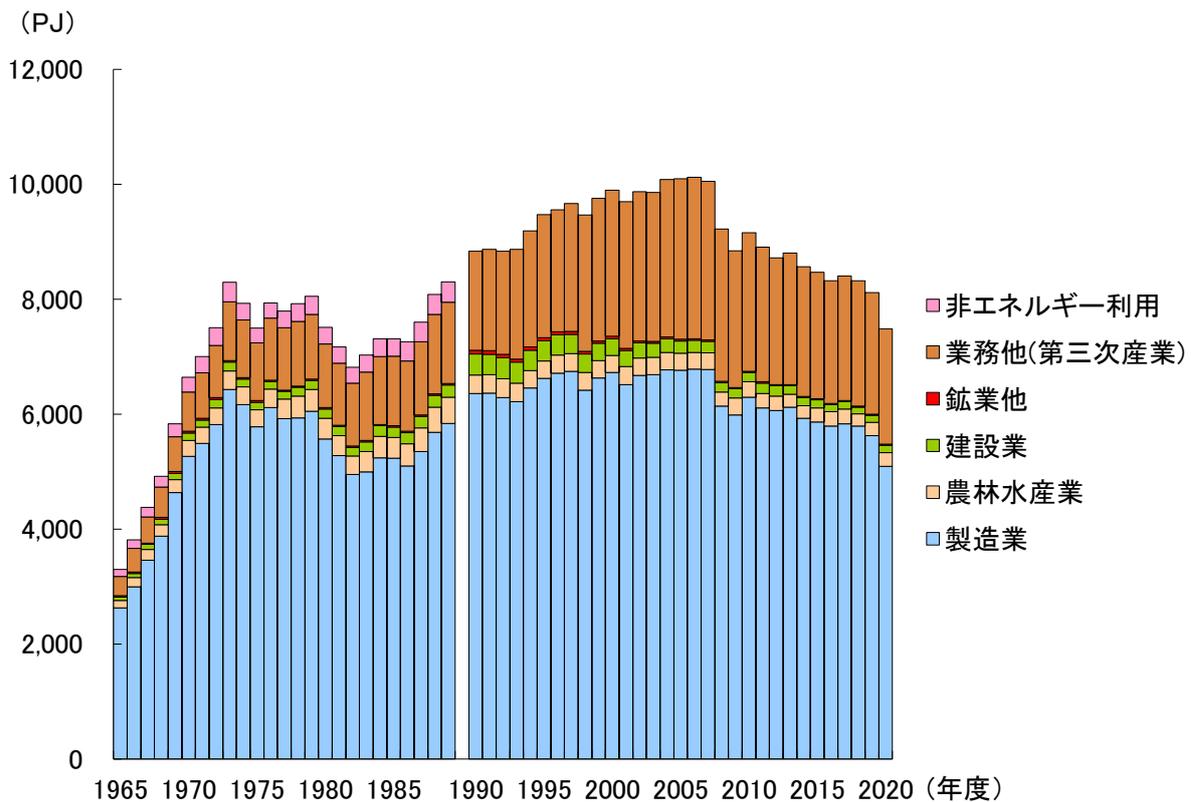
第2節 部門別エネルギー消費の動向

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・事業所他部門とは、産業部門（製造業⁵、農林水産業、鉱業、建設業）と業務他部門（第三次産業⁶）の合計であり、1965年度から2020年度までの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す。2020年度は企業・事業所他部門が最終エネルギー消費全体の61.9%を占めました。企業・事業所他部門の中では、同じく1965年度から2020年度までの通期で製造業が最大のシェアを占め、2020年度の率は68.0%でした（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)「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。非エネルギー利用分については、1990年度以降は各業種の消費量の内数となっている。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

(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第一次石油危機前の1965年度から1973年度まで年平均11.8%で増加し、実質GDPの伸び率を上回りました。その後、1973年の第一次石油危機以降は減少傾向を示し、1973年度から1983年度までの10年間では実質GDPが増加する一方で、エネルギー消費は年平均2.5%減少しました。しかし、1987年度から再び増加に転じ、1994年度には1973年度を上回りました。2008年度以降は、世界金融危機による世界的な経済の低迷や東日本大震災以降の省エネルギーの更なる進展により、製造業のエネルギー消費は減少傾向にあります。2020年度は、COVID-19の影響による製造設備の

⁵ 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。

⁶ ここでの第三次産業は運輸関係事業、エネルギー転換事業を除きます。

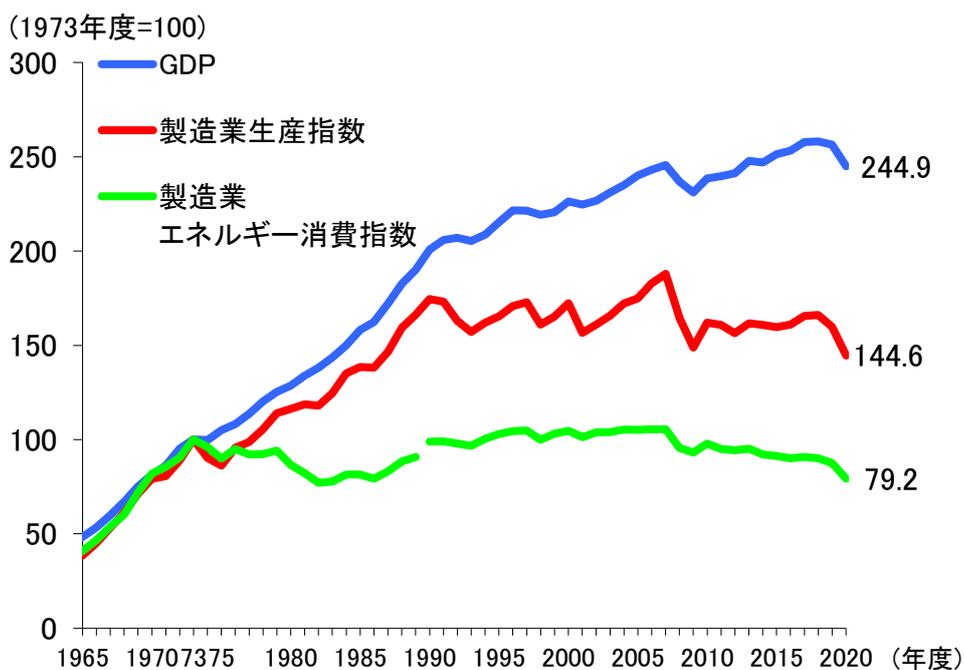
稼働減から前年度比で9.5%減少しました。1973年度と2020年度を比較すると、経済規模は2.4倍になり、製造業全体の生産も1.4倍に増加していますが、製造業のエネルギー消費は0.8倍まで低下しました(第212-1-2)。

石油危機以降、このように製造業において生産量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、省エネルギーの進展(原単位要因)及び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)。

製造業は、生産コスト低減の観点から、エネルギー効率向上に対する関心が高い業種です。1973年の石油危機によるエネルギー価格の高騰を契機に省エネルギーに積極的に取り組んだ結果、製造業では生産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)²当たりのエネルギー消費原単位)は急速に下がりました(第212-1-4)。しかしながら、1980年代後半からの国際原油価格の低迷により、1990年代にはIIP当たりのエネルギー消費原単位に若干の上昇傾向が見られました。2000年以降、企業の環境保護意識が高まり、再び省エネルギーへの努力が強まったことにより、エネルギー効率が改善しました。しかし、2008年の世界金融危機によって日本経済が低迷し、設備稼働率が低下したこと等の影響でエネルギー消費効率が悪化しました。2011年度以降は、製造業全体のエネルギー消費の4割ほど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の改善が見られました。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4割ほどを占めていることもあり、更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。

次に製造業のエネルギー消費をエネルギーの種類別に見ると、1973年度の第一次石油危機までは石油の消費の伸びが顕著でしたが、その後は素材系産業を中心に石炭等への燃料転換が進み、石油からの代替が進展しました(第212-1-5)。さらに、第二次石油危機以降は、都市ガスの消費も増加しています。また、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、第一次石油危機以降の47年間で16.9%増加しました。

【第212-1-2】製造業のエネルギー消費と経済活動



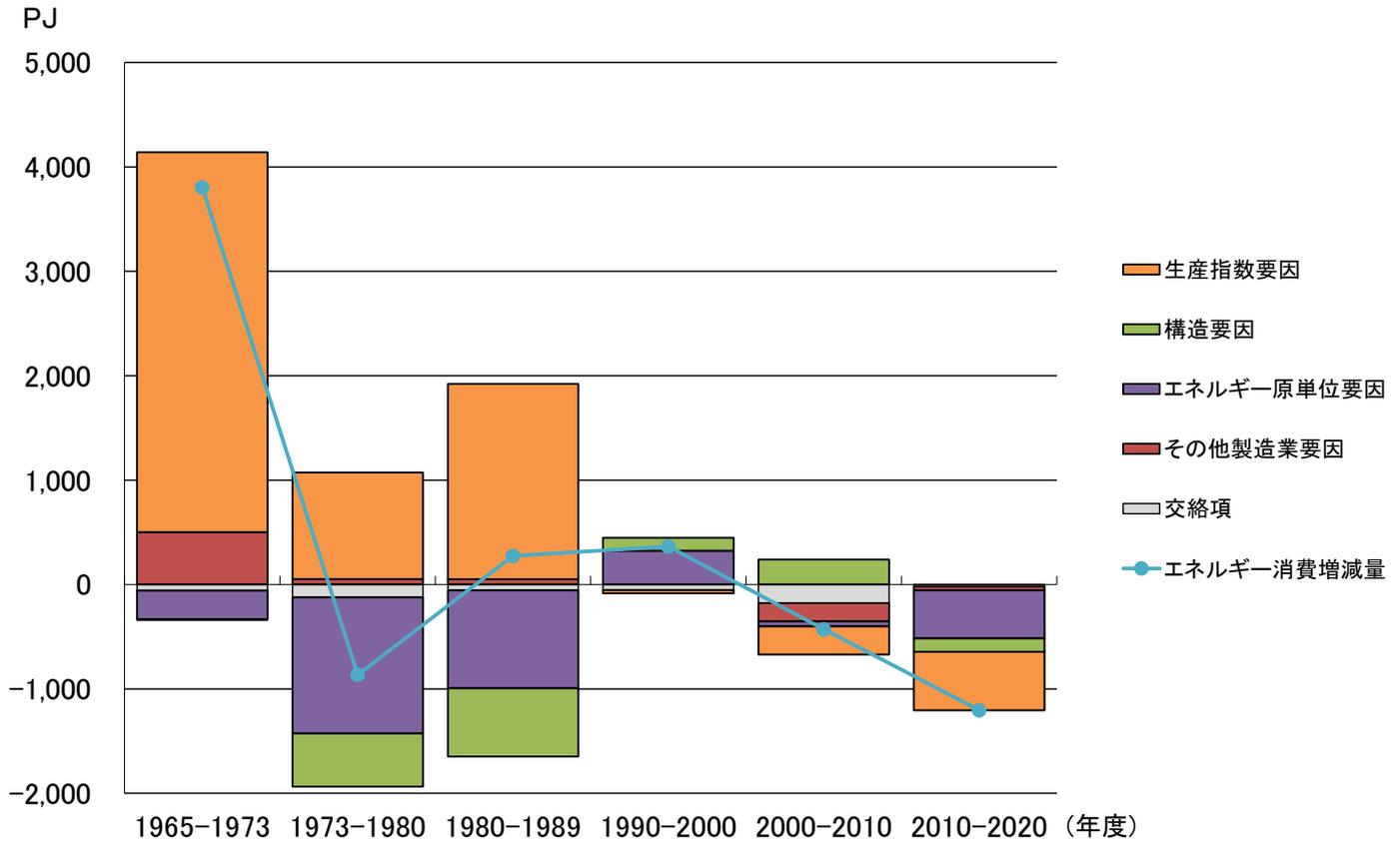
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

出典:内閣府「国民経済計算」、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

² 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。

【第212-1-3】製造業のエネルギー消費の要因分解



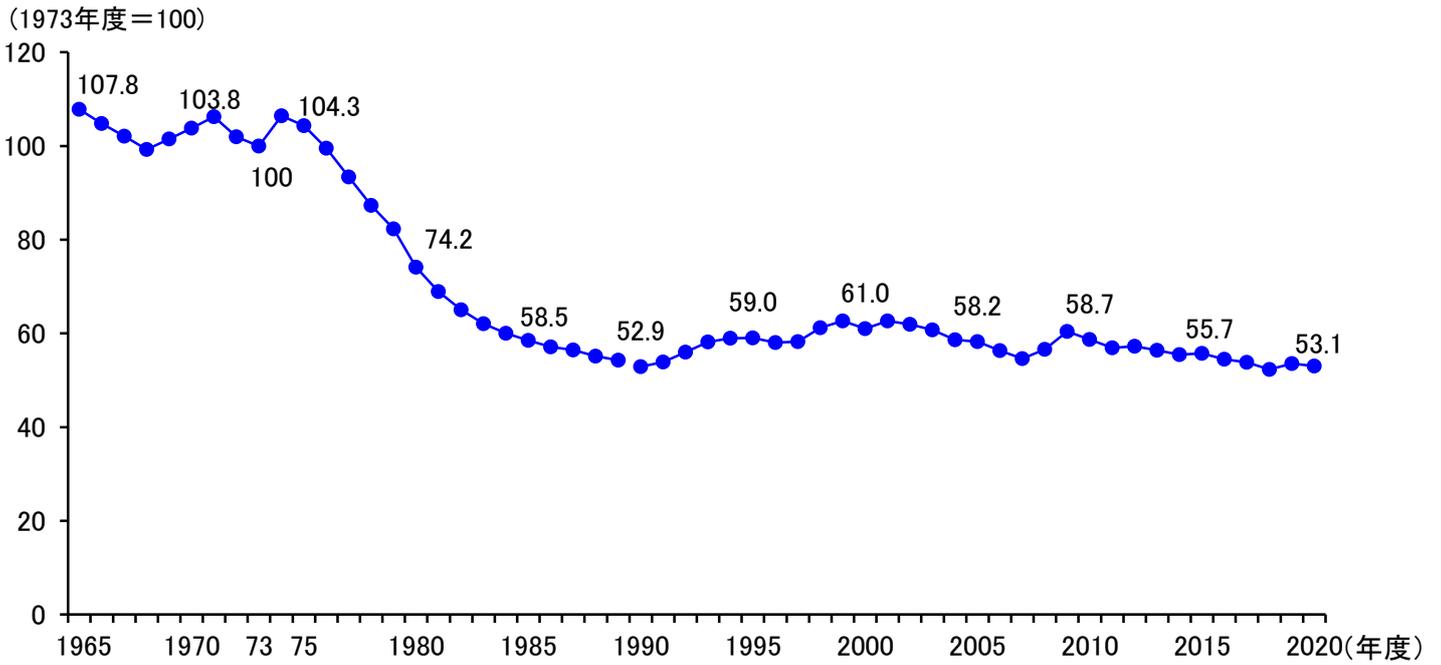
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)生産指数要因は生産指数の変化による要因で、生産指数の増加がエネルギー消費の増加要因となる。構造要因は産業構造の変化による要因で、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、素材産業から加工組立型産業に移る場合はエネルギー消費の減少要因となる。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、省エネルギーが進めばエネルギー消費の減少要因となる。

(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する。

出典: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



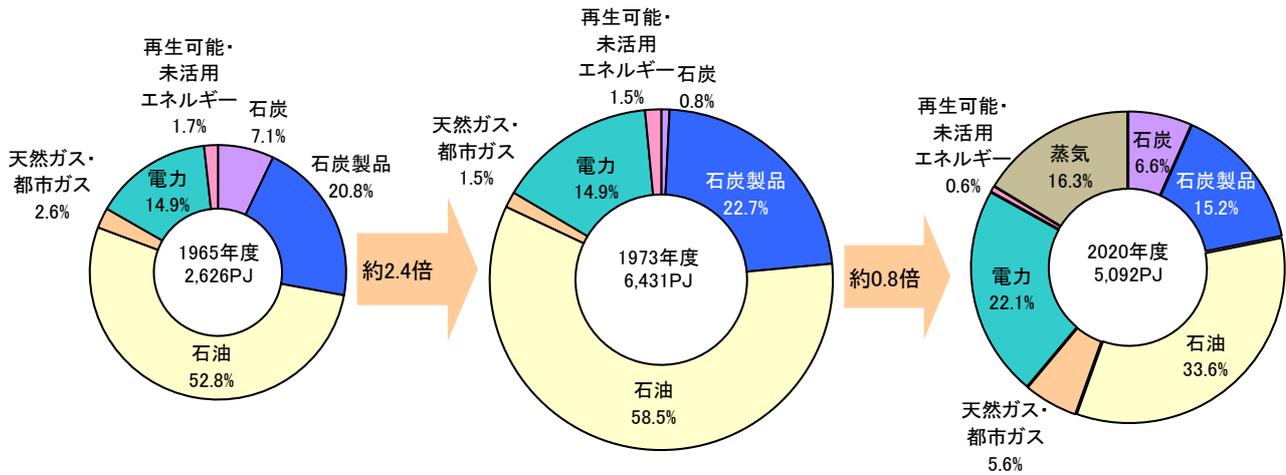
(注1)原単位は製造業IIP(付加価値ウェイト)1単位当たりの最終エネルギー消費量で、1973年度を100とした場合の指数である。

(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ルギー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。

出典: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】製造業エネルギー源別消費の推移



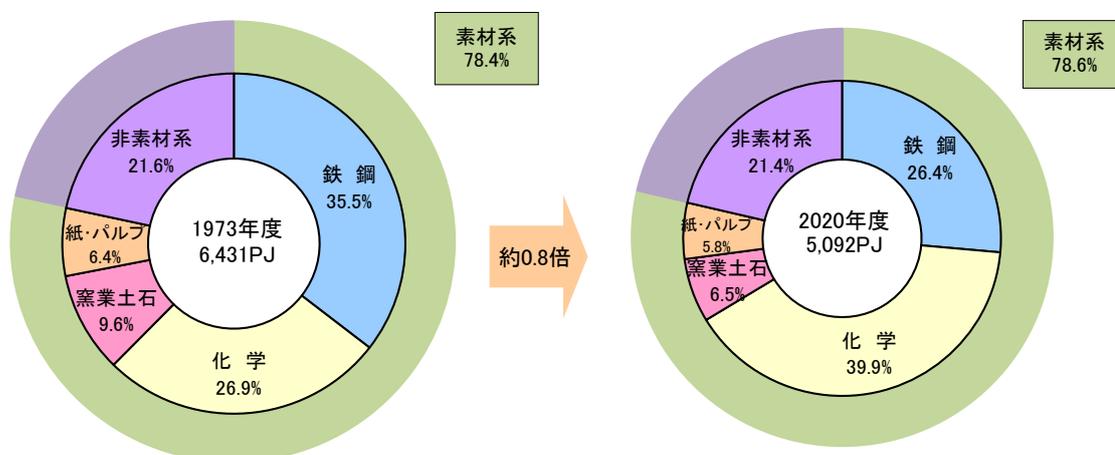
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)石油は原油と石油製品の合計を表す。

出典: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(加工組立型)系産業に大別できます。素材系産業は、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する産業です。一方、非素材系産業は、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。2020年度のエネルギー消費の構成を見ると、素材系産業である4つの業種が製造業全体の約8割を占めました(第212-1-6)。

【第212-1-6】製造業業種別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)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。

出典: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。これら9業種のエネルギー消費を見ると、1975年度までホテル・旅館のエネルギー消費が最大のシェアを占めていましたが、1976年度以降、事務所・ビルが最も大きくなり、1979年度から卸・小売業が2位になりました。2000年代前半では、卸・小売業のシェアは一時的に事務所・ビルを抜き、最大となりましたが、その後再び事務所・ビルが1位になりました(第212-1-7)。

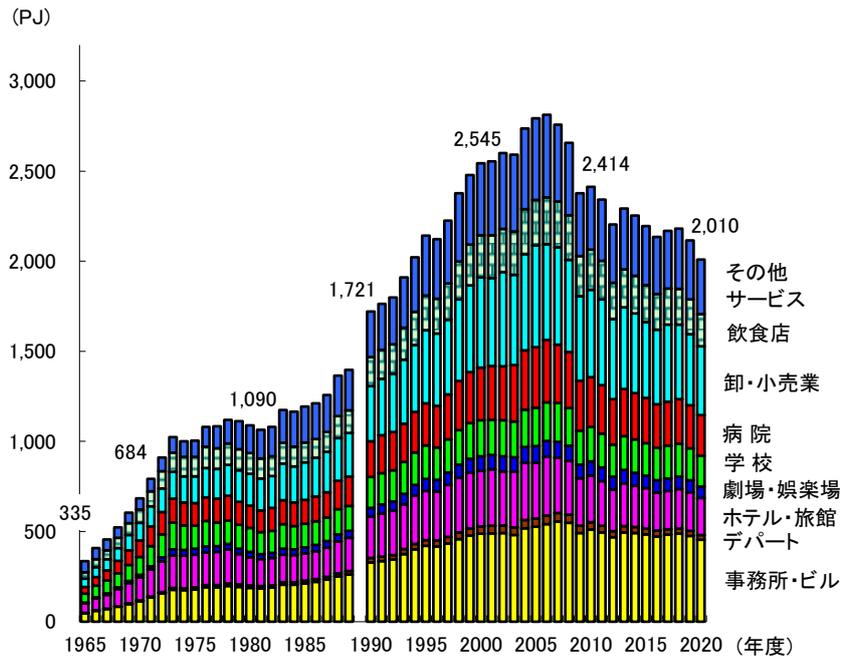
業務他部門のエネルギー消費量の推移を見ると、1965年度から1973年度までは、高度経済成長を背景に年率15%増と顕著に伸びましたが、第一次石油危機を契機とした省エネルギーの進展により、その後しばらくエネルギー消費はほぼ横ばいで推移しました。しかし、1980年代後半からのバブル経済期には再び増加傾向が強まりました。その後は2000年代後半からのエネルギー価格の高騰や2008年の世界金融危機を背景に、業務他部門のエネルギー消費量は減少傾向に転じました(第212-1-8)。

業務他部門のエネルギー消費を用途別に見た場合、主に動力・照明、冷房、給湯、暖房、ちゅう房の5用途に分けられます。用途別の延床面積当たりエネルギー消費原単位の推移を見ると、動力・照明用のエネルギー消費原単位は、情報・通信機器の普及等を反映して高い伸びを示しました。その結果、動力・照明用の業務他部門のエネルギー消費全体に占める割合は、2020年度では45%に達しました。一方、冷房用のエネルギー消費原単位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、空調機器の普及が一巡したこと及び機器のエネルギー消費効率が上昇したことで減少傾向に転じました。また、暖房用のエネルギー消費原単位は、ビルの断熱対策が進んだことや「ウォームビズ」に代表される様々な省エネルギー対策が進んだこと等から、2005年度から2020年度までの15年間で年平均4.9%の減少を示しました(第212-1-9)。

また、業務他部門のエネルギー消費では、電力の割合が増加傾向にあります。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等の普及拡大に伴い増加傾向を示しています。一方、主として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ルギーを進めるためには、建物の断熱性強化や冷暖房効率の向上、照明等の機器の効率化を行うとともに、更なるエネルギー管理の徹底が必要であるといえます。

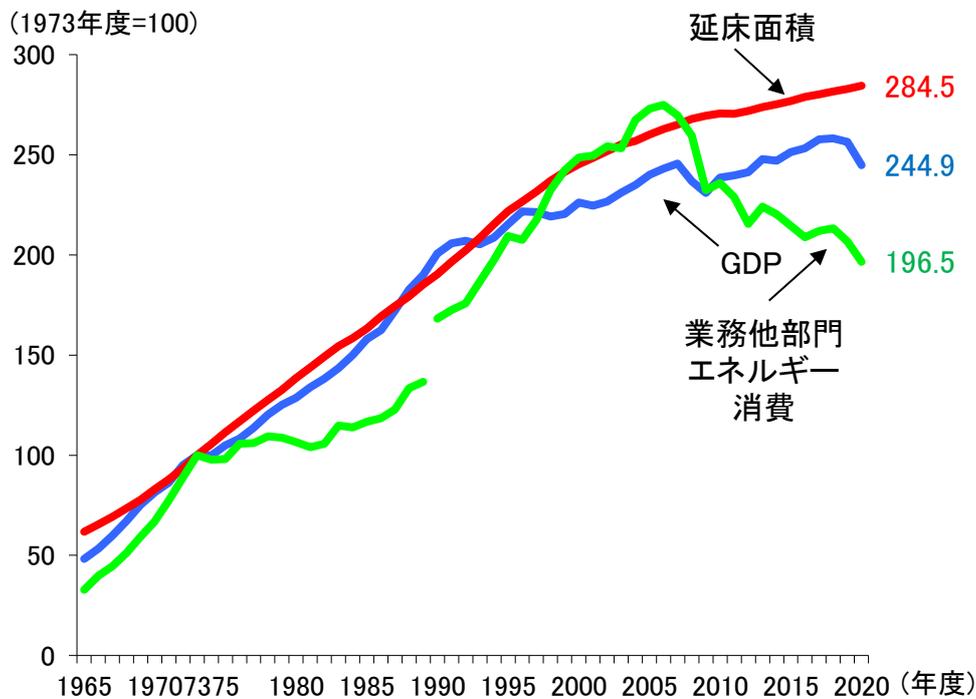
【第212-1-7】業務他部門業種別エネルギー消費の推移



(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。

出典: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

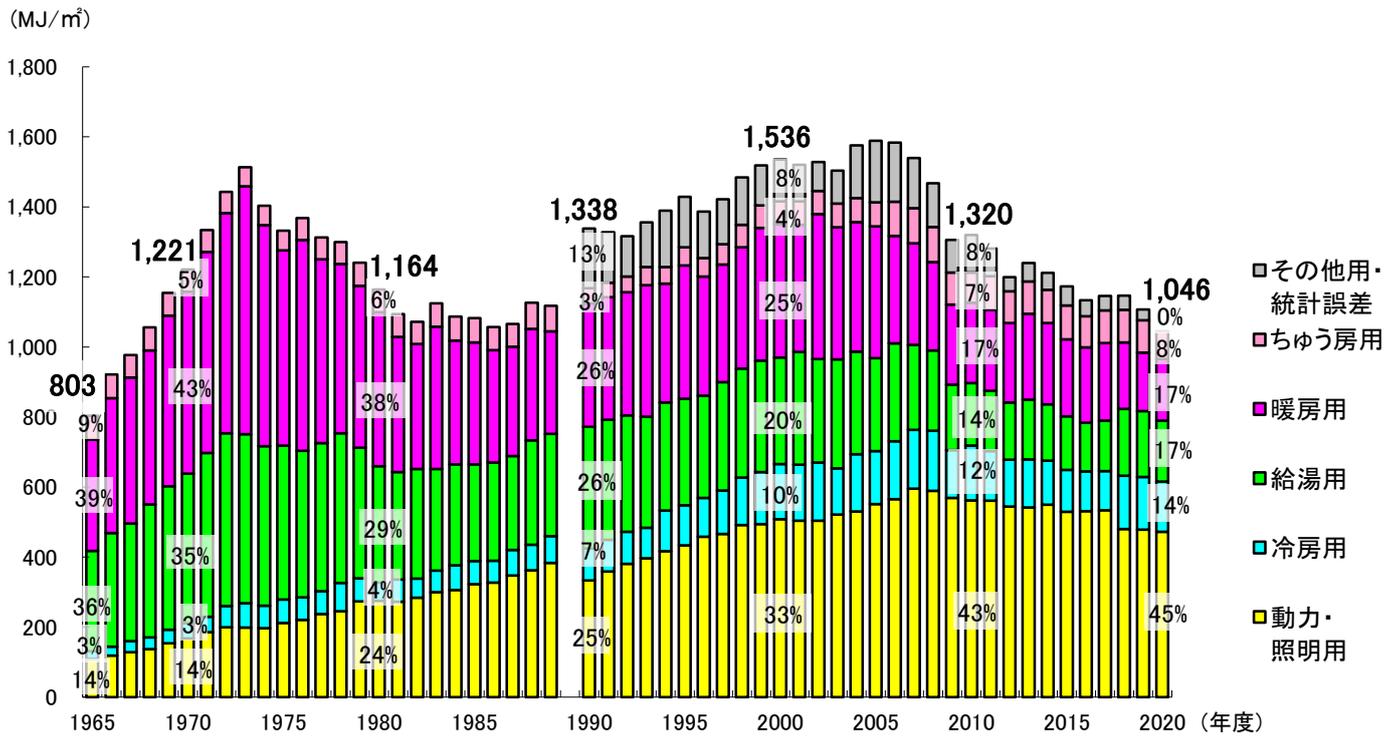


(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)1979年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

出典: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」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

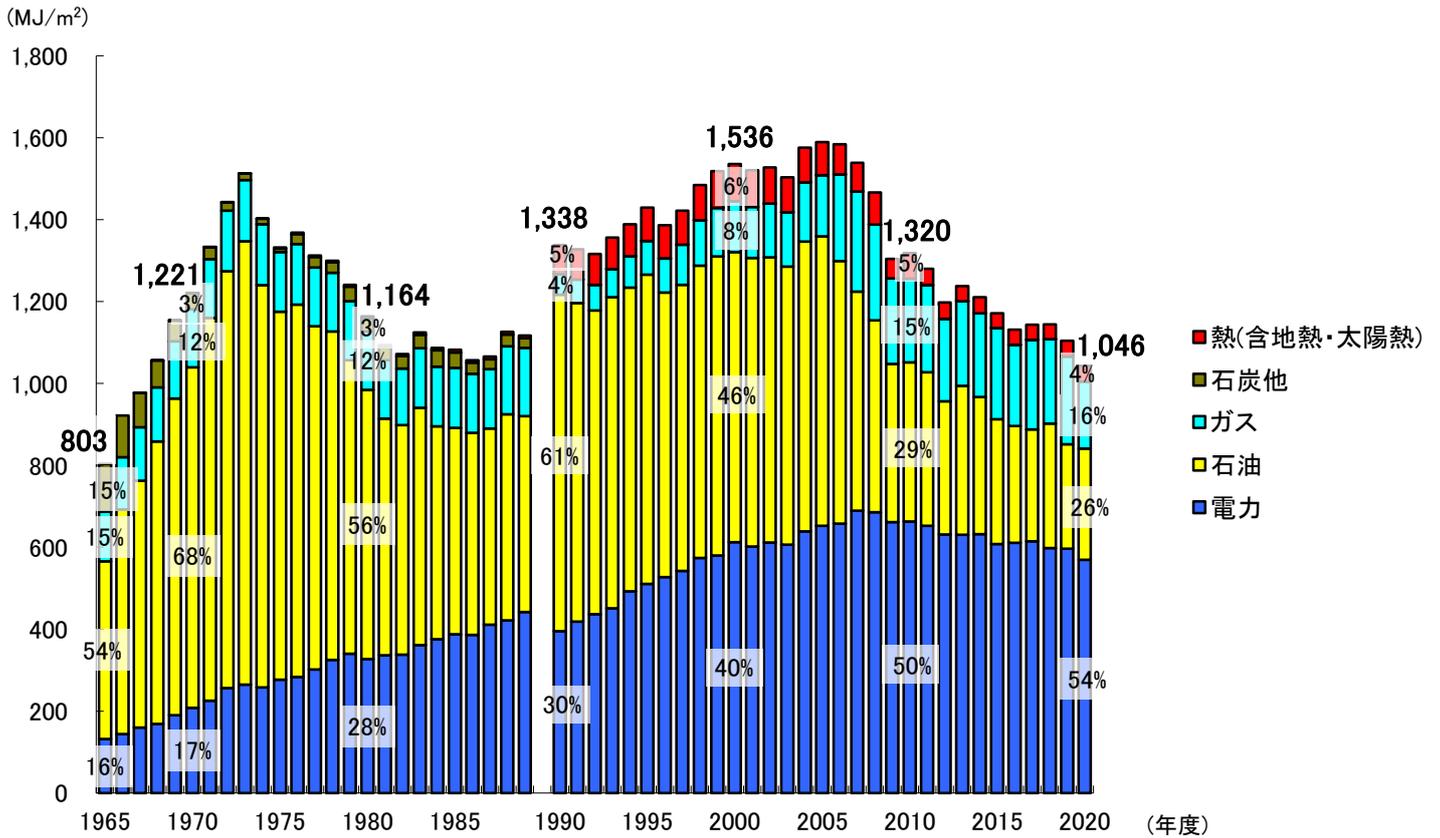
【第212-1-9】業務他部門用途別エネルギー消費原単位の推移



(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。

出典: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212-1-10】業務他部門エネルギー源別消費原単位の推移



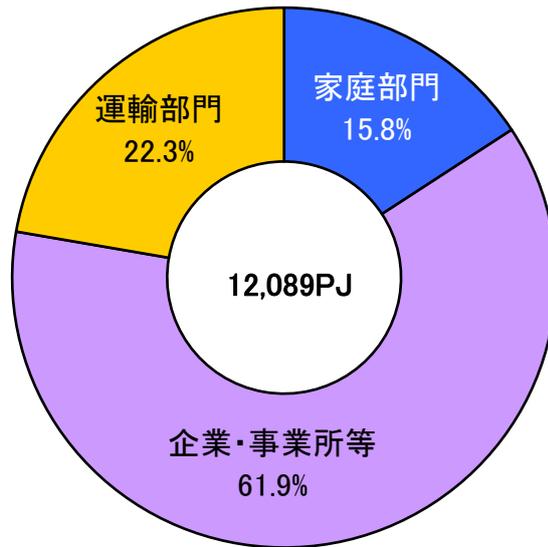
(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。ガスは天然ガス、都市ガスの合計である。

出典: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を対象とします。2020年度の最終エネルギー消費全体に占める家庭部門の比率は15.8%でした(第212-2-1)。

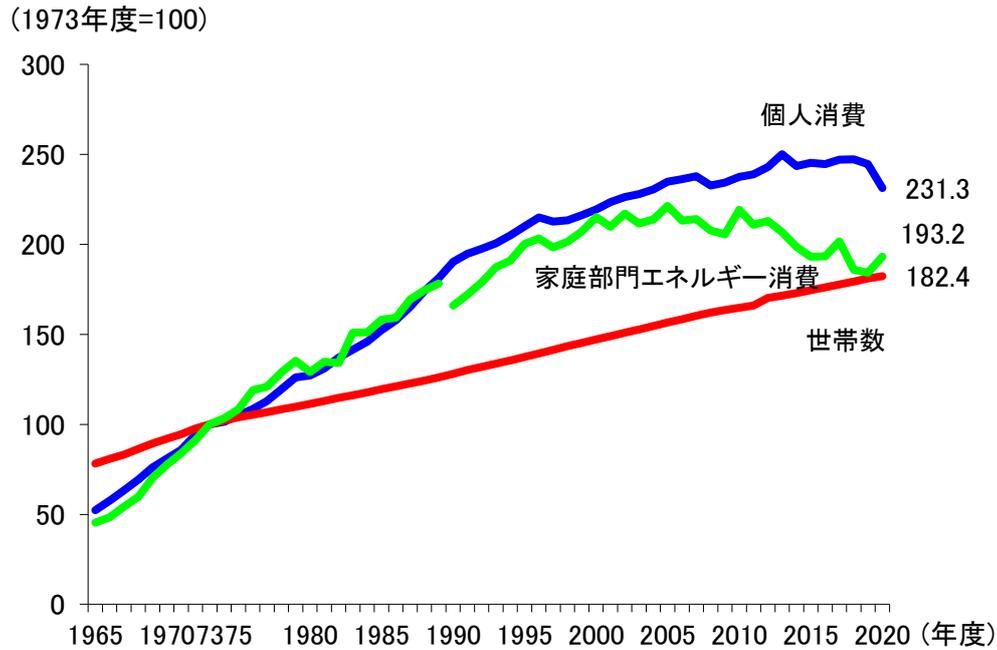
【第212-2-1】最終エネルギー消費の構成比(2020年度)



出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

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、世帯数増加等の社会構造変化の影響を受け、1965年度から2005年度にかけて個人消費の伸びとともに、著しく増加しました。第一次石油危機があった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221.4まで拡大しました。その後、2010年度までは個人消費や世帯数が伸びましたが、同時にトップランナー制度等による省エネルギー技術の普及と国民の環境保護意識の高揚があり、家庭部門のエネルギー消費はほぼ横ばいとなりました。東日本大震災以降は、省エネルギー技術の普及と国民の環境保護意識の高揚の強化に加えて国民の節電等省エネルギー意識の高まりから、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を続け、2019年度は184.3まで低下しました。近年は省エネルギー機器の普及とともに、個人消費とエネルギー消費の相関が弱まってきていました。2020年度はCOVID-19の影響で所得や外出機会が減ったことで個人消費は減少したものの、在宅率が上昇し、エネルギー消費は193.2まで上昇しました。(第212-2-2)。

【第212-2-2】家庭部門のエネルギー消費と経済活動等



(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。

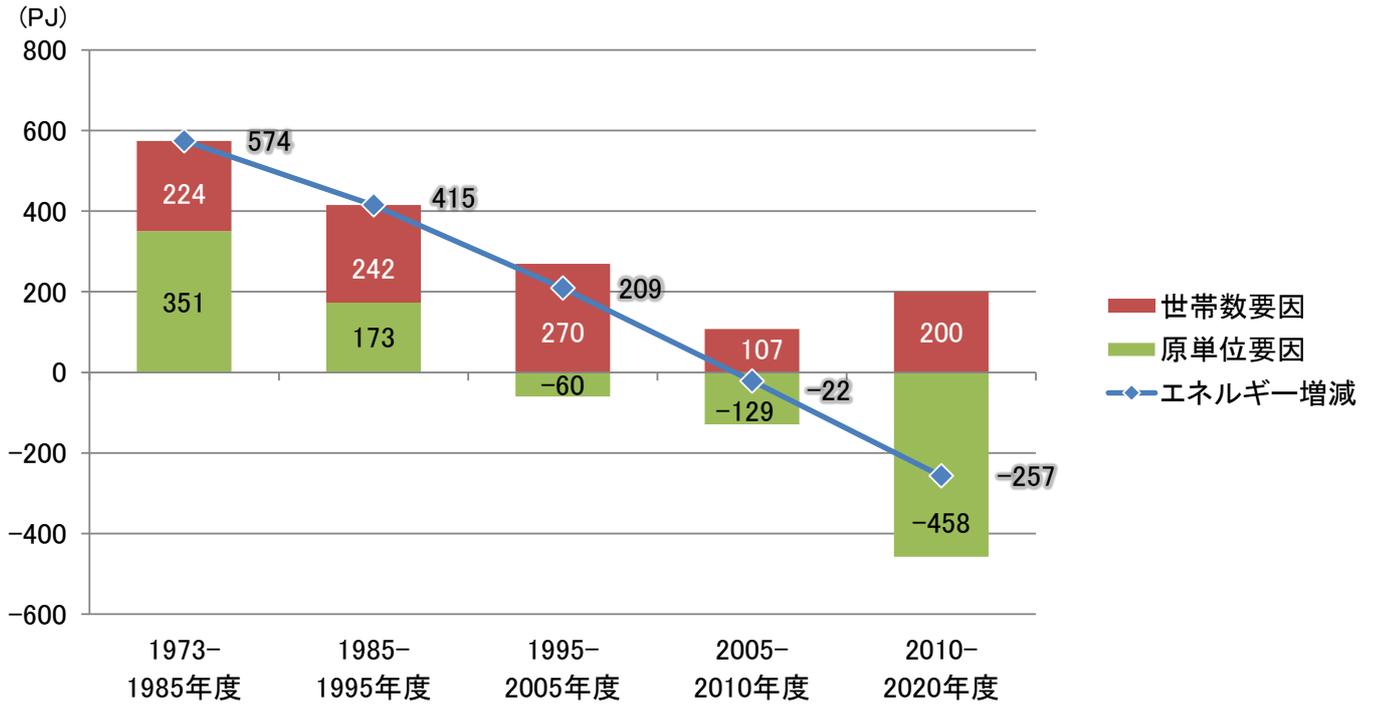
出典:内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

家庭部門のエネルギー消費量は、「世帯当たり消費量×世帯数」で表すことができます。したがって、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。世帯当たりの消費量は、エネルギー消費機器の保有状況・効率、所得、エネルギー価格、世帯人員、省エネルギー行動等に左右されるほか、短期的には気温変動の影響も大きく受けます。1973年度から2005年度までにエネルギー消費は1,199PJ増加⁸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(第212-2-3)。世帯数の増加と家電製品等の普及による世帯当たり消費量増がともに増加に寄与していました(第212-2-4)。一方、2005年度から2020年度までの間でエネルギー消費は279PJ減少⁹し、そのうち世帯数要因は308PJの増加寄与、原単位要因は587PJの減少寄与でした。省エネルギー技術の普及や世帯人員の減少等に加え、東日本大震災後には省エネルギーへの取組の強化が、増加し続ける世帯数の増加寄与を上回り、家庭部門のエネルギー消費量を抑えました(第212-2-5)。

⁸ 第212-2-3の1973-1985年度、1985-1995年度、1995-2005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る。

⁹ 第212-2-3の2005-2010年度、2010-2020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る。

【第212-2-3】家庭部門のエネルギー消費の要因分析



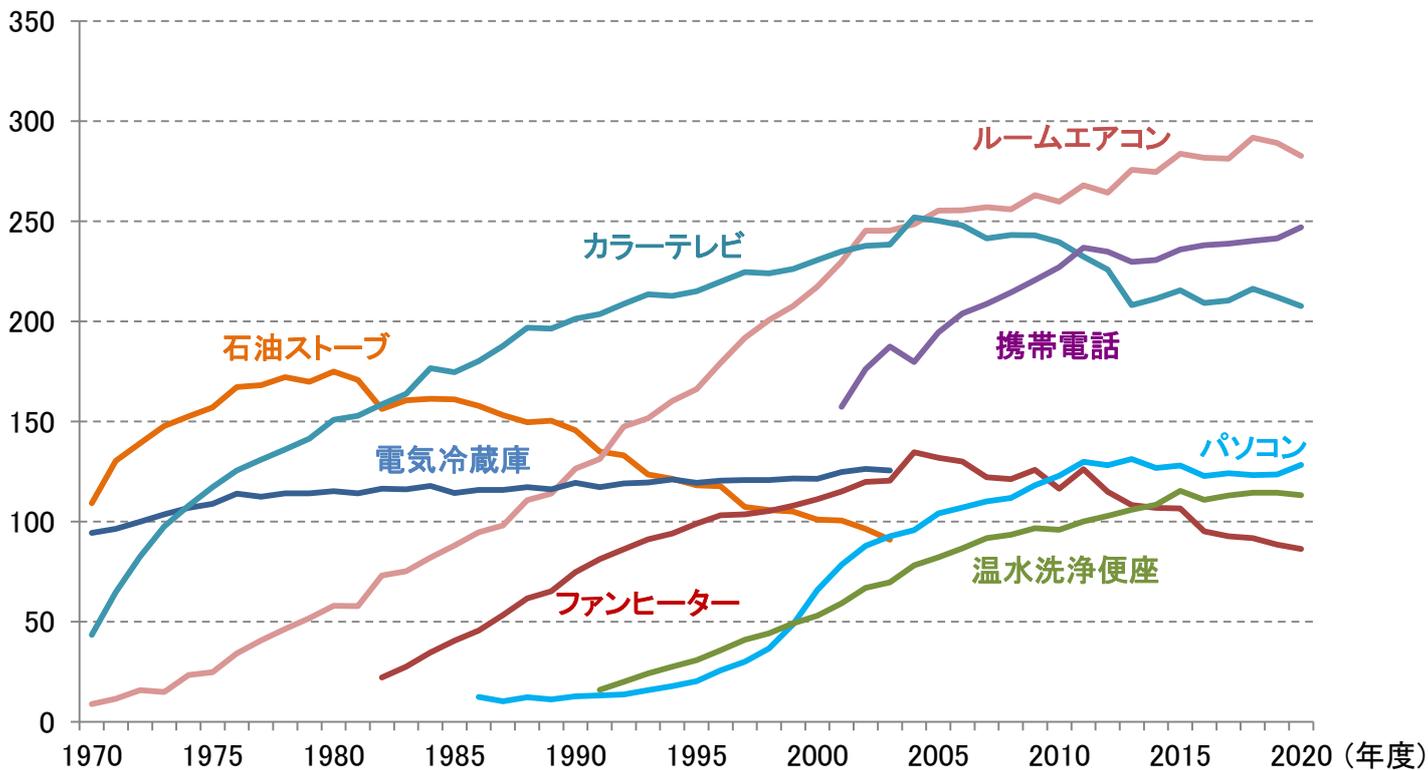
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2)完全要因分析法で交絡項を均等配分する。

出典: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」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

【第212-2-4】家庭用エネルギー消費機器の保有状況

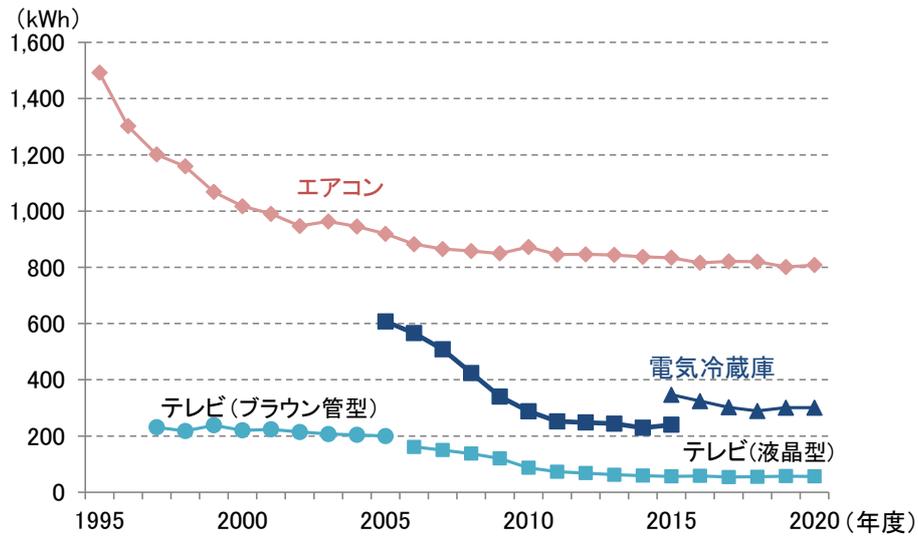
保有率(台/百世帯)



(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。

出典:内閣府「消費動向調査(二人以上の世帯)」を基に作成

【第212-2-5】主要家電製品のエネルギー消費効率の変化



(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・省エネルギー型の代表機種¹の単純平均値。

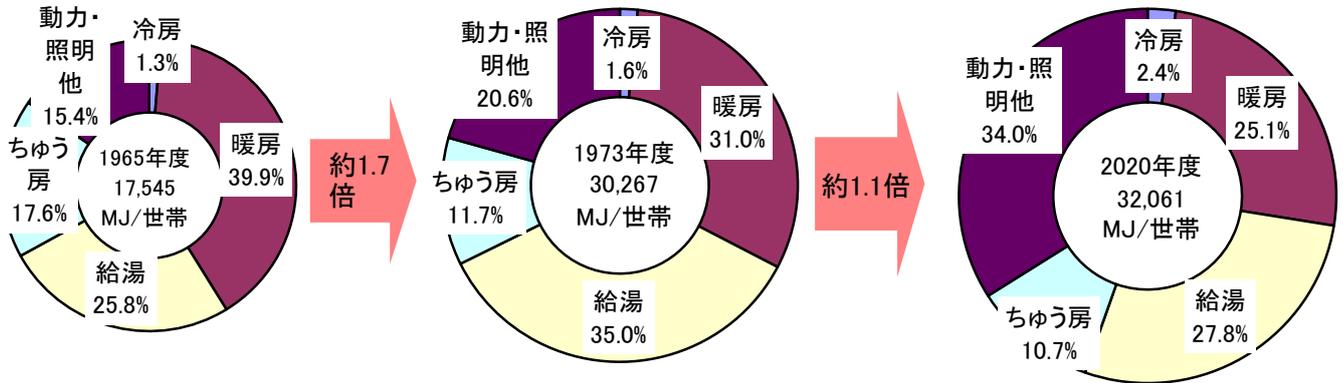
(注2) 電気冷蔵庫は年間消費電力量。定格内容積400lとする場合。定格内容積当たりの年間消費電力量は主力製品(定格内容積401～450l)の単純平均値を使用。2015年度以降JIS規格が改訂されている。

(注3) テレビは年間消費電力量。ワイド32型のカタログ値の単純平均値。

出典:資源エネルギー庁、省エネルギーセンター「省エネ性能カタログ」等を基に作成

用途別に見ますと、家庭用エネルギー消費は、冷房、暖房、給湯、ちゅう房、動力・照明他(家電機器の使用等)の5用途に分類することができます。1965年度のシェアは、暖房(39.9%)、給湯(25.8%)、ちゅう房(17.6%)、動力・照明他(15.4%)、冷房(1.3%)の順でしたが、以降、家電機器の普及・大型化・多様化や生活様式の変化等に伴い動力・照明他用が増加し、相対的に暖房用・ちゅう房用が減少しました。この結果、2020年度におけるシェアは動力・照明他(34.0%)、給湯(27.8%)、暖房(25.1%)、ちゅう房(10.7%)、冷房(2.4%)の順となりました(第212-2-6)。

【第212-2-6】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) 構成比は端数処理(四捨五入)の関係で合計が100%とならないことがある。

出典: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」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

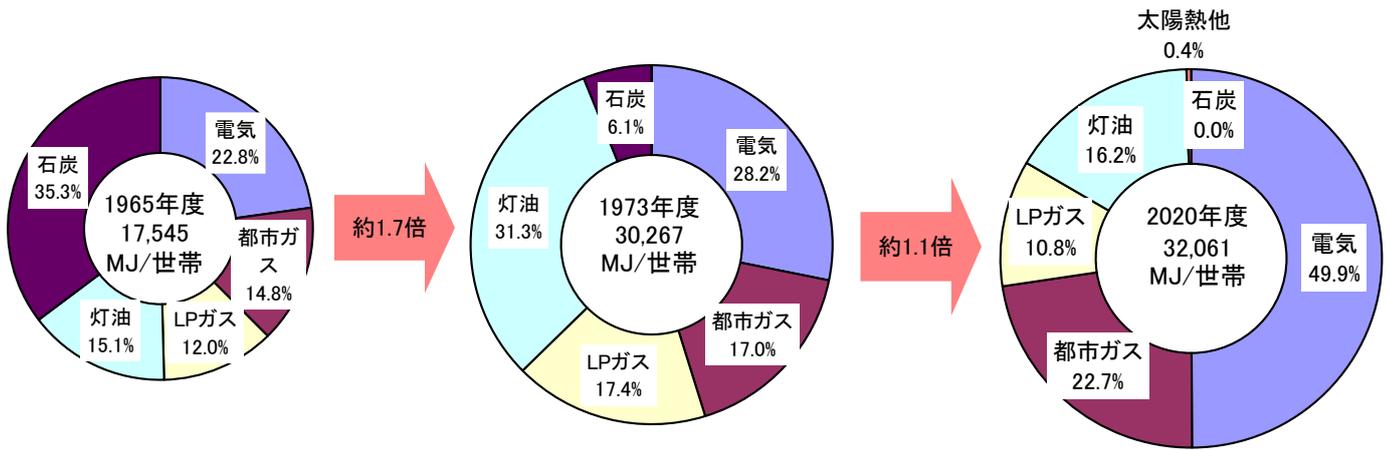
我が国の高度経済成長が始まったとされる1965年度頃までは家庭部門のエネルギー消費の3分の1以上を石炭が占めていましたが、その後主に灯油に代替され、1973年度には石炭はわずか6%程度になりました。この時点では、灯油、電力、ガス(都市ガス及びLPガス)がそれぞれ約3分の1のシェアでしたが、その後にエアコン等新たな家電製品の普及、大型化・多機能化等によって電気のシェアは大幅に増加しました。また、オール電化住宅の普及拡大もあり、2013年度には電気のシェアは初めて50%を超え、2020年度は49.9%でした(第212-2-7)。

なお、家庭で電力を多く消費しているのはエアコン等の空調機器、冷蔵庫や洗濯機等を動かすための動力や照明器具、テレビ等です。また、待機時消費電力¹⁰⁾は近年減少傾向にありますが、2012年度で家庭の世帯当たり全消費電力の5%以上も占め、まだ削減する余地があります¹¹⁾。

¹⁰⁾ 待機時消費電力とは、リモコンやマイコン等を組み込んだ家電機器が、その機器を使っていないときでもコンセントにつながっていることで消費される電力のことをいいます。

¹¹⁾ 資源エネルギー庁省エネルギー対策課「平成24年度エネルギー使用合理化促進基盤整備事業(待機時消費電力調査)報告書概要」によると、全体の消費量4,432kWh/年・世帯のうち228kWh/年・世帯が待機電力であり、消費電力の5.1%を占めています。

【第212-2-7】家庭部門におけるエネルギー源別消費の推移



(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)構成比は端数処理(四捨五入)の関係で合計が100%とならないことがある。

出典: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」、総務省「住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数」を基に作成

3.運輸部門のエネルギー消費の動向

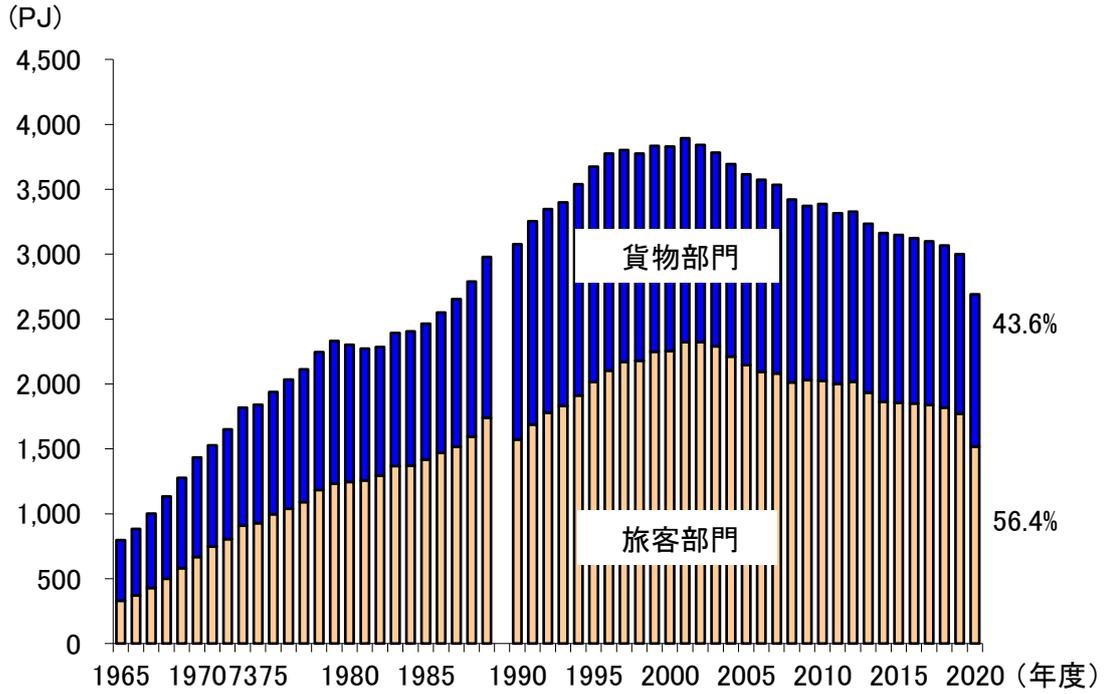
(1)運輸部門のエネルギー消費の動向

運輸部門は、乗用車やバス等の旅客部門と、陸運や海運、航空貨物等の貨物部門に大別されます。2020年度の最終エネルギー消費全体に占める運輸部門の比率は22.3%であり(第211-1-1)、旅客部門のエネルギー消費量が運輸部門全体の56.4%、貨物部門が43.6%を占めました(第212-3-1)。

1965年度における運輸部門のエネルギー消費量は798PJ(最終エネルギー消費全体の約18%)であり、その構成は、旅客部門が41.5%、貨物部門が58.5%でした。1965年度から1973年度までの8年間にエネルギー消費量は運輸部門全体で2.3倍(年率10.8%増)となり、二度の石油危機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(3,893PJ)までの28年間でさらに2.1倍(年率2.8%増)に増大しました。一方、2000年代以降は輸送量の低下と輸送効率の改善等で、運輸部門のエネルギー消費量は減少に転じています。2020年度は、COVID-19にともなう外出自粛等の影響を受けて、旅客部門のエネルギー消費量は2019年度比で14.3%減少、貨物部門は同4.5%減少、運輸部門全体では同10.3%減少の2,692PJとなりました。

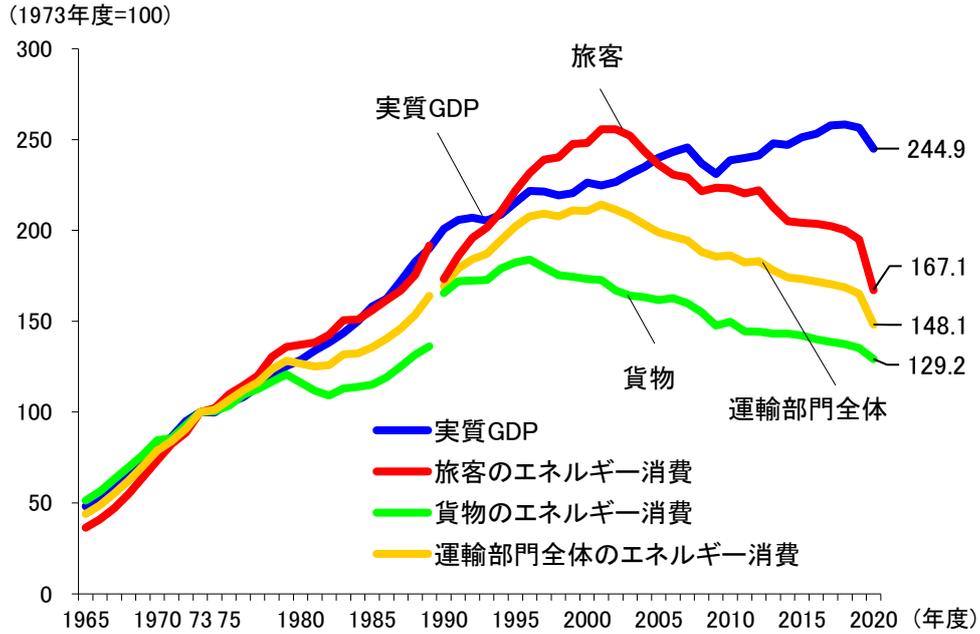
1973年の最終エネルギー消費を100とした場合、2020年度現在の消費水準は旅客部門が167.1、貨物部門が129.2となっています。(第212-3-2)。2020年度の運輸部門におけるエネルギー源別の構成比を見ると、ガソリンが53.9%、軽油が34.1%、ジェット燃料油が2.9%、重油が4.8%を占めました(第212-3-3)。

【第212-3-1】運輸部門のエネルギー消費構成



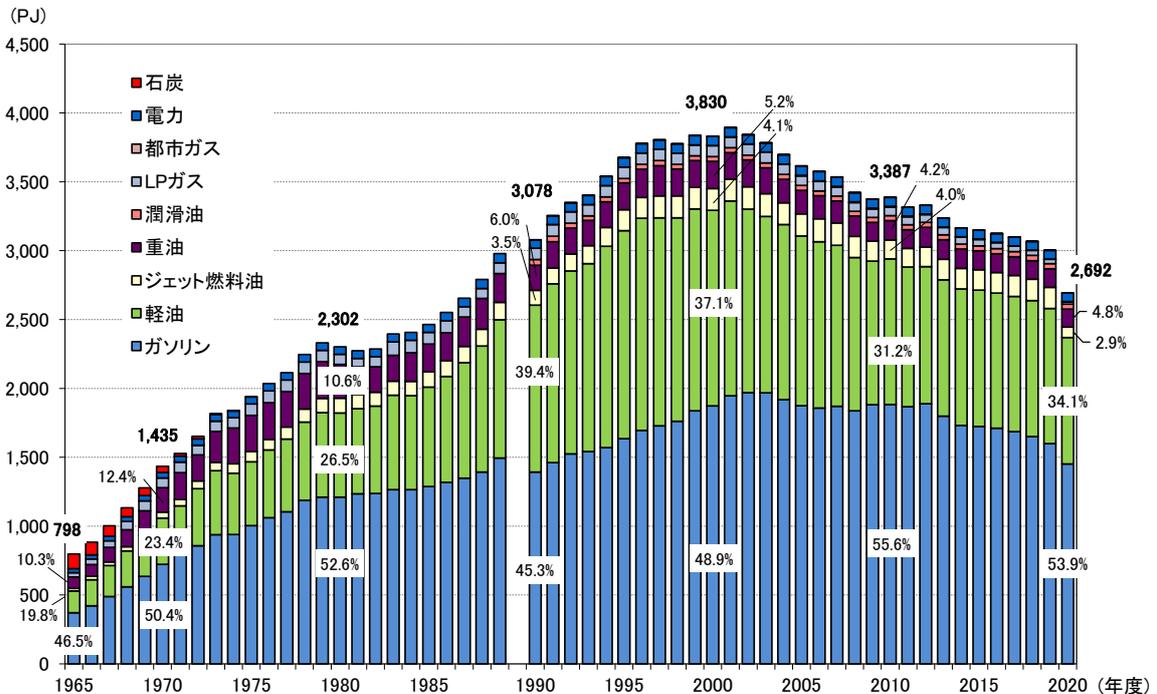
(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。
 出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第212-3-2】GDPと運輸部門のエネルギー消費



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

【第212-3-3】運輸部門のエネルギー源別消費の推移



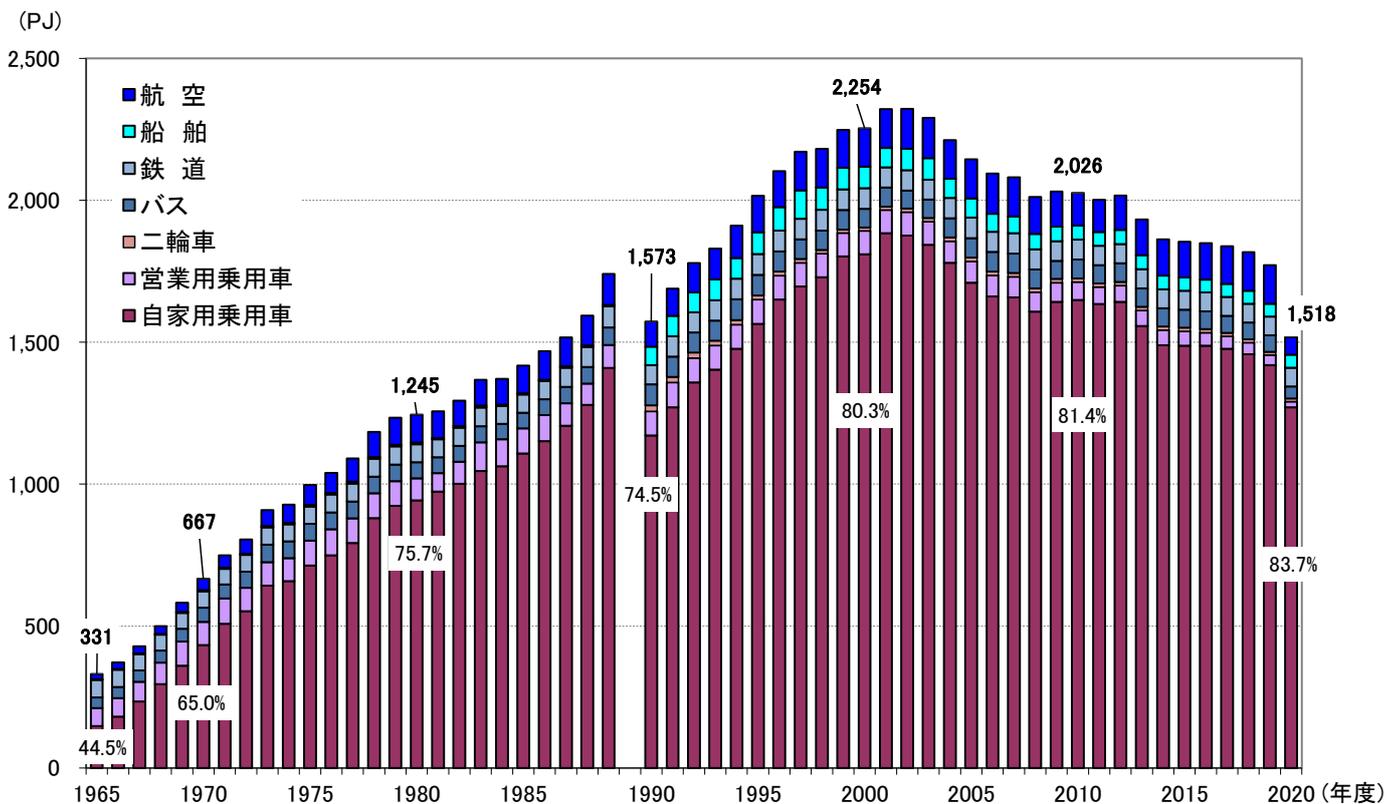
(注)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。
 出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

(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量は、自動車の保有台数の増加もあり、GDPの伸び率を上回る速度で増加してきましたが、2002年度をピークに減少傾向に転じました(第212-3-4)。2010年度以降は、自動車の保有台数はわずかに増加していたものの、ハイブリッド自動車等のシェア率の増大や、燃費が向上したことも影響し、エネルギー消費量は減少の傾向となっています(第212-3-5、第212-3-6)。外出自粛が行われた2020年度の機関別前年度比増減をみると、航空が54.5%減少、営業用乗用車が43.3%減少、バスが26.3%減少、旅客部門のエネルギー消費量の約8割を占める家用乗用車が10.5%減少となりました(第212-3-4)。

旅客部門のエネルギー源別消費は、2020年度では79.2%が乗用車に使われるガソリン、7.4%が軽油、4.1%が航空に使われるジェット燃料油でした(第212-3-7)。2020年度の主なエネルギー源別の前年度比増減をみると、ガソリンが10.3%減少、ジェット燃料が54.5%減少、軽油が18.6%減少となりました。

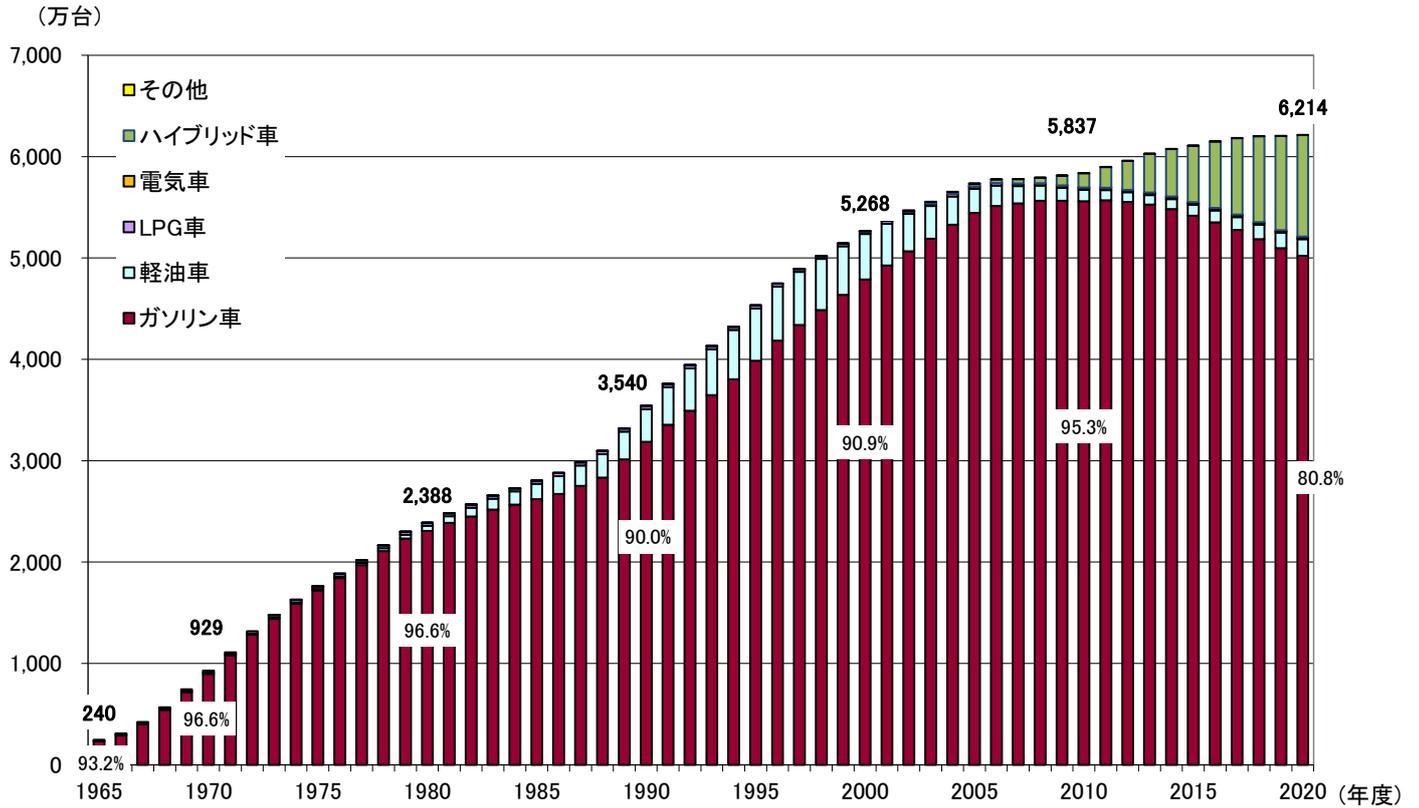
【第212-3-4】旅客部門の機関別エネルギー消費の推移



(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。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

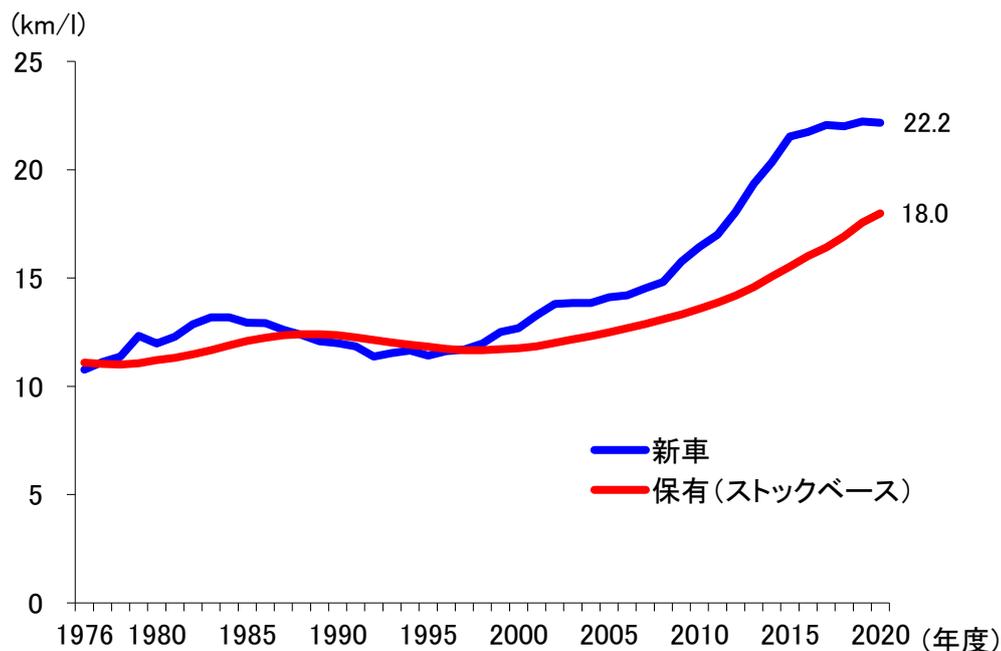
【第212-3-5】旅客自動車の車種別保有台数の推移



(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。

出典:自動車検査登録情報協会「自動車保有車両数」を基に作成

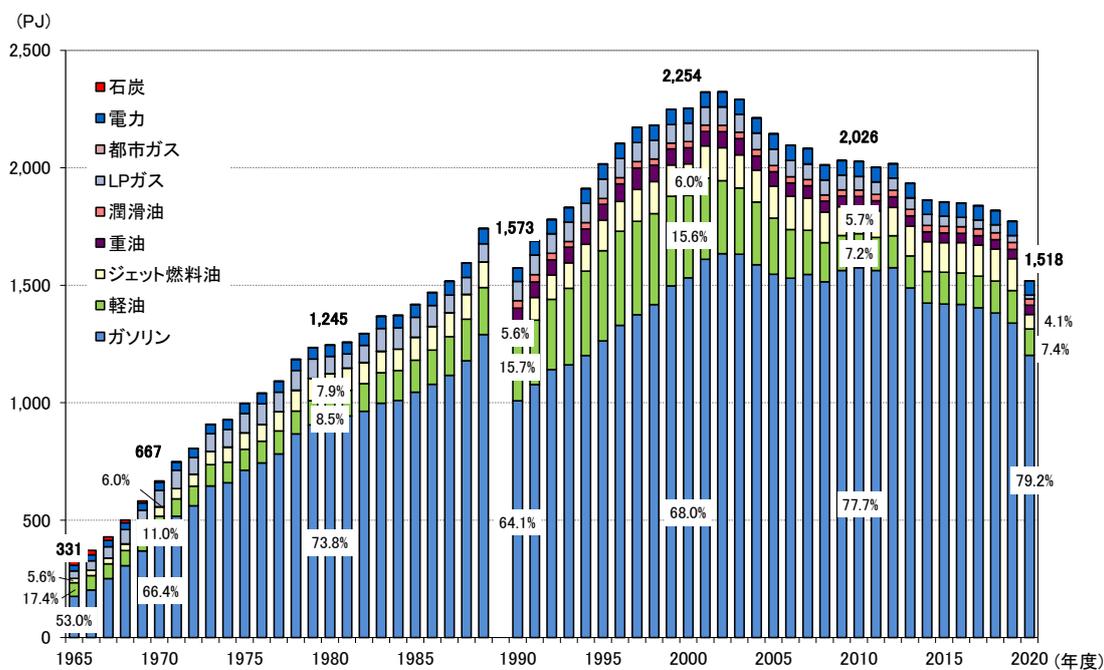
【第212-3-6】ガソリン乗用車平均燃費(10・15モード)の推移



(注) 日本エネルギー経済研究所推計

出典: 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源別消費の推移



(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。

出典: 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量は、第二次石油危機後の1980年度から1982年度まで前年度実績を割り込むことがあったものの基本的に拡大し続け、1996年度にピークに達しました。それ以降は減少傾向に転じ、2020年度にはピーク期に比べて30%縮小しました。

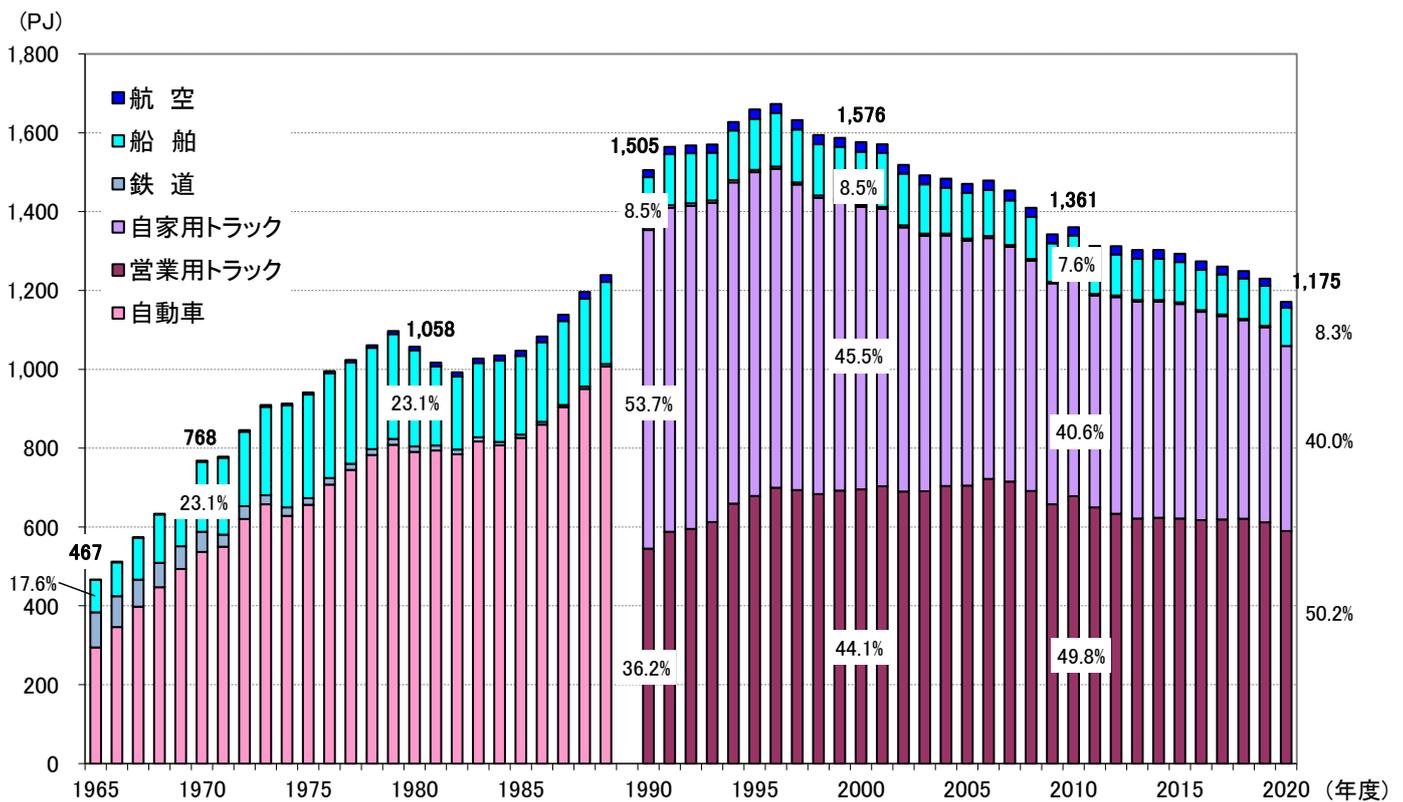
貨物部門のエネルギー消費の内訳を見ると、約9割が営業用トラック等の自動車で占められています。1990年度は、自家用トラックのエネルギー消費は貨物部門全体の半分以上を占めましたが、1995年度をピークに減少に転じ、全体に占める比率も低下しました。一方、営業用トラックのエネルギー消費は1990年代にかけて増加し、2002年度から自家用トラックを上回るようになりましたが、2006年度にピークに達し、その後は減少傾向に転じました。

船舶のエネルギー消費は、高度経済成長期を通じて増加したものの、1980年度から減少に転じました。そして、1990年代はほぼ横ばいか、やや増加傾向にありましたが、2002年度から再び減少傾向に転じました。航空のエネルギー消費量は、輸送能力の増加や輸送コストの低廉化等によって、1990年代半ばまで輸送量の急増にあわせて伸びましたが、その後、経済の停滞とともに伸び悩みました。

鉄道のエネルギー消費は、1987年度まで急速に縮小しましたが、その後ほぼ横ばいで推移した後、1990年代中期以降再び減少傾向となりました(第212-3-8)。

2020年度の貨物輸送のエネルギー源は68.6%が主として大型トラックで消費される軽油、21.3%が主として配送用の小型貨物車で消費されるガソリン、残りが主として船舶に使われる重油や航空用のジェット燃料油等でした(第212-3-9)。

【第212-3-8】貨物部門の機関別エネルギー消費の推移

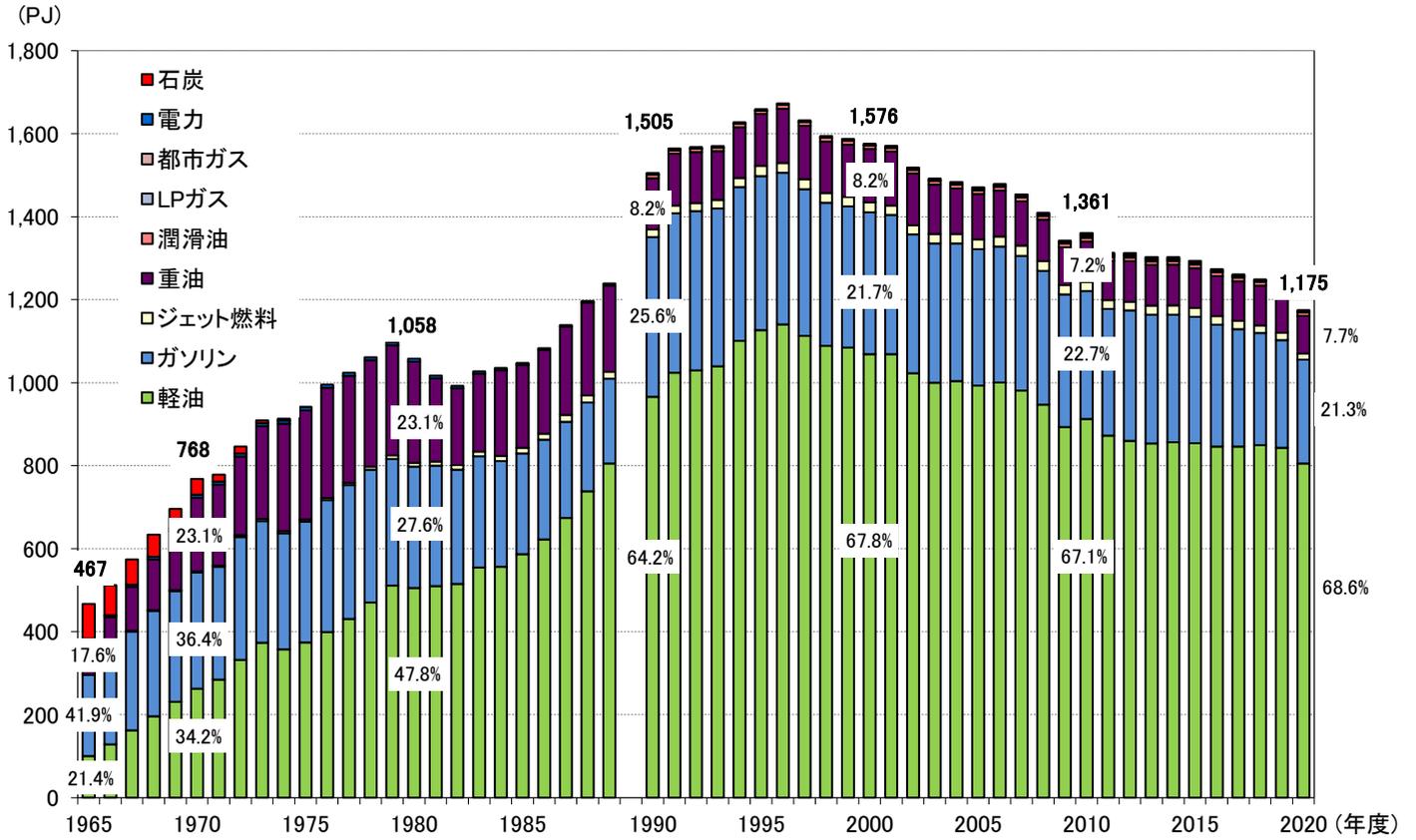


(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。また、それまで1つであった自動車によるエネルギー消費量は1990年度以降、自家用トラックによるものと営業用トラックによるものの2つに区分されている。

(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いう。

出典: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源別消費の推移



(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。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

1.化石エネルギーの動向

(1)石油

①供給の動向

我が国の一次エネルギー供給における石油供給量は、石油危機を契機とした石油代替政策や省エネルギー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ルギーの一巡や、原油価格の下落に伴って増加に転じました。1990年代半ば以降は、石油代替エネルギー利用の進展や自動車の燃費向上等により再び減少基調で推移し、2020年度の供給量は熱量ベースで6,543PJとなりました(第213-1-1)。

我が国の原油自給率¹²は、1970年頃から2020年度に至るまで継続して0.5%未満の水準にあります(第213-1-2)。エネルギー資源の大部分を海外に依存する供給構造は、2021年10月に改訂された第6次エネルギー基本計画においても、我が国のエネルギー需給における構造的課題として明記されています。我が国は中東地域のサウジアラビア、アラブ首長国連邦、カタール、クウェート、イラク、オマーン等から輸入しており、2020年度にそれらの合計が全体に占める割合は92.0でした(第213-1-3)。特に輸入量が多いのはサウジアラビアとアラブ首長国連邦であり、それぞれシェアが42.5%及び29.9%となっています。これに対し、2020年の米国の中東依存度¹³は11.9%、欧州OECDは16.2%であり、我が国の中東依存度は諸外国と比べて高い水準となっています。

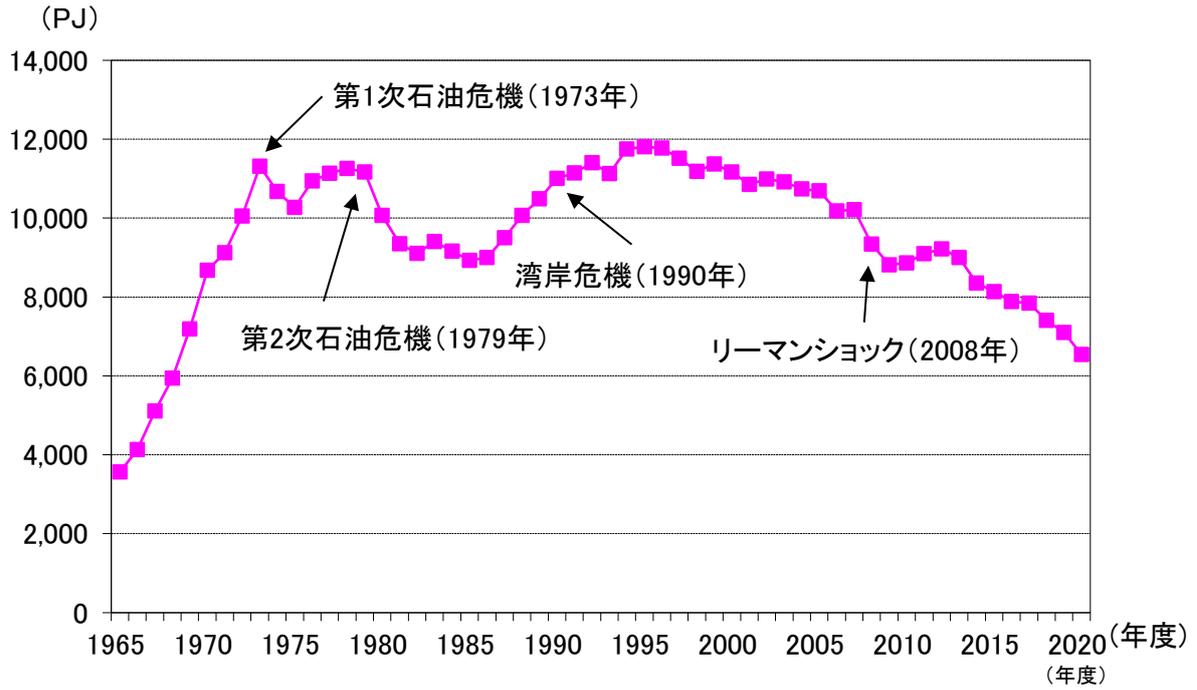
我が国は、二度の石油危機の経験から原油輸入先の多角化を図りました。中国やインドネシアからの原油輸入を増やすことで、1967年度に91.2%であった中東地域の割合を1987年度には67.9%まで低下させました。しかしその後、中国や東南アジア諸国からの輸入量が減少することで中東依存度は再び上昇し、2009年度には89.5%に達しました。2010年代に入ると、サハリンや東シベリアといったロシアからの原油輸入が増加する等して、中東依存度は2009年度と比べると低下傾向にありました。しかしながら、2016年度にはロシアを始めとするアジア地域からの輸入が減少したため、中東依存度は再び増大しはじめ、2020年度は92.0%となりました(第213-1-4)。アジアの産油国の石油需給の動向を見ると、国内の石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振り向け、1990年に比べて輸出向けが減少している傾向にあることが分かります(第213-1-5)。

なお、IEA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が、我が国は2021年3月時点で182日分の石油備蓄を保有しています。これは、加盟国30か国中5番目(第213-1-6は備蓄義務を負う石油純輸入国27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エストニア、デンマーク、米国、オランダを除く23か国で作成)であり、平均137日(23か国の平均)より多い日数の備蓄を有しています。

¹² ここでの原油自給率は、日本の海外における自主開発原油は含まれず、日本の原油供給のうち国内で産出された原油の割合を示します。

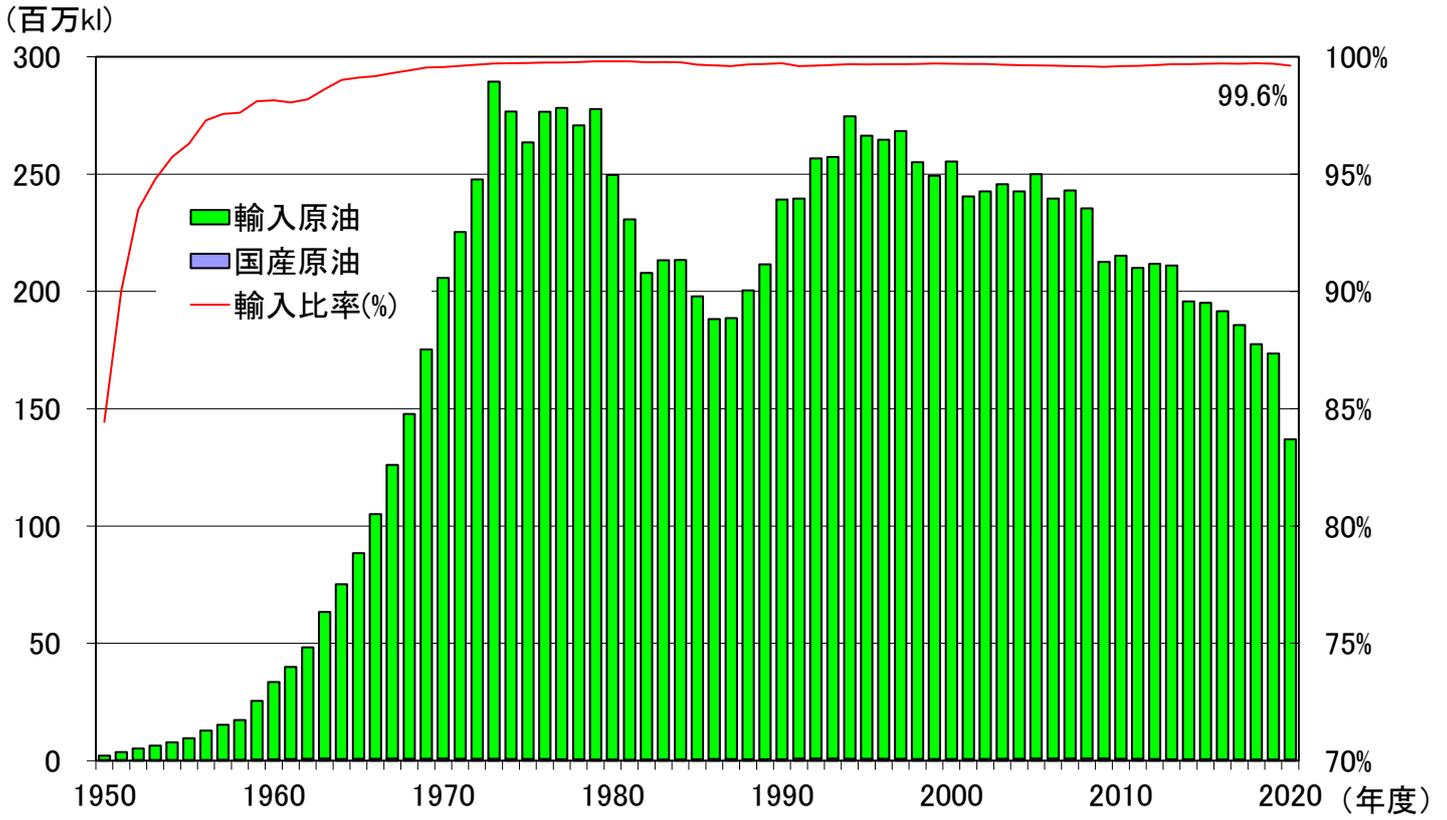
¹³ 米国及び欧州OECDの中東依存度については、天然ガス液(Natural gas liquids)を含まない原油(Crude oil)のみの数値を示します。出典:IEA「Oil Information (2021)」

【第213-1-1】日本の石油供給量の推移



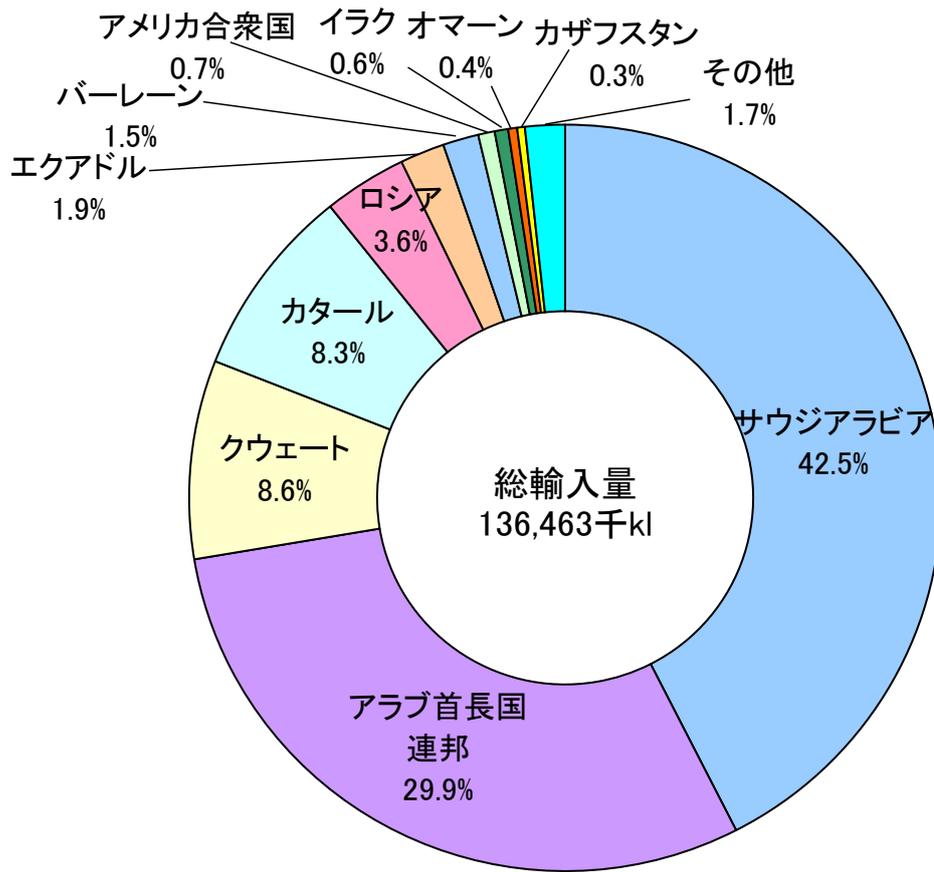
(注) 石油(原油+石油製品)の一次エネルギー国内供給量
 出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

【第213-1-2】国産と輸入原油供給量の推移



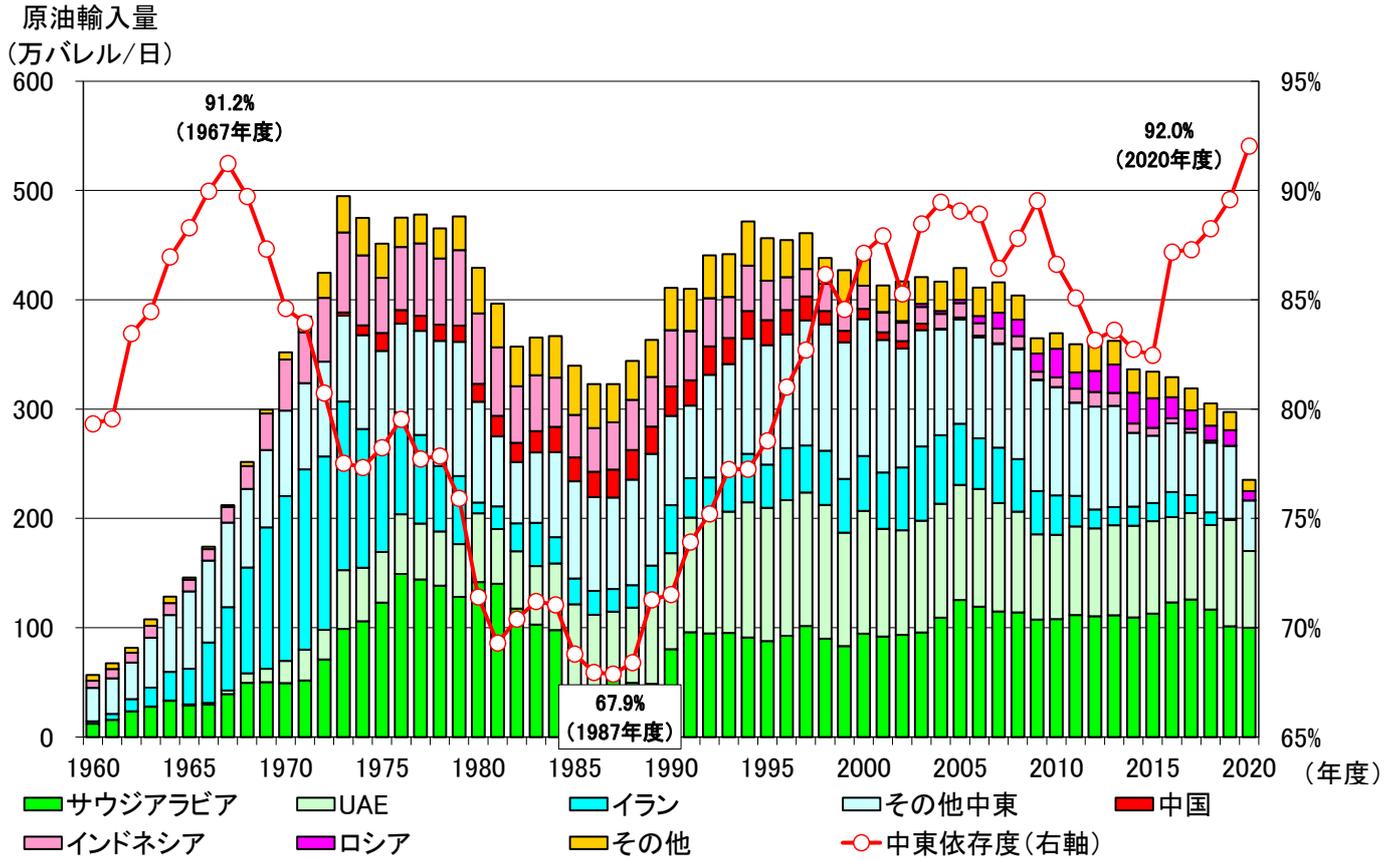
出典:経済産業省「資源・エネルギー統計年報・月報」を基に作成

【第213-1-3】原油の輸入先(2020年度)



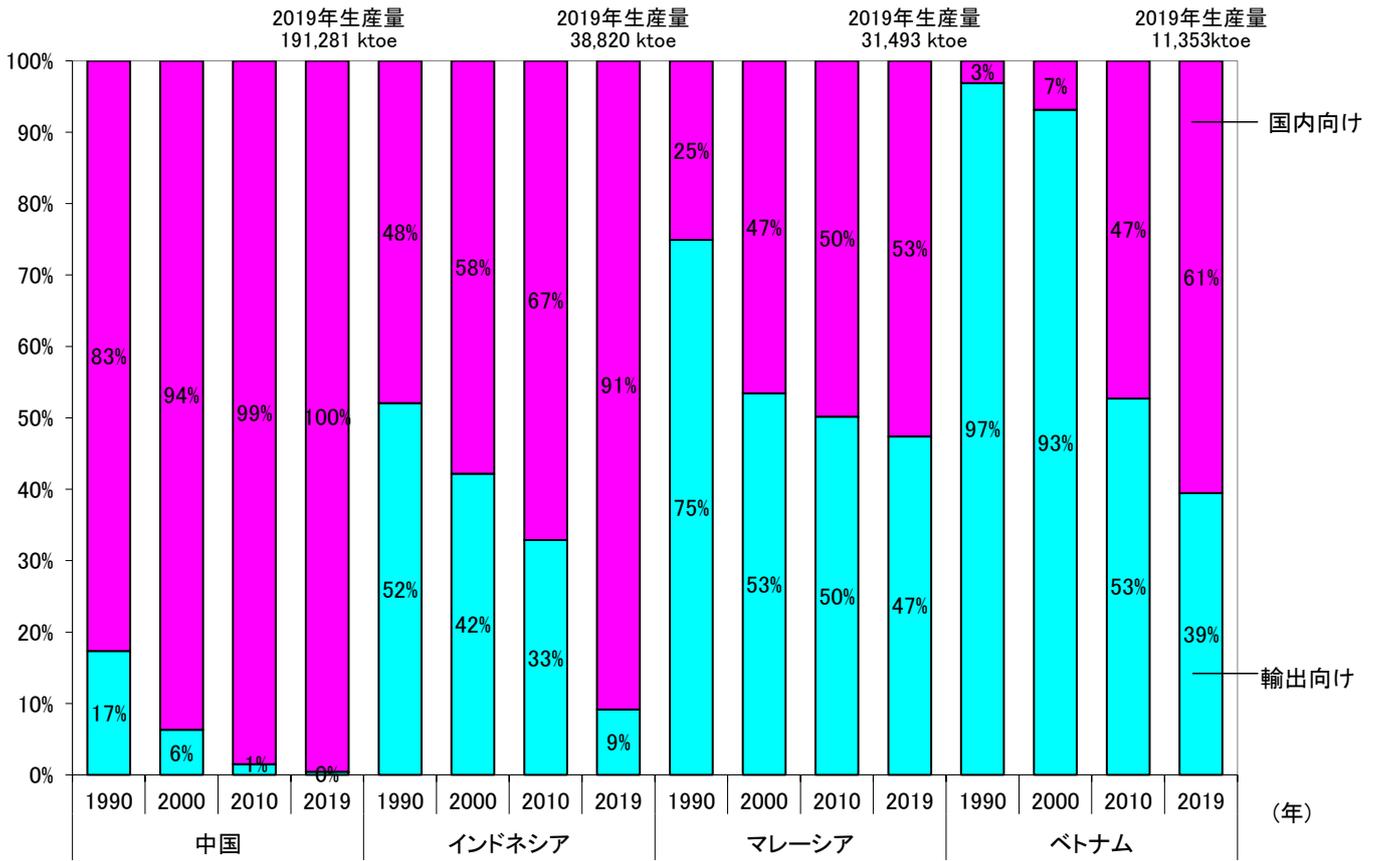
出典:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

【第213-1-4】原油の輸入量と中東依存度の推移



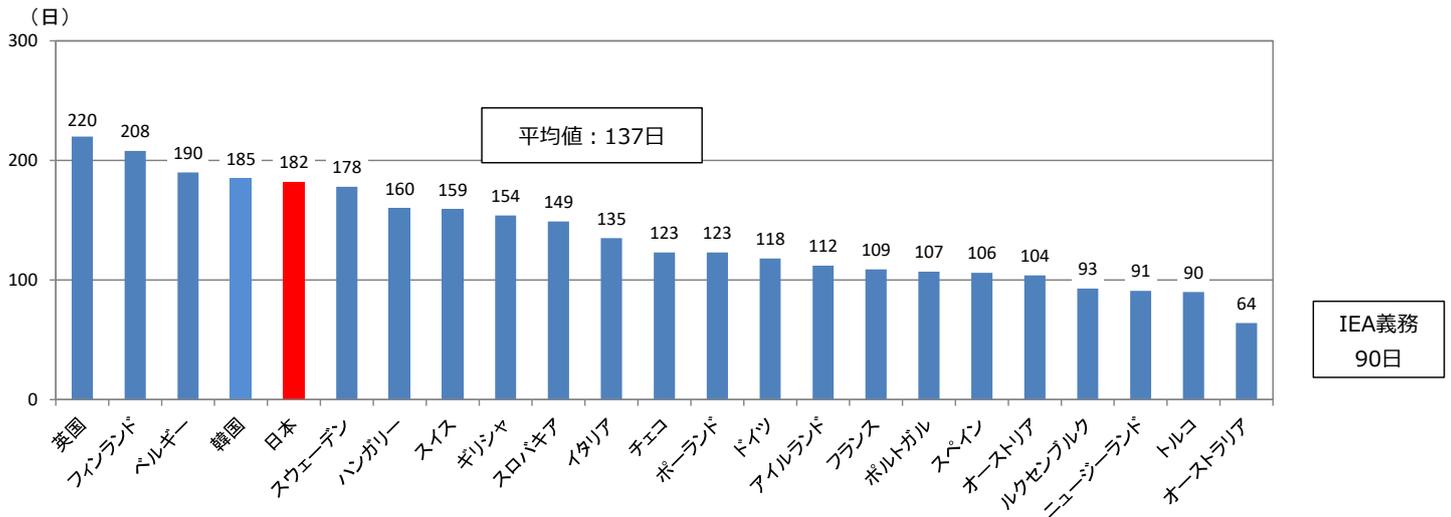
出典:経済産業省「資源・エネルギー統計年報・月報」を基に作成

【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



出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

【第213-1-6】我が国及びIEA加盟国の石油備蓄日数比較(2021年3月時点)



(注) 備蓄義務を負う石油純輸入国27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23か国を比較した。

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

②消費の動向

我が国では原油のほとんどが蒸留・精製により石油製品に転換され、それらの石油製品は国内販売あるいは輸出されています。これに加え、国内消費向けに石油製品の輸入も行っています。2020年度の石油製品販売量は、燃料油合計で1億5,154万klであり、2000年代に入り減少傾向となっています。油種別販売構成を見ると、第一次石油危機以前の1971年度まではB・C重油¹⁴販売量が5割以上を占めていましたが、ガソリン、ナフサ、軽油等より軽質な石油製品の消費が増加しています。2020年度のガソリン、ナフサ及び軽油の油種別販売量のシェアは、それぞれ、29.8%、26.6%及び21.0%となりました。逆にB・C重油は4.4%まで減少しました(第214-4-1参照)。

③原油価格の推移

ここでは、2008年の米国の投資銀行リーマン・ブラザーズ社破綻に端を発した世界金融危機以降の原油輸入CIF価格¹⁵の動きをみていきます。輸入CIF価格は、2008年8月に9万2,000円/klの高値を付けた後に、2009年1月に2万5,000円/klの水準にまで急落しました。その後、各国による景気刺激策の影響を受け、原油需要の回復期待が高まる中、2009年5月に1kl当たり3万円台まで上昇し、同年7月には同4万円台、2011年3月には同5万円台へと上昇しました。2011年度以降も上昇傾向を継続し、2014年1月には7万5,000円程度まで上昇し、原油価格の高い状態が概ね2014年末まで続きました。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を続ける一方、欧州や中国の景気は減速傾向にあり、石油市場には供給過剰感がありました。こうした環境にも関わらずOPECは2014年11月の総会で減産を見送り、これが契機となって原油価格は下落に転じ、2016年初頭には2万2,000円/klの安値になりました。2016年4月以降は世界経済の緩やかな回復に加え、2016年9月のOPEC総会で8年ぶりの減産の方向性が打ち出されたこと、ロシア等非OPEC産油国も減産に協力をしたこと、2016年11月の米国大統領選後の円下落等で再び上昇に転じました。その後原油価格は上下を繰り返しながらも、OPECおよび非OPEC産油国から成るOPECプラスによる着実な減産から需給が引き締まり、2018年秋まで上昇基調を続けました。その後、原油価格は70ドル/バレル前後の価格を維持していましたが、米国によるイラン原油禁輸の適用除外措置の発表や、米国シェールオイルの増産等により、需給が緩みつつありました。そういった環境下で、OPECプラスはさらなる追加減産に合意し、2020年1月からの減産強化を決めました。その矢先に起こったのが、COVID-19です。世界の経済が減速し、石油需要が短期間のうちに大幅に減少しました。OPECはこの状況に対処しようと2020年3月に非OPECに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そのものが決裂・崩壊しました。この結果を受けたサウジアラビアは、これまで協調減産をリードしてきた態度を一変し、増産に踏み切ることを表明しました。市場は価格競争に突入するとの見方から、原油価格が急落しました。原油価格の急落から2020年4月にOPECプラスは再び協調減産に合意しましたが、都市封鎖(ロックダウン)等で世界の石油需要は急減し、また原油の貯蔵能力の限界を超えるとの見方から、一時米国の指標原油であるWTI原油はマイナス価格を記録するという前代未聞の状況を経験しました。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、COVID-19禍ながら世界経済が徐々に回復したこと等により価格は上昇しています。

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2次石油危機後には日本の総輸入金額に占める原油輸入金額¹⁶の割合は30%を超えていました。しかし、1986年度以降はおおむね10%程度で推移してきました。背景には、原油価格が低下したこととともに、石油危機以後の石油代替政策、省エネルギー政策等が功を奏したことがあります。輸入金額に占める原油の割合が低下したことで、原油価格高騰が日本経済に与える影響は石油危機当時と比べて小さくなったといえます。2005年から2013年にかけては、原油価格の高い状態が続いたこと、2011年の東日本大震災後に石油火力発電所が多く利用されたこと等により、原油の輸入量が増え原油輸入金額の占める割合が15%を超える比較的高い水準にありました。2014年度から2019年度までは石油の消費量が減少し、おおむね10%程度で推移してきました。2020年度はCOVID-

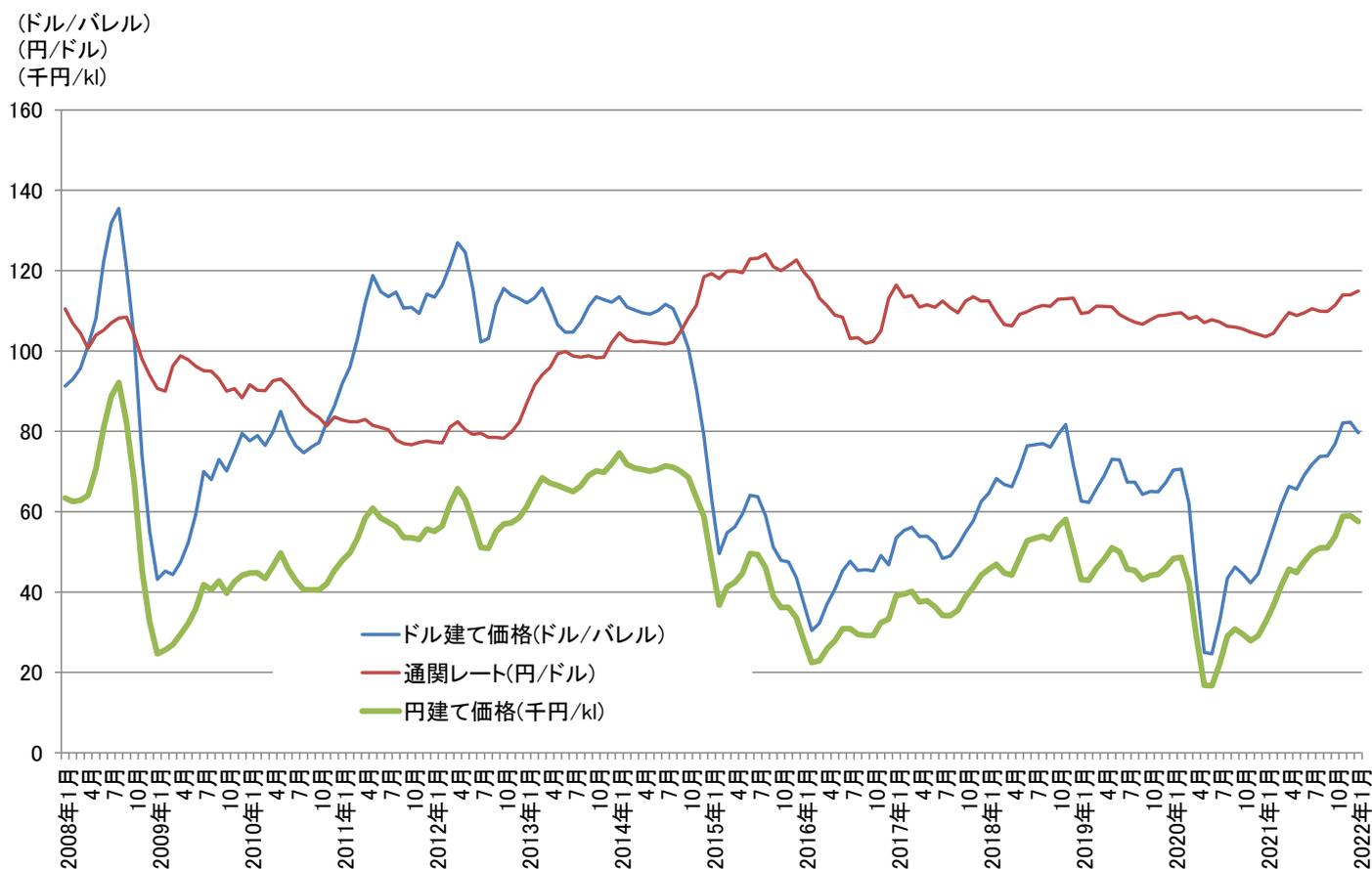
¹⁴ 重油は動粘度の違いにより、A重油、B重油とC重油に分類されています。同じ種類の中ではさらに硫黄分により品質が分類されています。A重油は重油の中では最も動粘度が低く、茶褐色の製品です。用途は、工場の小型ボイラ類をはじめ、ビル暖房、農耕用ハウス加温器、陶器窯焼き用の他に、漁船等船舶用燃料等としても使われています。C重油は、A重油に比べて粘度が高く、黒褐色の製品です。その用途は、火力発電や工場の大型ボイラ、大型船舶のディーゼルエンジン用の燃料等に用いられています。B重油はA重油とC重油の中間の動粘度の製品ですが、現在ほとんど生産されていません。燃焼用の燃料としては、取り扱い面から、引火点、動粘度、流動点等、燃焼面からは発熱量、硫黄分、水分、水泥分、燃焼後の管理のための灰分等が重要な品質管理項目になっています。

¹⁵ Cost, Insurance and Freightの略で、引渡し地までの保険料、運送料を含む価格を意味しています。

¹⁶ 原油輸入金額は、「原油」の輸入額の合計を示しています。

19の影響による石油需要の減少から原油の輸入量が減少し、原油の輸入CIF価格が低下したことにより、原油輸入金額の占める割合は5.9%となりました(第213-1-8)。

【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



出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

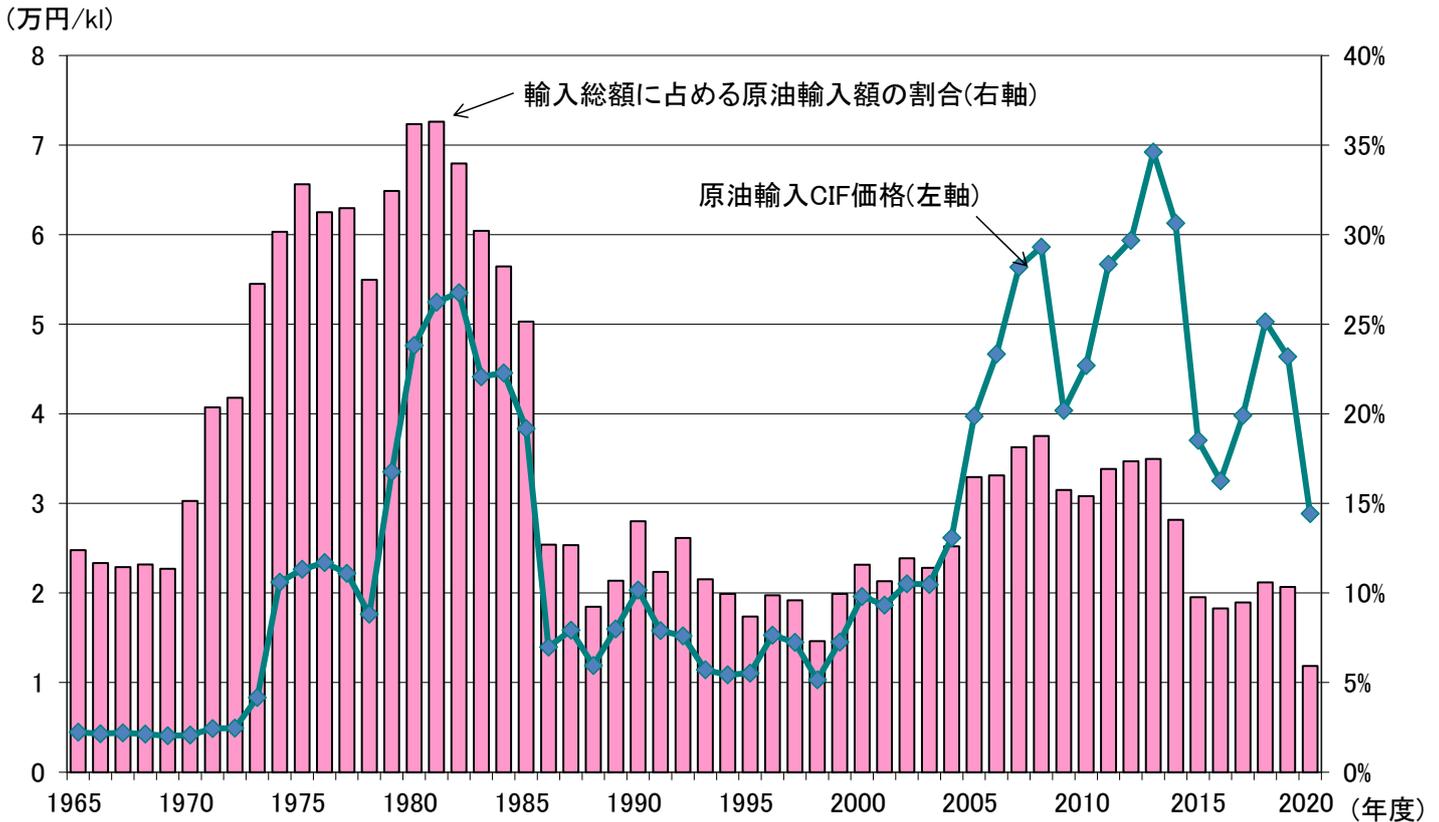
(注)WTI(West Texas Intermediate)原油は米国の代表的な指標原油。

オクラホマ州クッシングの原油集積基地渡し価格。

2020年4月のマイナス価格は、売主がお金を支払い、買主はお金を受取ることを意味する。

出典:米エネルギー省エネルギー情報局のデータを元に作成

【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



出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(2) ガス体エネルギー

ガス体エネルギーの主なものとしては天然ガスと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、気体のままパイプラインで輸送するか、マイナス162℃まで冷却して液体にし、液化天然ガス(LNG、Liquefied Natural Gas)としてタンカー等で輸送するか、いずれかの方法がとられています。天然ガスは、化石燃料の中では相対的にクリーンであるために利用が増えました。また、LPガスは液化石油ガス(Liquefied Petroleum Gas)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ブタン・プロパン等を主成分としています。簡単な圧縮装置を使って常温で容易に液化できる気体燃料であるため、液体の状態での輸送、貯蔵、配送が行われています。

①天然ガス

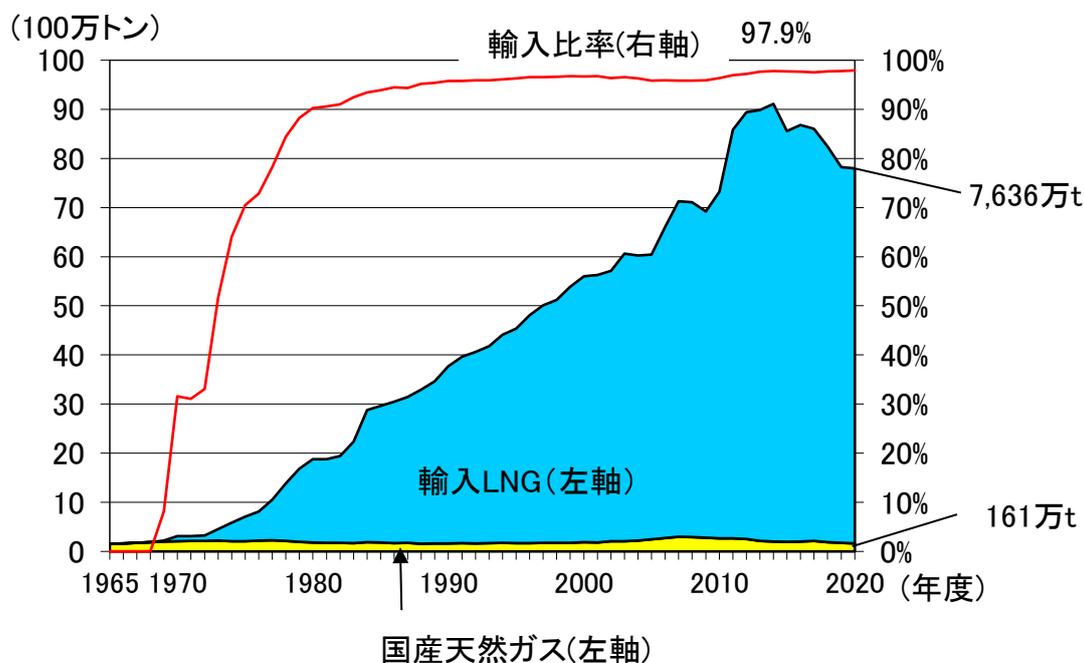
(ア)供給の動向

我が国において、1969年のLNG導入以前の天然ガス利用は国産天然ガスに限られ、一次エネルギー国内供給に占める割合は1.1%にすぎませんでした。しかし、1969年の米国(アラスカ)からのLNG導入を皮切りに東南アジア、中東からも輸入が開始され、我が国におけるLNGの導入が進み、一次エネルギー国内供給に占める天然ガスの割合は2014年度に過去最高の24.5%に達し、2020年度は23.8%となりました。2020年度における天然ガス供給の輸入割合は、石油と同様に極めて高い97.9%であり、全量(7,636万トン)がLNGとして輸入されました。なお、主に新潟県、千葉県、北海道等で産出されている国産天然ガス生産量は、2020年度において約23億 m^3 (LNG換算で約161万トン)であり、天然ガスの国内消費量の2.1%を占めました(第213-1-9)。

我が国に対するLNGの輸入供給源は、2020年度において、豪州、マレーシア等のアジア大洋州地域とロシア、米国等の中東以外の地域が83.6%を占めており、中東依存度は16.4%と石油と比べて低く、地政学的リスクも相対的に低いといえます。

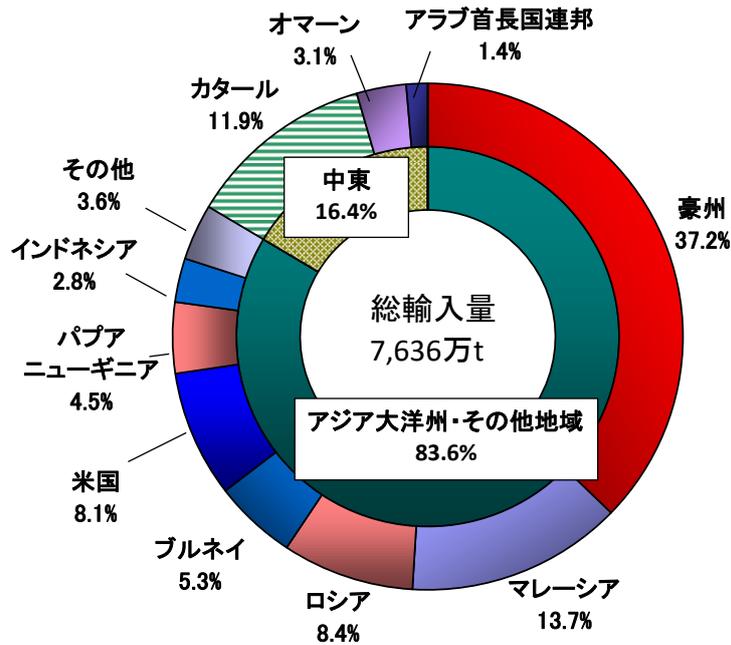
特に、2012年度から最大のLNG輸入先となっている豪州は、新規LNG生産プロジェクトからの輸入が順次開始されており、その割合は2012年度の19.6%から2020年度には37.2%に拡大しています。一方、インドネシアは1980年代半ば、マレーシアは2000年代半ばをピークとして、年々割合を減らしています(第213-1-10、第213-1-11)。また、2014年度にはパプアニューギニアからの輸入が、2017年1月にはシェールガス生産が急増した米国からのLNG輸入が開始される等、供給源の多角化がさらに進展しています。なお、2020年において、世界のLNG貿易の20.9%を日本の輸入が占めました(第2部第2章 国際エネルギー動向 第222-1-23「世界のLNG輸入」参照)。

【第213-1-9】天然ガスの国産、輸入別の供給量



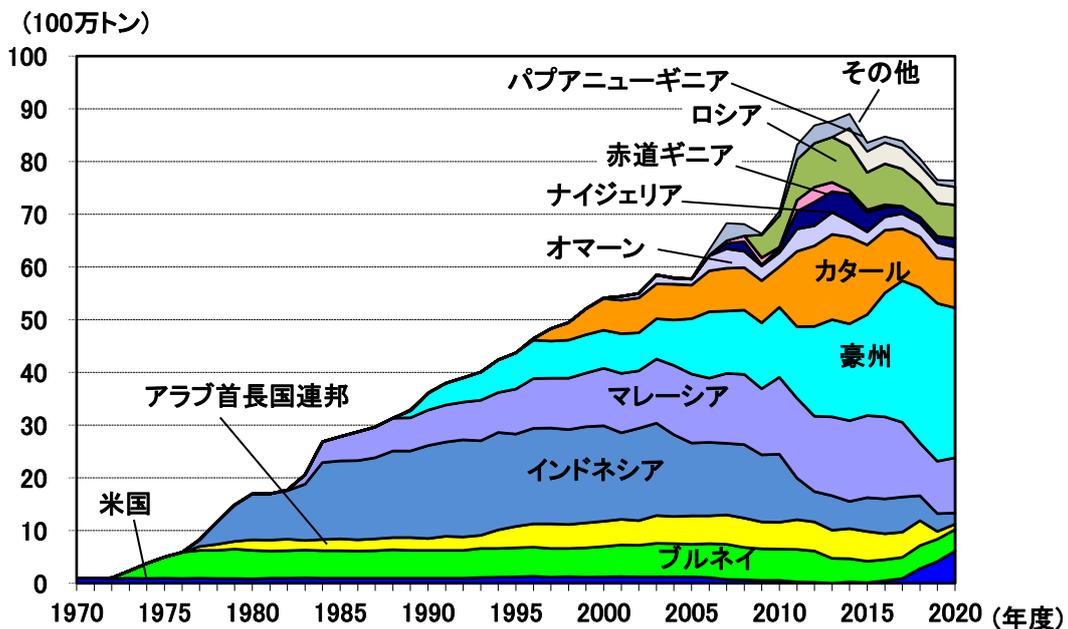
出典:経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、「資源・エネルギー統計」、「電力調査統計月報」、「ガス事業統計月報」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-10】LNGの輸入国2020年度)



出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

【第213-1-11】LNGの供給国別輸入量の推移



出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

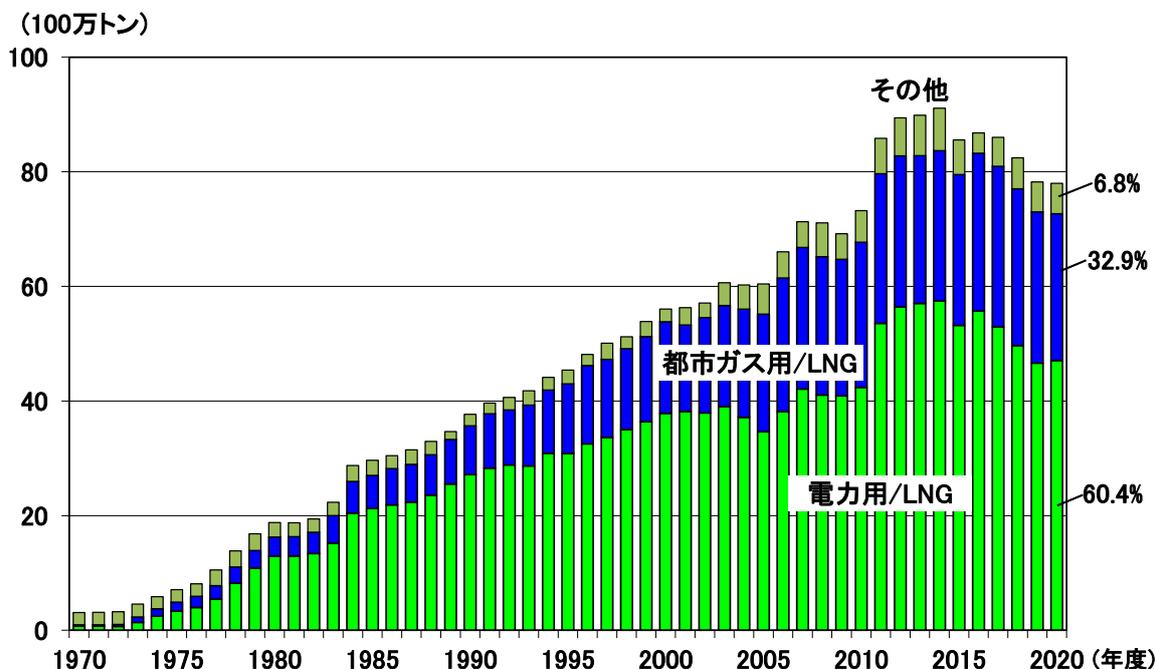
(イ)消費の動向

我が国では、2020年度に天然ガスは電力用LNGとして約60%、都市ガス用LNGとして約33%が使われました(第213-1-12)。天然ガスは、一次エネルギーの供給源多様化政策の一環として、その利用が増加してきました。特に2011年3月の東日本大震災以降、原子力発電所の稼働停止を受け発電用を中心に増加しましたが、2014年度に過去最高となった後、2015年度は

原子力発電所の再稼働や再生可能エネルギーの普及等により、減少に転じました。2016年度は、発電電力量の増加や都市ガスの販売量が過去最高を更新したこと等から2年ぶりに増加しました。2017年度は発電用需要が減少、また2018年度、2019年度には都市ガス用、発電用ともに需要が減少、2020年度には都市ガス用需要が減少したことにより、天然ガスの消費量は4年連続で減少しました。

なお、都市ガスの用途別販売量としては、2000年頃までは家庭用が最大のシェアを占めていましたが、近年は工業用が増加しており、最大のシェアを占めています(第214-2-2「用途別都市ガス販売量の推移」参照)。

【第213-1-12】天然ガスの用途別消費量の推移



出典:経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、「資源・エネルギー統計」、「電力調査統計月報」、「ガス事業統計月報」、財務省「日本貿易統計」を基に作成

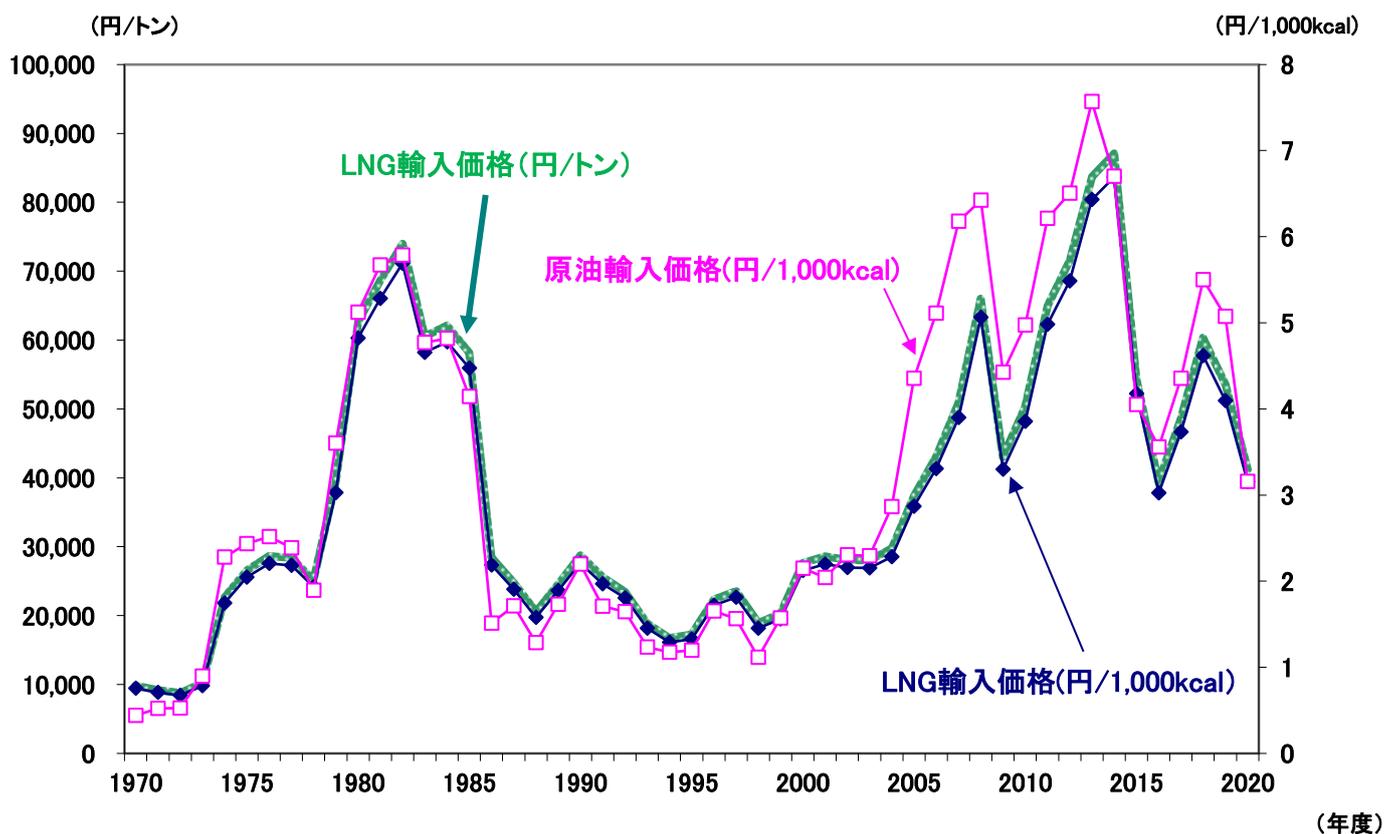
(ウ) LNG価格の動向

我が国のLNG輸入価格は、1969年の輸入開始以来、初期の数年間を除き、原油価格に連動してきました。1970年代の二度の石油ショックで原油価格が高騰すると、LNG輸入価格も上昇し、1980年代後半に原油価格が下落すると、LNG輸入価格も低下しました。日本のLNG輸入量の大半を占める長期契約におけるLNG輸入価格は日本向け原油の輸入平均CIF価格に連動しているため、2004年度以降の原油価格の高騰につれて、日本向けLNG輸入CIF価格も上昇してきました(第213-1-13)。ただし、連動率は概ね65% - 90%であり、また一部の日本向けLNG輸入価格は、原油価格変動の影響を緩和するために、Sカーブといわれる調整システムを織り込んだ価格フォーミュラにより決定されています。2004年度以降の原油価格急騰の環境下では、この価格フォーミュラの影響等もあって、LNG輸入価格の変化は原油に比べると緩やかになっています。なお、2016年度にはシェールガス生産が増加した米国からのLNG輸入が開始されましたが、同国からのLNG輸入は、米国国内のガス市場価格(ヘンリーハブ価格)に連動するものが多く、価格決定方式の多様化につながります。さらに2010年代以降増加しているスポット調達では、原油価格、他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ます。

原油輸入CIF価格の高止まりにより円建てLNG輸入CIF価格は、2014年度に過去最高となる1トン当たり約8.7万円となりました。その後、国際原油価格の下落に伴い、円建てLNG輸入価格は低下していきました。2017年度からは国際原油価格が上昇に転じたことに伴い、2018年度の円建てLNG輸入価格も上昇しましたが、2019年度からは再び原油価格が下落に転じ、また原油価格に連動しない米国産LNGやスポットLNG増加の影響もあり、2020年度は1トン当たり約4.1万円台に低下しました(第213-1-13)。

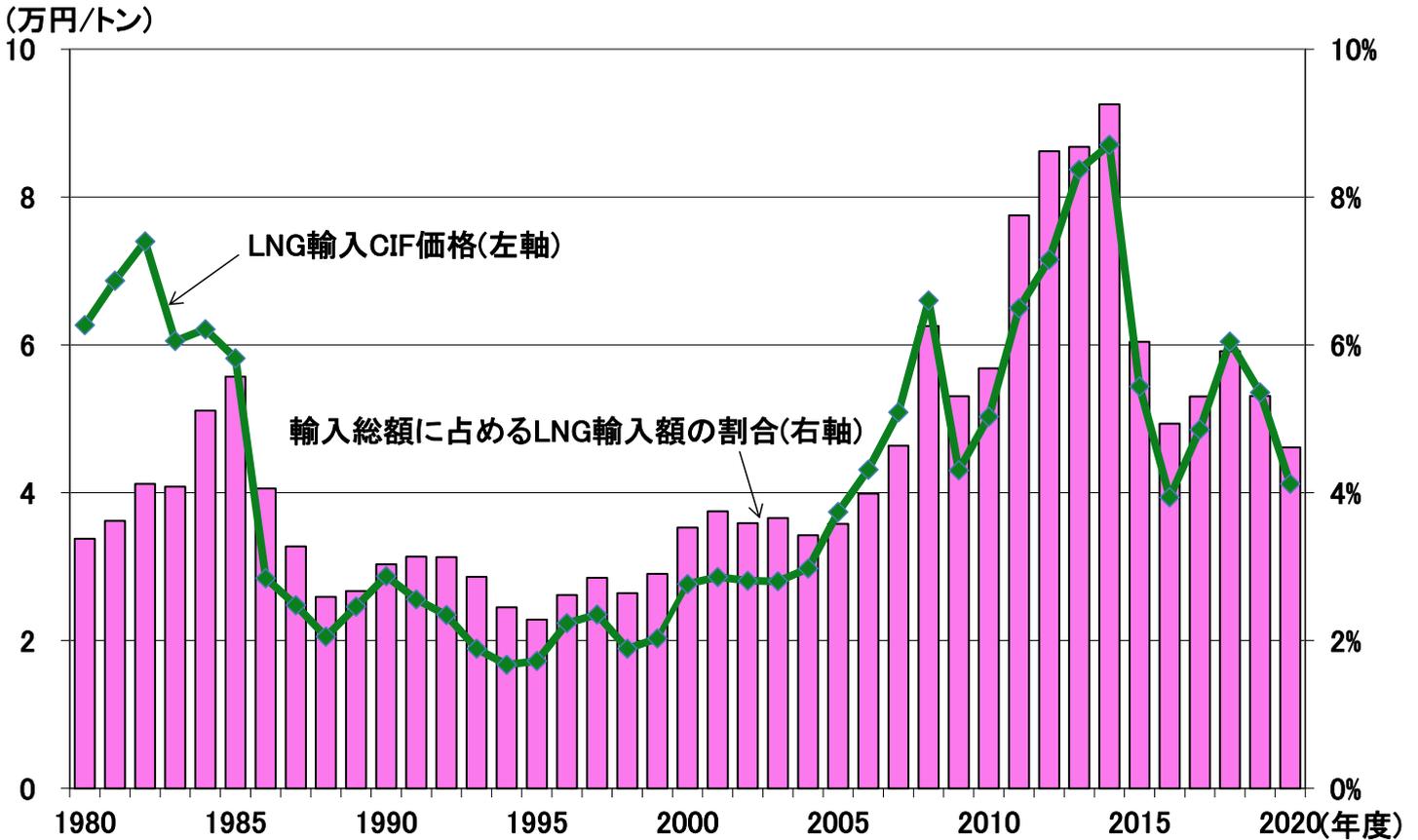
日本の総輸入金額に占めるLNG輸入金額の割合を見ると、1980年代の後半からはLNG輸入価格の低下に伴い、5%を下回る水準で推移してきました。しかし、2000年代後半以降は原油価格の上昇によりLNG輸入価格も上昇したことに加え、特に、2011年3月の東日本大震災以降の原子力発電所稼働停止に伴い、発電用途のLNG輸入量が増加しました。これにより、LNG輸入金額の割合は上昇し、2014年度には過去最高となる9.3%に達しました。その後は原油価格の低下によるLNG輸入価格の低下等からLNG輸入金額の割合は低下しました。2016年度からLNG輸入金額の割合は再び上昇を始めましたが、2019年度は円建てLNG輸入価格が低下し、LNG輸入量も引き続き減少したことからLNGの輸入総額に占める割合は3年ぶりに低下し、2020年度も前年の傾向が続き、輸入総額に占める割合は4.6%と、2016年以来の4%台となりました(第213-1-14)。

【第213-1-13】LNG輸入CIF価格の推移



出典: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



出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

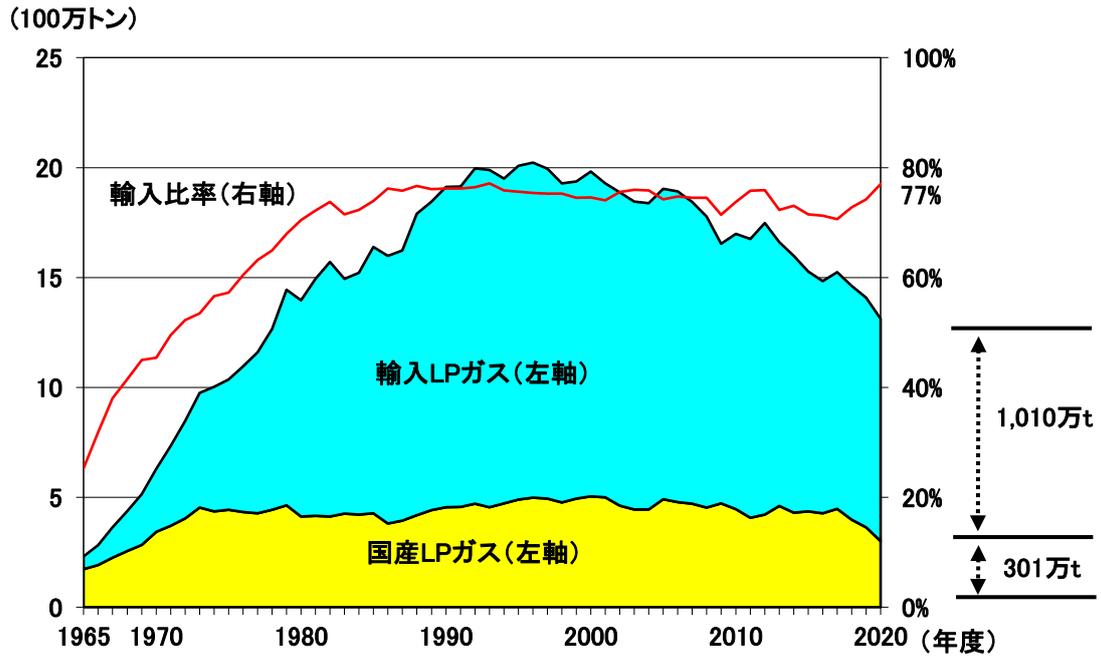
②LPガス

(ア)供給の動向

LPガスは、天然ガス生産からの随伴ガス、原油生産からの随伴ガス、さらに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。LPガスの供給は1960年代までは、国内の石油精製の分離ガスが中心でしたが、1980年代まで年々輸入の比率が高まり、1993年度には輸入比率が最大となる77.1%(1,534万トン)まで拡大しました。2020年度の輸入比率は供給量の77.0%(1,010万トン)と3年連続の増加となりました(第213-1-15)。

2020年度における我が国のLPガスの主な輸入国は、米国、豪州、カナダ及び、アラブ首長国連邦、カタール、クウェート、サウジアラビア等の中東諸国でした。2013年に米国から、シェールガス・シェールオイル開発に伴って生産されるLPガスの輸入が開始されたことにより、LPガス全体の輸入量が減少傾向にある中で、米国は2015年度に最大の輸入先となり、2019年度に統計開始後最大となる72.6%を記録し、2020年度も67.0%と高いシェアを維持しました。シェール革命に加え、2016年6月にパナマ運河拡張が完了したことで、大型LPG船の通航が可能になったことも追い風となっています。その結果、LPガス輸入の中東依存度は2011年度の86.6%から、2020年度には12.5%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)。

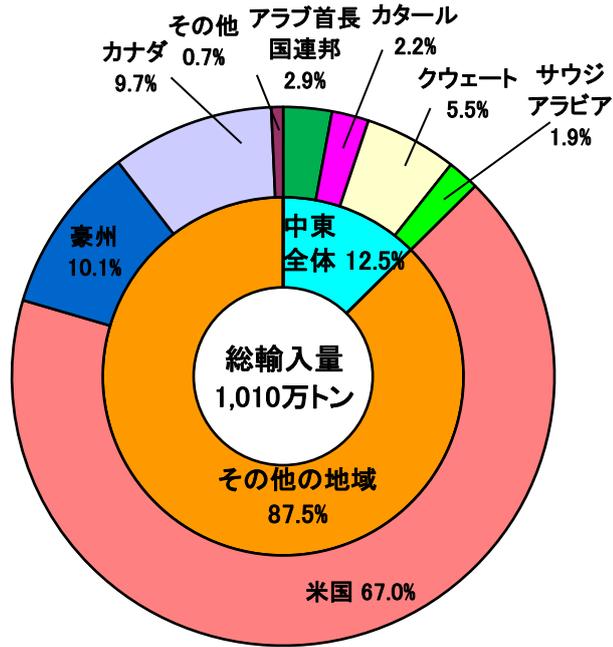
【第213-1-15】LPガスの国産、輸入別の供給量



(注)「国産LPガス」は、製油所の数値。

出典: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ガスの輸入国2020年度)

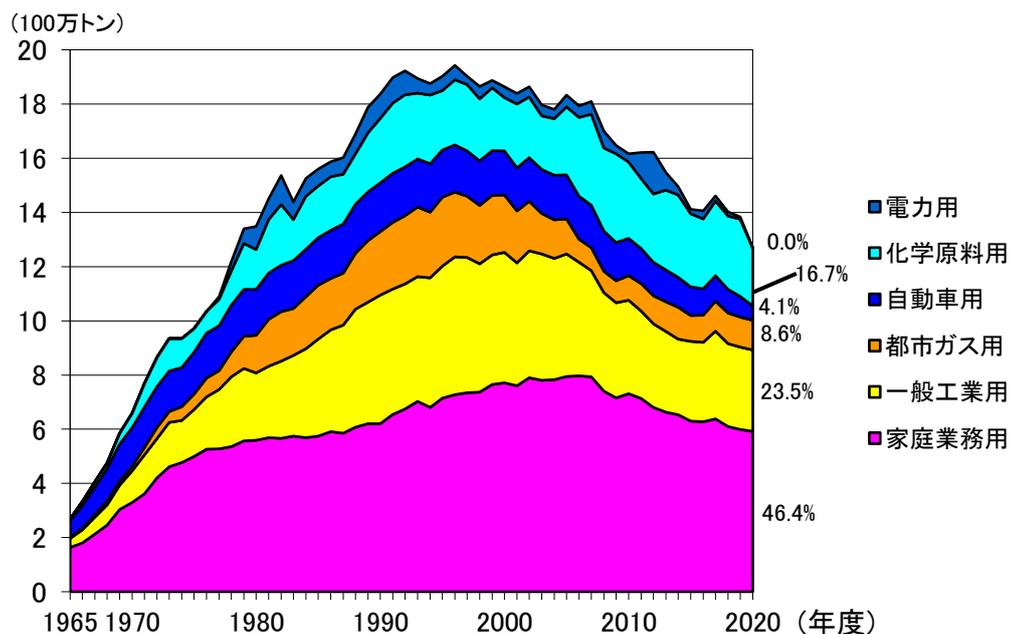


出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

(イ)消費の動向

LPガスの消費は、1996年度に過去最高の1,970万トンとなった後、燃料転換等により減少傾向が続きました。2017年度には厳冬により給湯・暖房需要が増加したことで5年ぶりに増加したものの、2018年度から再び減少に転じ、2020年度の消費量は1,279万トンと1996年度から35%減少して1978年度並みの水準になっています。2020年度のLPガスの消費は、用途別に見ると、家庭業務用の消費が全体の46.4%を占めました。次いで一般工業用が23.5%、化学原料用が16.7%と大きなシェアを持ち、都市ガス用(8.6%)、自動車用(4.1%)と続きます(第213-1-17)。

【第213-1-17】LPガスの用途別消費量の推移



出典:日本LPガス協会資料を基に作成

(ウ)LPガス輸入価格の動向

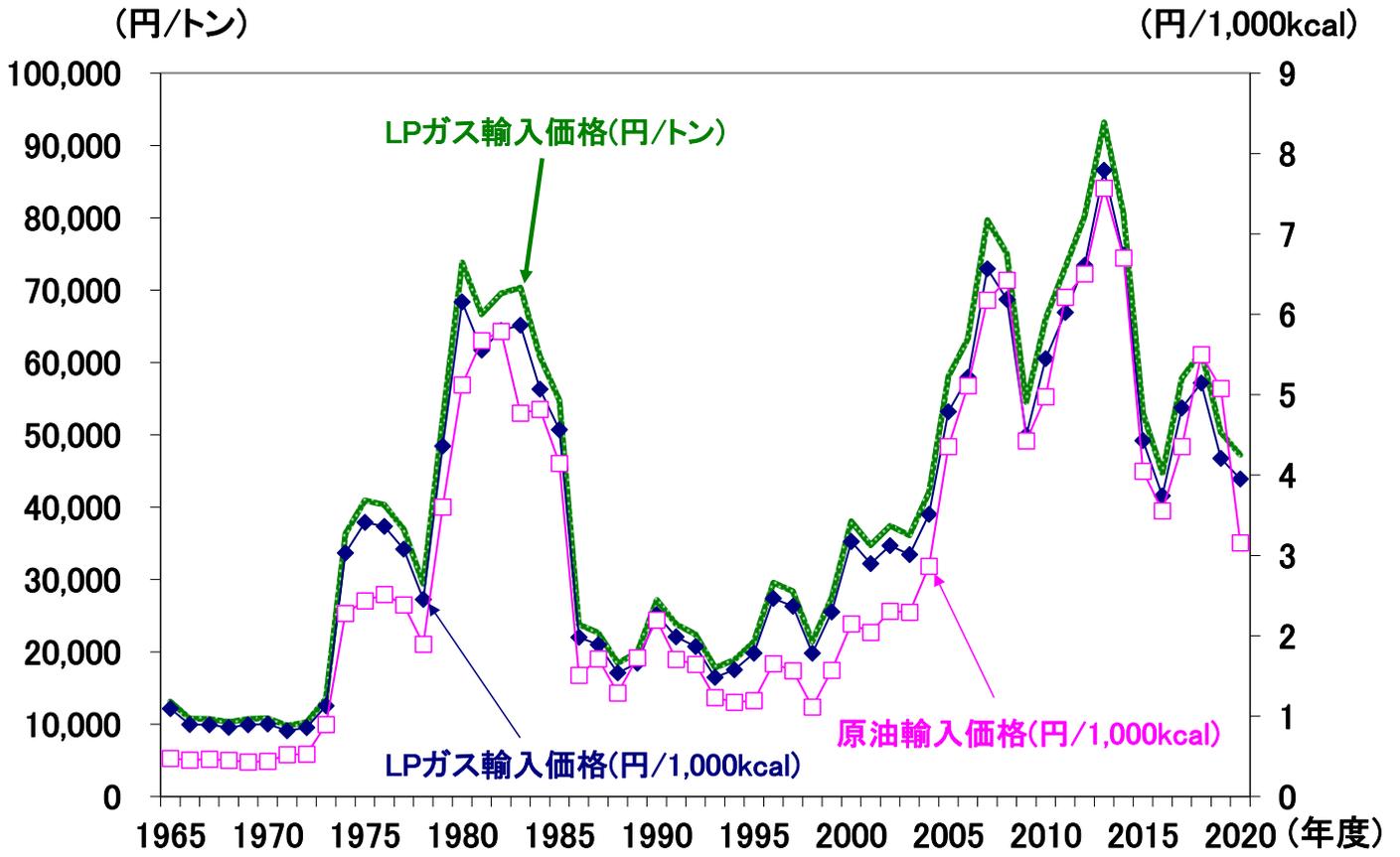
日本のLPガス輸入価格は、サウジアラビアのサウジアラムコ社が決定する通告価格¹⁷に大きく左右される構造となっていました。しかし、2013年度ごろからは、価格指標の多様化を目的とし、米国プロパンガス取引価格¹⁸を価格指標とするLPガスの輸入も活発化しています。2010年度以降の原油価格高騰とともに、2013年度のLPガス輸入(CIF)価格(年度平均)は過去最高の93,177円/トンとなりました。その後、国際原油価格の下落や相対的に低価格である米国とカナダによるLPガス輸入シェアの拡大により、LPガス輸入価格が低下し、2020年度には47,273円/トンとなりました(第213-1-18)。

また、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、二度の石油ショックを契機に1980年代には2%を上回る水準にまで上昇しました。1985年度以降下落し、1990年代からは約1%の水準で推移していましたが、2016年度はLPガス輸入価格の低下と輸入量の減少に伴い、1971年度以来の低水準となる0.7%まで低下しました。2017年度、2018年度はLPガス輸入価格の上昇により0.8%に上昇しましたが、2019年度、2020年度には、LPガスの輸入価格が低下、輸入量も減少したことから、LPガスの総輸入金額の占める割合は0.7%に低下しました。(第213-1-19)。

¹⁷ サウジアラムコ社の通告価格とはコントラクトプライス(CP)と呼ばれ、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、決定します。日本を含めた極東地域に輸入されるLPガスについては、サウジアラビア以外の産ガス国も多くがこのCPにリンクしています。

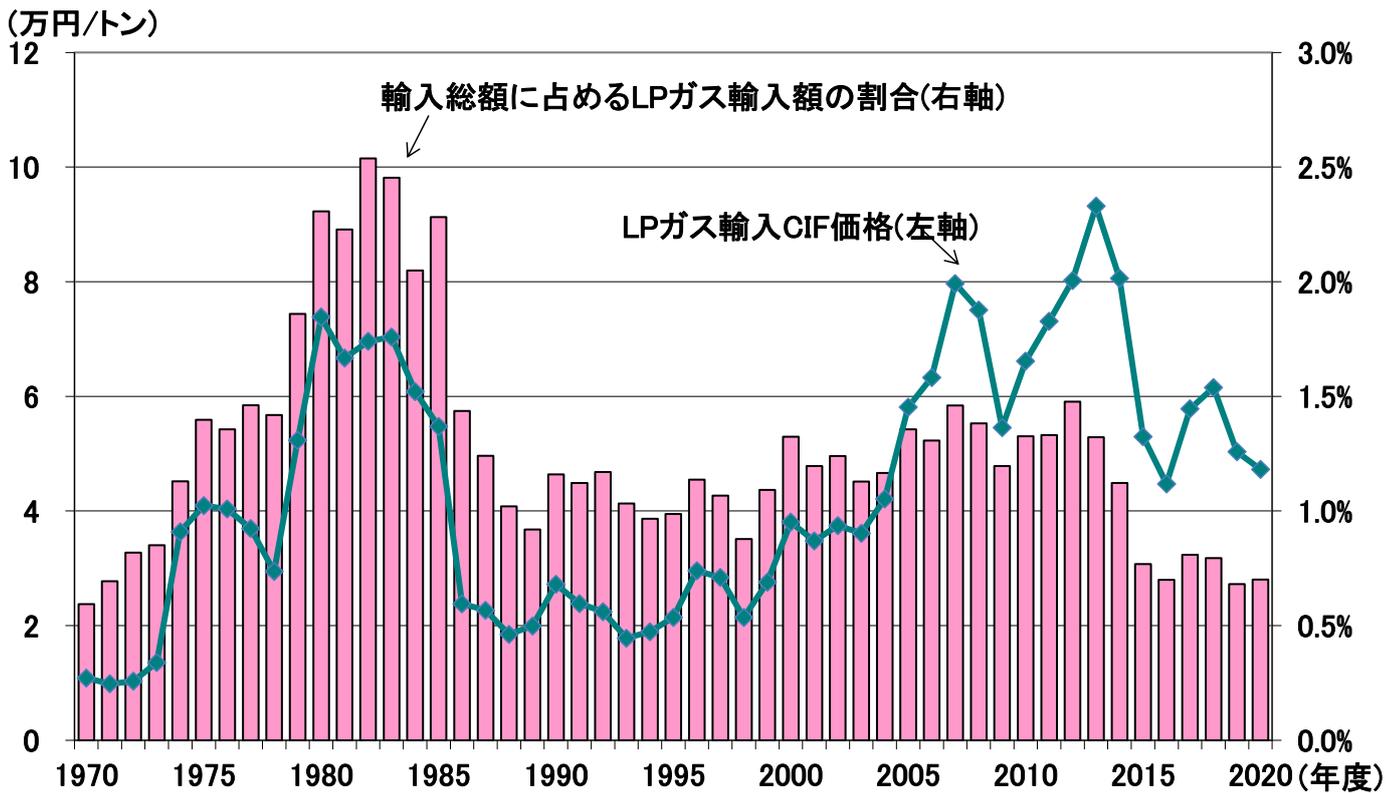
¹⁸ 米国テキサス州Mont Bellevueにあるプロパンガス基地における取引価格はMB(Mont Bellevue)と呼ばれています。Mont Bellevueでの取引価格は世界の3大取引価格の一つになっています。

【第213-1-18】LPガス輸入CIF価格の推移



出典: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



出典: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

2020年度、我が国は、石炭の国内供給のほぼ全量(99.7%)を海外からの輸入に依存しました(第213-1-20)。我が国の国内石炭生産量は、1960年代には石油への転換の影響、さらには1980年代以降、割安な輸入炭の影響を受けて減少を続けました。1990年度から国内原料炭¹⁹の生産がなくなり、国内一般炭²⁰の生産量は減少で推移しました。2000年代以降国内一般炭の生産量は、年間120万トンから130万トンで推移してきましたが、2018年に100万トンを割り込み、2020年度は75万トンまで減少しました。国内一般炭のほとんどが発電用として消費されています。

海外炭の輸入量は1970年度には国内炭の生産量を上回り、1988年度には1億トンを超え、その後も、一般炭を中心に増加し、現在は1.7億トンから1.9億トンの水準となっています。2020年度は輸入原料炭が6,228万トン、輸入一般炭が1億525万トンとなり、無煙炭²¹を合わせた石炭輸入量合計は1億7,300万トンとなりました。同年度の一般炭の輸入先は、豪州が68.3%を占めており、次いでロシア(14.6%)、インドネシア(11.5%)、カナダ(3.1%)、米国(2.3%)からの輸入がこれに続きました。原料炭の輸入先は、豪州が49.9%を占めており、次いでインドネシア(21.0%)、米国(10.2%)、カナダ(9.9%)、ロシア(6.4%)からの輸入がこれに続きました(第213-1-21)。

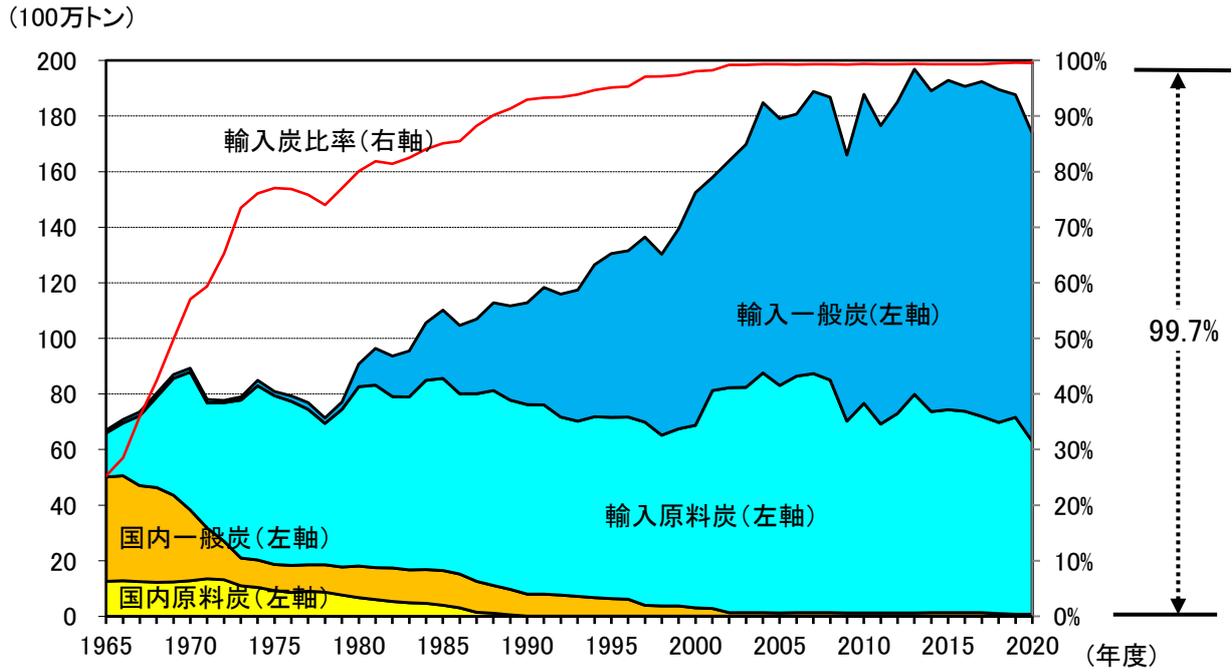
こうした中で、日本企業は、豪州を中心に海外炭鉱の開発に積極的に参加してきましたが、近年の環境配慮等を企業に求める「ESG投資」へのシフトを受け、海外一般炭炭鉱事業からの撤退を進めています。

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、主に発電所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、石炭の中でも最も石炭化が進んだ石炭で、燃焼の際にほとんど煙を出さず、また、火力が強いという特徴があります。

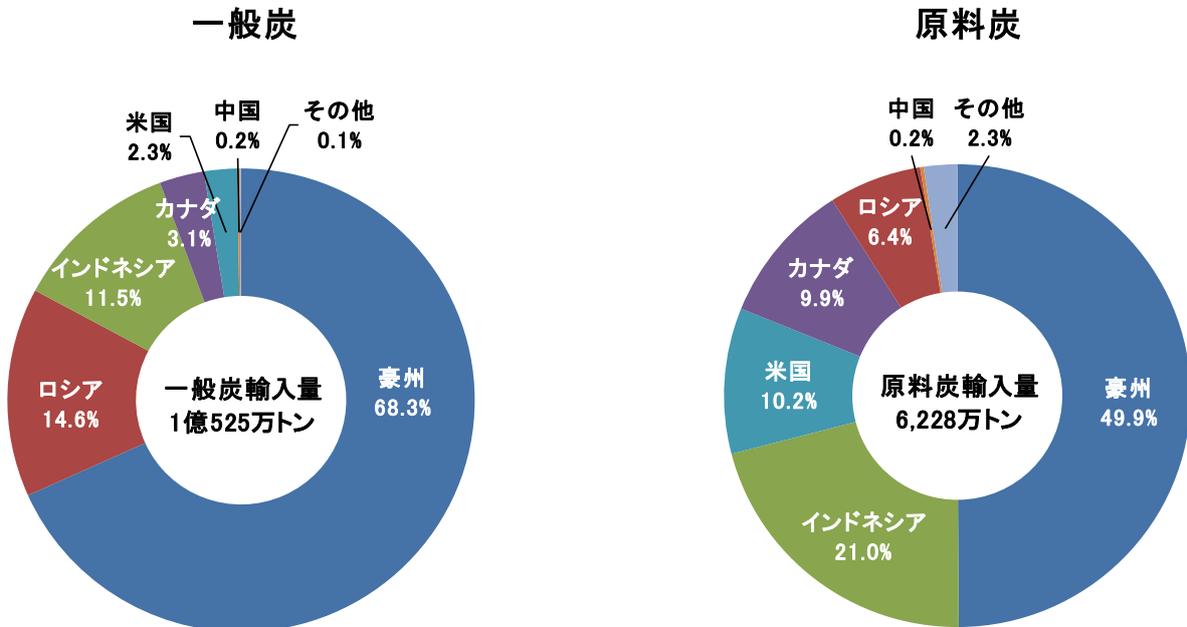
【第213-1-20】国内炭・輸入炭供給量の推移



(注)国内一般炭には国内無煙炭、輸入一般炭には輸入無煙炭をそれぞれ含む。

出典:2000年度までは経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、2001年度より財務省「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(2020年度)



出典:財務省「日本貿易統計」を基に作成

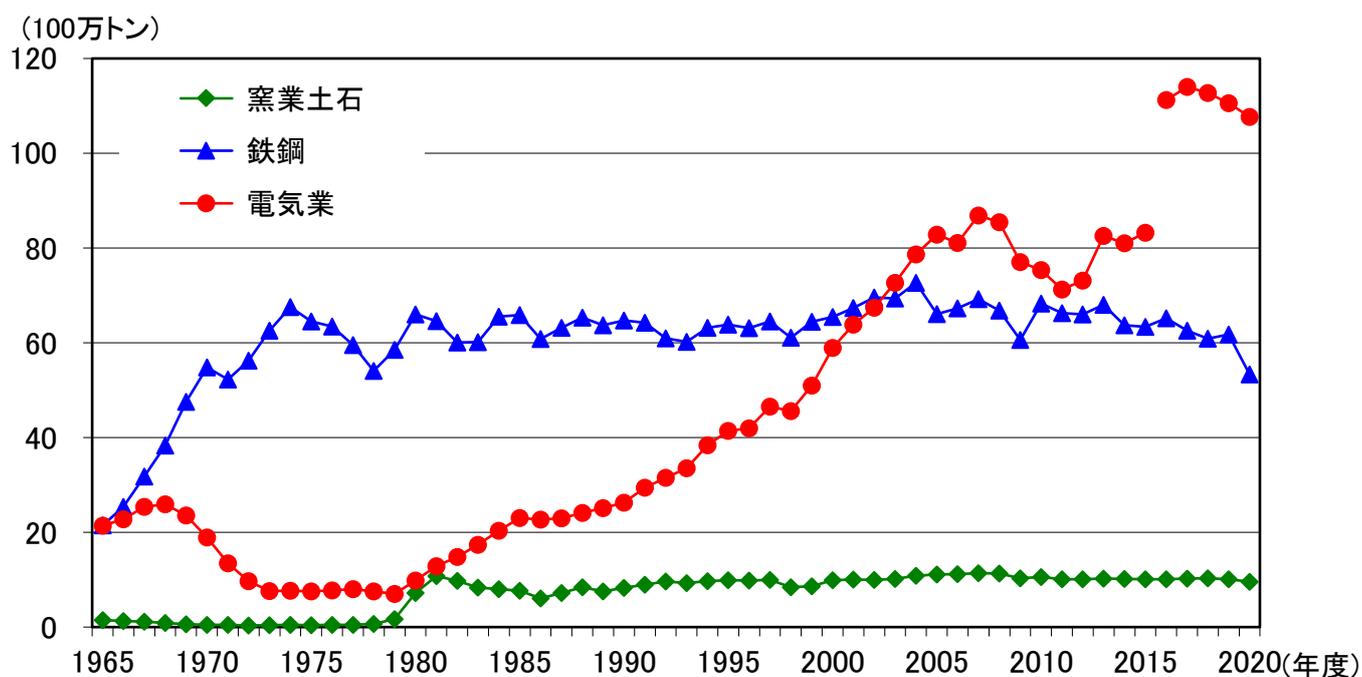
②消費の動向

我が国の2020年度の主な業種における石炭消費は、電気業が1億767万トンと最も多く²²、次いで鉄鋼業が5,331万トンとなっています(第213-1-22)。

電気業における石炭消費量は、1960年代後半は2,000万トンを上回っていましたが、石炭火力発電の他電源への転換が進んだことから1979年度には701万トンにまで低下しました。しかし、第二次石油危機以降は、石油代替政策の一環としての石炭火力発電所の新設及び増設に伴い、石炭消費量は増加に転じ、2008年度には約8,700万トンに達し、電気業が最大の石炭消費部門となりました。2009年度以降、世界的不景気や、「みなし措置」²³満了で以前から卸電気事業にかかわる許可を受けていた共同火力が電気事業者から外れたこと、さらに2011年度は東日本大震災で一部の石炭火力発電所が被災したことから、発電用石炭消費は減少しました。2012年度以降は、被災石炭火力の復旧や発電設備の新設により石炭消費量が増加し、2015年度以降は1億1,000万トンを超える水準で推移しています。ただし近年は減少に転じ、2020年度は1億800万トンと前年比2.6%減となりました。

鉄鋼業における石炭消費量は、1960年代後半から1970年代前半にかけて、経済成長に伴い2,000万トン台から1974年の6,800万トンまで増加しました。その後、1970年代後半は減少が続きましたが、1980年代以降は6,000万トン台で推移し、2004年度は7,000万トン台となりました。2009年度には世界金融危機により銑鉄生産が停滞し石炭消費が減少、その後は再び7,000万トン近くで推移していましたが、近年は減少しており、COVID-19の影響を受けた2020年度は5,300万トンと前年度比13.7%減となりました。

【第213-1-22】石炭の用途別消費量の推移



(注) 2016年度以降の電気業は、小売業参入の全面自由化に伴う電気事業類型の見直しにより、調査対象事業者が変更されている。

出典:2000年度までは経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」、2001年度以降同「石油等消費動態統計年報」、「電力調査統計年報」を基に作成

²² ただし、小売業参入の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量との重複を一部含みます。

²³ 1995年の「電気事業法(昭和39年法第170号)改正を受けて、共同火力及び公営電気事業は、卸電気事業から卸供給へ移行することとなりましたが、経過措置により2010年3月までは「みなし卸電気事業者」として位置付けられていました。

③石炭価格の動向

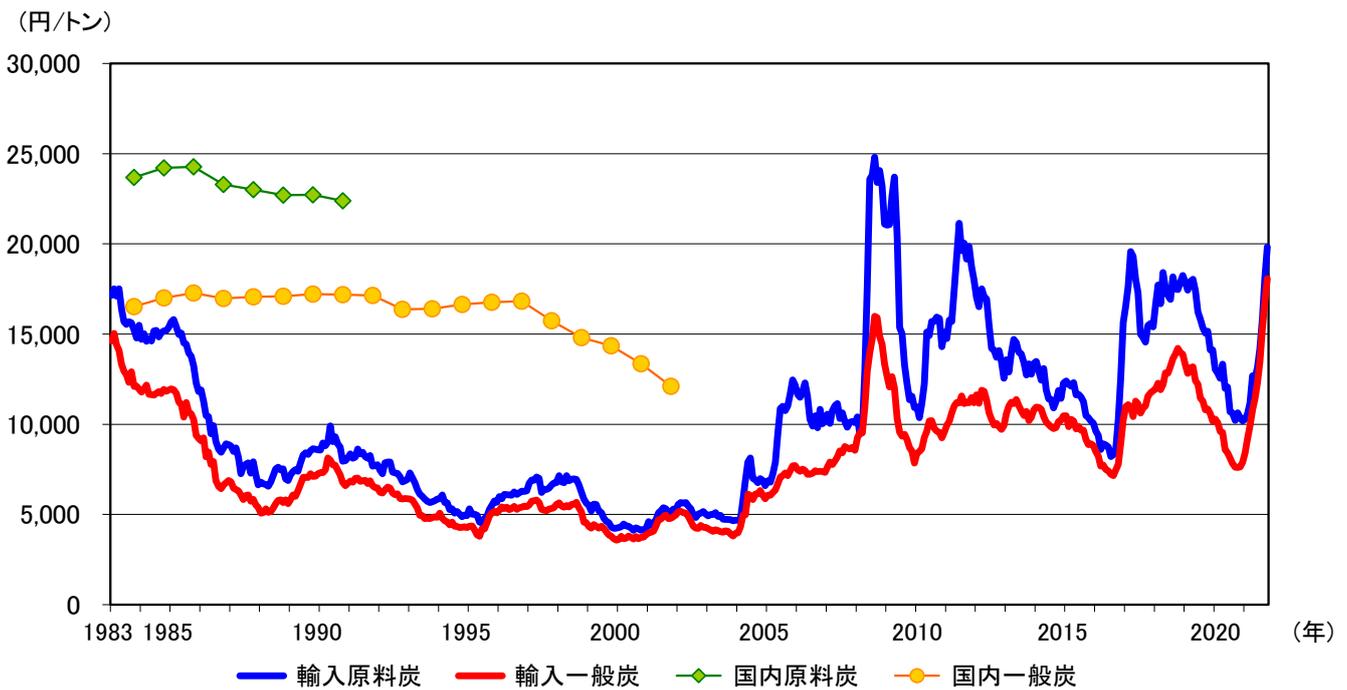
我が国の輸入石炭価格(CIF価格)は、1990年以降、原料炭が4,000～10,000円/トンの価格帯で、一般炭は3,500～8,000円/トンの価格帯で推移してきました。2000年代半ば以降は原油価格の上昇を受けて、石炭の採炭コスト、輸送コストも上昇し、世界的な石炭需要の増大とも相まって石炭価格が急騰しましたが、2009年に世界金融危機によって急落しました。中国等の需要増加により、2011年まで石炭価格が再び上昇しましたが、その後、欧米における脱石炭化の進展、中国の需要低迷等が原因で、2016年夏まで石炭価格は低下傾向が続きました。2016年夏以降、中国における需給のひっ迫等により、石炭価格は原料炭、一般炭ともに急騰しました。

原料炭の輸入価格は2017年3月には5年ぶりに20,000円/トン付近まで上昇し、その後は反動減があったものの再び上昇し、2019年5月まで17,000～18,000円/トン台で推移しました。しかし、生産、輸出が順調であるなか、需要の伸びは鈍化したことから次第に下落し、さらにCOVID-19禍の経済活動の低迷により、2020年7月以降は10,000円/トン台で推移しました。2021年に入り需要の回復から上昇基調となり、中国での需給ひっ迫から急上昇し、2021年11月には25,000円/トンを超える水準にまで上昇しました。

一般炭の輸入価格は、2018年10月には14,000円/トン超まで上昇しましたが、以後は下落が続き、2020年8月以降は7,000円/トン台で推移しました。2021年に入り、一般炭も原料炭と同様にアジアでの需要の回復から上昇基調となり、2021年11月には21,000円/トン超まで上昇しました。(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3%を下回る水準で推移してきました。2008年度には価格上昇のため4%を上回りましたが、その後は再び3%前後で推移し、2020年度は価格の下落により2.3%となりました(第213-1-24)。

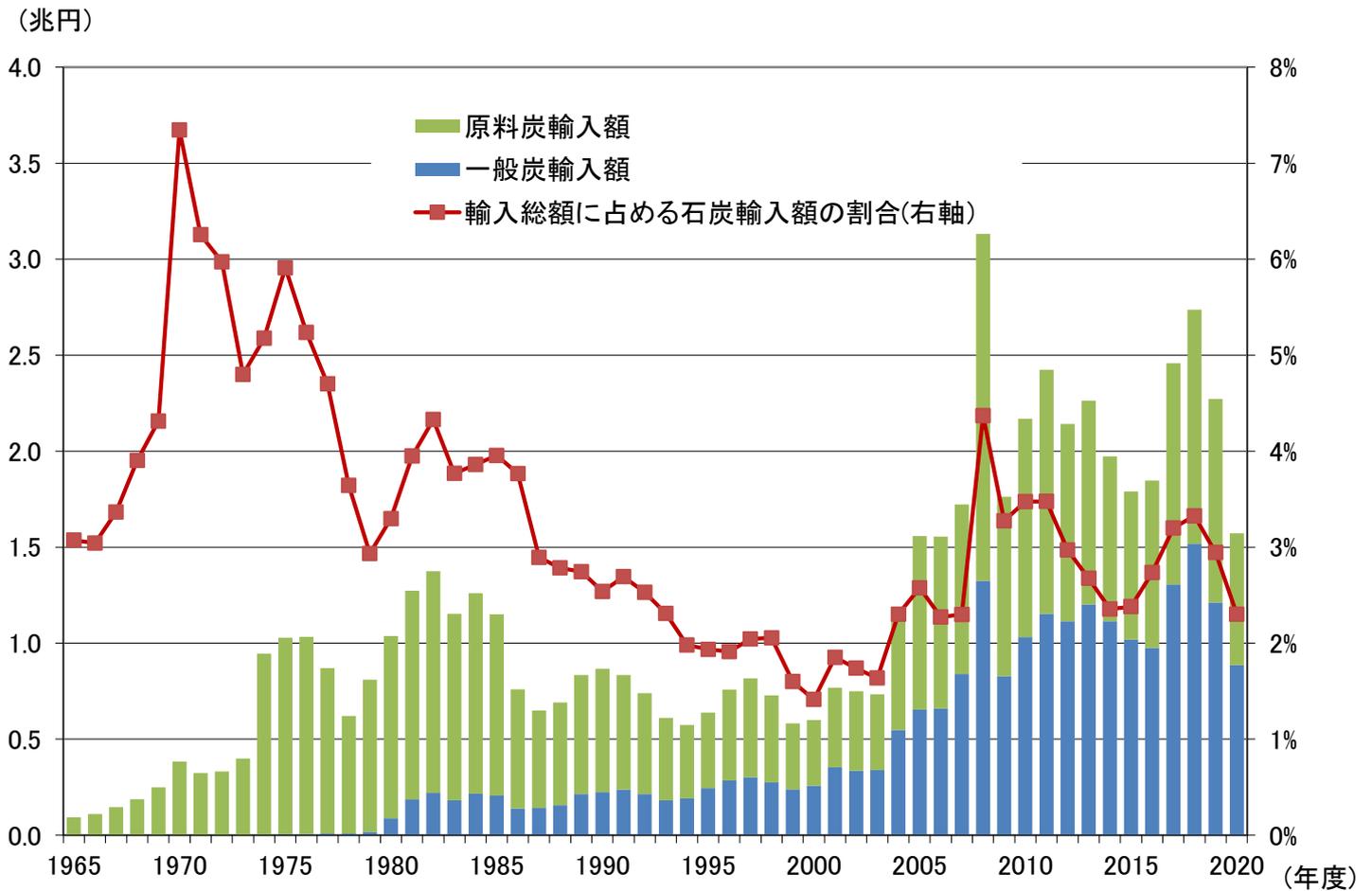
【第213-1-23】国内炭価格・輸入炭価格(CIF)の推移



(注)輸入炭は月次平均データ、国内原料炭、国内一般炭は年度価格。国内原料炭は1990年度で生産が終了。国内一般炭の価格は、2002年度以降公表されていない。

出典:輸入炭については財務省「日本貿易統計」、国内炭について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



出典: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

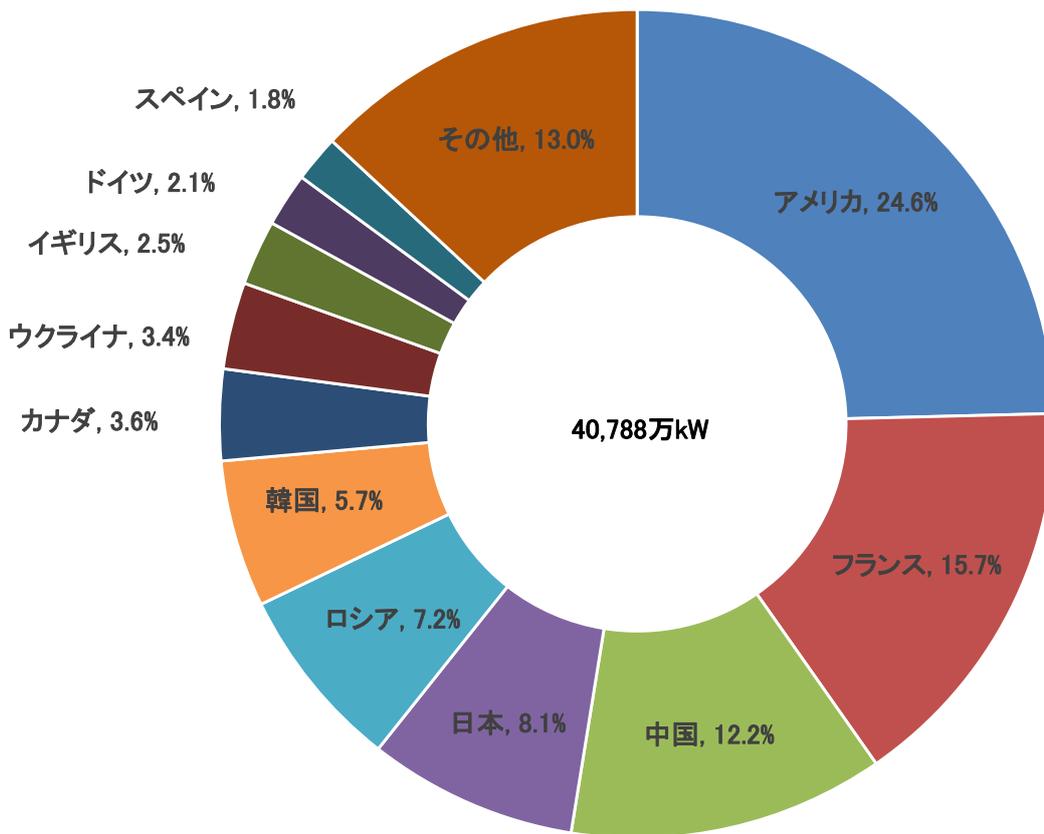
(1)原子力

①原子力発電の現状

原子力は、エネルギー資源に乏しい我が国にとって、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」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、日本国内では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、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、政府として財務・会計上の措置を講じたことを踏まえ、高経年炉(「運転開始後40年以上が経過した」)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、5月には四国電力伊方発電所2号機が、12月には東北電力女川原子力発電所1号機が運転を終了しました。さらに、2019年2月には九州電力玄海原子力発電所2号機の廃炉が決定されました。そして、東京電力ホールディングスは2019年9月、福島第二原子力発電所1～4号機の廃炉を決定しました。

我が国は、米国、フランス、中国に次ぎ、世界で4番目の設備能力を有しており(2021年1月現在の原子力発電設備容量)、ロシア、韓国、カナダがこれに続いています(第213-2-1)。

【第213-2-1】世界の原子力発電設備容量(2020年1月現在)



出典:日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2021年版」を基に作成

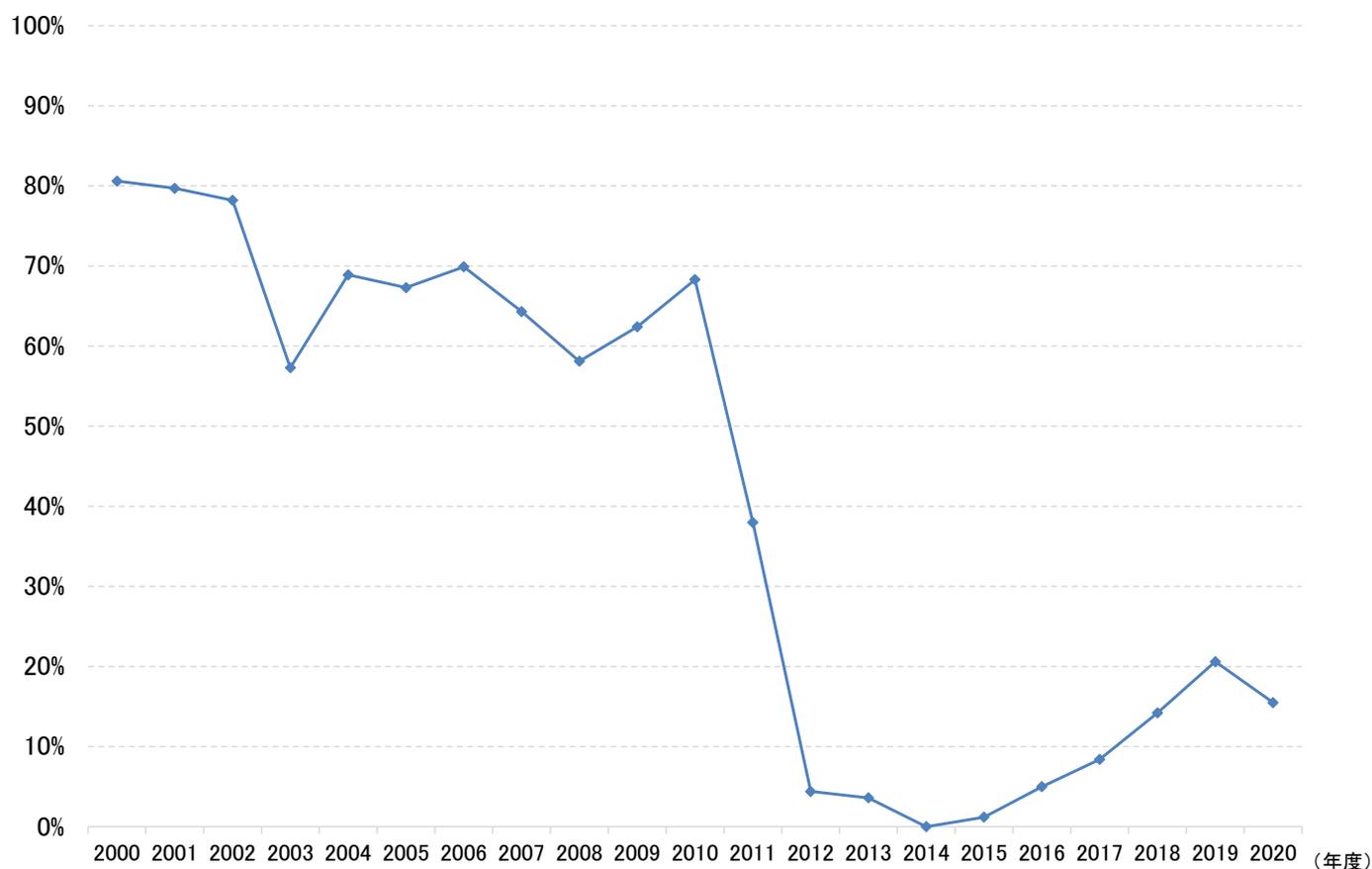
東日本大震災の影響により原子力発電所が順次停止し、2012年5月に北海道電力泊発電所3号機が定期検査のため停止したことで、1970年以来、42年ぶりに国内すべての原子力発電所が発電していない状態となりました。その後、関西電力大飯発電所3、4号機が2012年7月から1年2か月の稼働後、2013年9月に停止し、東日本大震災後初めて原子力発電ゼロで冬の電力需要期を迎えました。2013年9月以降、国内すべての原子力発電所が停止した状態が続きましたが、九州電力川内原子力発電所1、2号機に関する原子力規制委員会による新規制基準(2013年7月8日施行)適合性審査が2015年5月に完了し、9月には1号機が、11月には2号機が再稼働し、原子力発電ゼロの状況は約2年ぶりに解消されました。その後、2016年2月には関西電力高浜発電所3号機が、2017年6月には4号機が、また、2016年9月には四国電力伊方発電所3号機が再稼働し、さらに2018年4月には関西電力大飯発電所3号機が、5月には九州電力玄海原子力発電所3号機が、6月には関西電力大飯発電所4号機が、7月には九州電力玄海原子力発電所4号機が、そして2021年6月には関西電力美浜発電所3号機が再稼働しました。さらに2022年3月現在、東京電力ホールディングス柏崎刈羽原子力発電所6、7号機、関西電力高浜発電所1、2号機、日本原子力発電東海第二発電所、東北電力女川原子力発電所2号機、中国電力島根原子力発電所2号機について、原子力規制委員会により、新規制基準適合に係る設置変更の許可がなされています。関西電力高浜発電所3、4号機は、大津地方裁判所が運転の停止を求める仮処分を決定したため一時的に運転を停止しましたが、2017年3月末には大阪高等裁判所が関西電力の主張を認め仮処分命令の取消しを命じ、6月には4号機が、7月には3号機が営業運転を開始しました。また、2017年12月には広島高等裁判所での抗告審において、定期検査中であった四国電力伊方発電所3号機について、運転差止めを命じる仮処分が決定されました。この仮処分は2018年9月に同裁判所での異議審で取り消され、11月には営業運転を開始しました。しかし、2020年1月に上述した裁判とは別に申し立てられた広島高等裁判所での抗告審において、定期検査中であった四国電力伊方発電所3号機について、本案訴訟の判決が言い渡されるまでの運転差止めを命じる仮処分が決定されました。この仮処分は2021年3月に同裁判所での異議審で取り消されました。緊急時の待機要員が無断で外出する保安規定違反が発覚する等の問題が発生し、再発防止策の策定や立地自治体への説明が必要となったため、当初の予定より遅れたものの、同機は2021年12月に運転を再開しました。2021年12月現在、7原子力発電所10基の原子炉が新規制基準適

合に係る設置変更許可を申請中です。その他、原子力発電所の特定重大事故等対処施設については、本体施設等の設計及び工事の計画の認可から5年以内に設置することが求められているところ、設置期限内に完成することができない見通しを得たことから、九州電力川内原子力発電所1号機は2020年3月16日、2号機は5月20日にそれぞれ設置期限前に運転を停止し、定期検査に入りました。その後、特定重大事故等対処施設の設置や検査が完了したことから、2020年12月には1号機が、2021年1月には2号機が営業運転を再開しました。関西電力高浜発電所3、4号機も特定重大事故等対処施設の設置や検査を終え、2021年4月、5月にそれぞれ営業運転を再開しました。同様の理由で運転を停止している関西電力美浜発電所3号機は2022年10月に運転を再開する予定、2011年以降運転を停止している関西電力高浜発電所1、2号機は特定重大事故等対処施設を完成させたいうで、2023年6月、7月にそれぞれ運転を再開する予定です。

また、2012年に「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)」(以下、「原子炉等規制法」という。)が改正され、原子炉の運転期間を運転開始から40年とし、その満了までに認可を受けた場合には、1回に限り最大20年間延長することを認める「運転期間延長認可制度」が導入されました。この認可には、新規規制基準の適合のために必要となる設計及び工事計画の認可等を受けた上で、特別点検の結果を踏まえた劣化状況評価等によって長期間の運転が問題ないと判断されることが条件となっています。2015年4月には関西電力高浜発電所1、2号機の、11月には関西電力美浜発電所3号機の、また、2017年11月には日本原子力発電東海第二発電所の運転期間延長認可申請が提出されました。そして、2016年6月には関西電力高浜発電所1、2号機、11月には関西電力美浜発電所3号機の運転期間延長が認可され、2018年11月には日本原子力発電東海第二発電所の運転期間延長も認可されました。

原子力発電の発電電力量に占めるシェアは、2010年度に25.1%でしたが、2011年度に9.3%、2012年度に1.5%、2013年度に0.9%となり、2014年度は原子力発電所の稼働基数ゼロに伴い0%となりました。その後再稼働が進んだため、2019年度に6.2%となりましたが、2020年度は定期点検等による各機の停止が重なったことから3.9%となりました。また、原子力発電所の設備利用率は2010年時点で68.3%でしたが、2013年に3.6%、2014年に0%まで低下した後、再稼働が進むにしたがって回復しており、2015年に1.2%、2016年に5.0%、2017年に8.4%、2018年に14.2%、2019年に20.6%となりました。しかし、2020年には発電量と同様の理由で再び低下し、15.5%となりました(第213-2-2)。

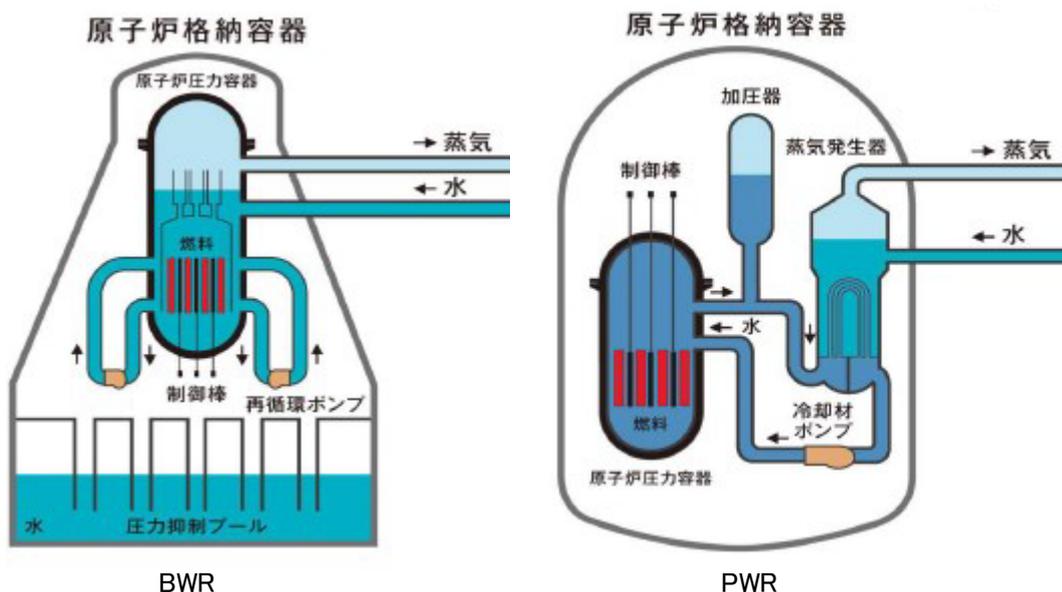
【第213-2-2】日本の原子力発電設備利用率の推移



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

我が国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るものです。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。このうち、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圧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)。

【第213-2-3】BWRとPWR



出典: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

2022年3月現在の日本国内のBWRとPWRは廃炉決定済みの原子炉を除きそれぞれ17基及び16基、その他の形式の原子炉としては、大学やJAEAが所有する「常陽」等の試験研究用原子炉等があります。なお、日本原子力研究開発機構(JAEA)の高速増殖原型炉「もんじゅ」は、2016年12月に政府より廃止措置へと移行が決定され、2018年3月の廃止措置計画の認可を受けたのち、2018年8月からは燃料取り出し作業が進められています。

②核燃料サイクル

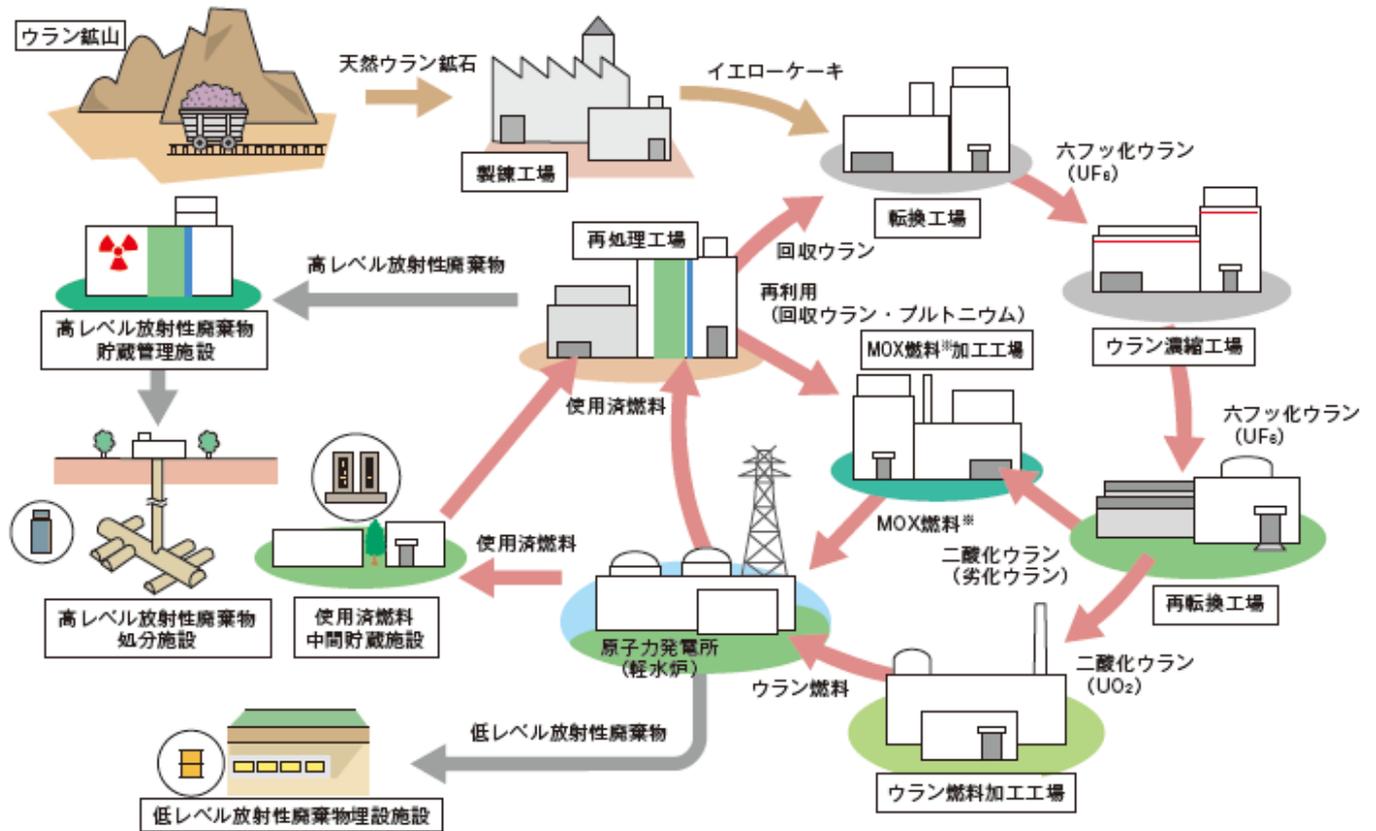
核燃料サイクルは、原子力発電所から出る使用済燃料を再処理し、未使用のウランや新たに生まれたプルトニウム等の有用資源を回収して、再び燃料として利用するものです。具体的には、再処理工場で回収されたプルトニウムを既存の原子力発電所(軽水炉)で利用するプルサーマルが挙げられ、回収されたプルトニウムをウランと混ぜて加工される混合酸化物燃料(MOX燃料)が、プルサーマルに使用されています。

我が国は、高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減、資源の有効利用等の観点から、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的方針としています(第213-2-4)。

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が重水であり、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と次の核分裂を引き起こしやすくなります。この速度の遅い中性子を熱中性子と呼び、高速中性子を減速し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213-2-4】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

出典:日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」

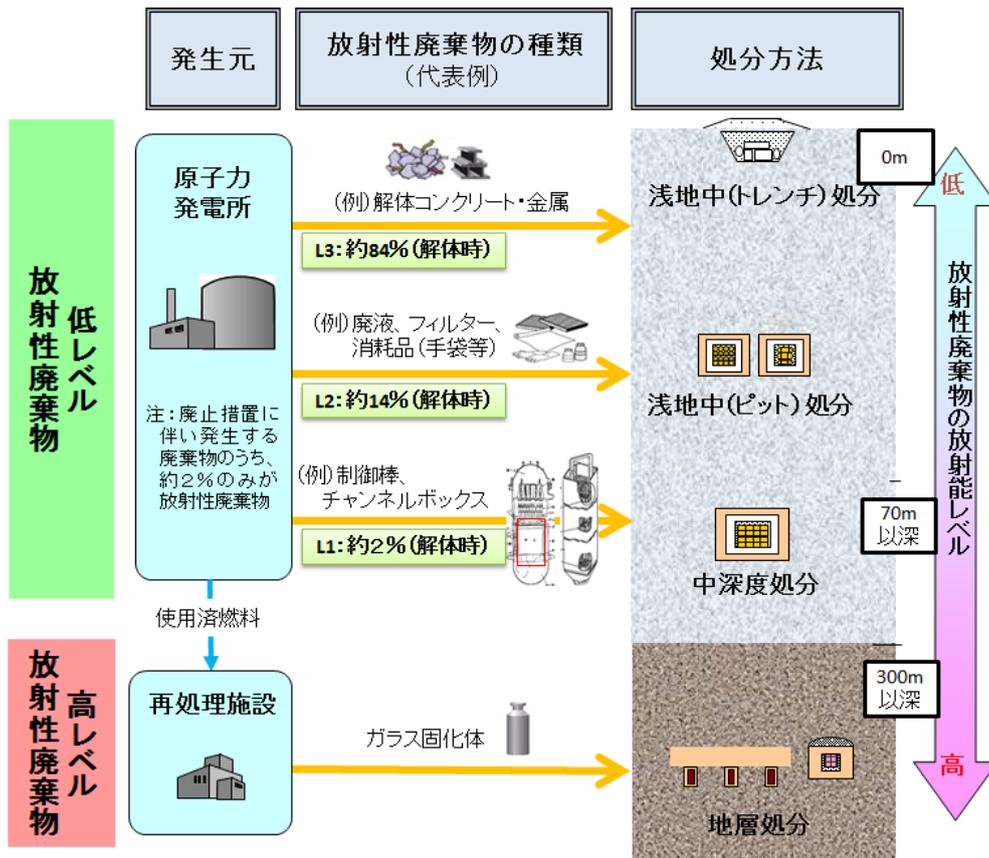
(ア)使用済燃料問題の解決に向けた取組

我が国は、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に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、国が前面に立ち、最終処分に向けた取組を進めています。また、使用済燃料については、六ヶ所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・活用を進めることにより、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・有害度低減等の技術開発を進めています。

(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(再処理施設やMOX燃料加工施設から発生する長半減期低発熱放射性廃棄物(TRU廃棄物)を含む)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余裕を持った深度(地下70m以深)への処分(中深度処分)、地下300mより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



出典:資源エネルギー庁

各原子力施設の運転及び解体により発生する低レベル放射性廃棄物の保管量は、2020年3月末、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ドラム缶に換算して約117万本分の貯蔵となりました。また、使用済燃料プール、サイト банка、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、青森県六ヶ所村において1992年12月に低レベル放射性廃棄物埋設施設の操業を開始し、2021年3月時点で、約32万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(現日本原子力研究開発機構)動力試験炉(JPDR)の解体に伴い発生したものについては、茨城県東海村の同機構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30年～50年間程度貯蔵した後、地下300m以上深い地層に処分されます。

国内では日本原子力研究開発機構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再処理が行われてきました。使用済燃料の再処理に伴って発生する高レベル放射性廃棄物は、ガラス固化体として、2021年3月末時点で、国内で処理されたもの、海外から返還されたものを合わせて2,492本が国内(青森県六ヶ所村、茨城県東海村)で貯蔵されています。また、同月末までの原子力発電の運転により生じた使用済燃料をすべて再処理しガラス固化体にした本数に換算すると、約26,000本相当が発生しています。この高レベル放射性廃棄物及び一部のTRU廃棄物については、「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)」(以下、「最終処分法」という。)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れ自治体の公募を開始しました。経済産業省は、2015年5月、最終処分法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。科学的特性マップ公表後は、地層処分という処分方法の仕組みや我が国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、マップを活用した全国各地での説明会を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年に取りまとめた「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、地層処分事業を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、関心のあるグループが全国で約100団体に増え、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おります。その中で2020年11月、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及び国からの文献調査申入れを受託した同神恵内村の2町村において、同月17日より文献調査が開始されました。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。

我が国では、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の中間貯蔵施設1棟目が2010年8月に貯蔵建屋の建設工事を着工し、2013年8月に完成しました。

2014年1月、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。

(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ることが不可欠です。

高速炉は、燃料の増殖が可能であるだけでなく、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、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、米国、ロシアや中国等の諸外国においても、その開発が進められています。

このような国際動向のもと、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月の安倍総理(当時)訪仏の際に、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、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(日本:経済産業省、文部科学省、フランス:原子力・代替エネルギー庁)し、2020年1月から、本取決めの下で、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、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2019年6月に署名し、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、高い安全性を実現することを狙いとして、国際的な枠組み(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、最初、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

ウラン鉱山からウラン鉱石を採掘して、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。我が国では、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、国内ではこの工程は行われていません。

(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)にする工程であり、我が国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、我が国では、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SWU²⁶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に置き換えるため、2010年3月から導入初期分、年間75トンSWUの更新工事を行い、前半分は2012年3月に、後半分は2013年5月に、それぞれ年間37.5トンSWU規模で生産運転を開始しました。

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、2015年8月の認可によって暫定的に全工程の稼動が可能となった後、2017年5月に正式に審査が完了しました。既設遠心機の一部の生産機能停止によって、現在の施設規模は年間450トンSWUとなっており、今後、段階的にすべてを新型遠心機に更新することとしています。また、2017年9月から、安全性向上工事や新型遠心機への更新工事等のため、年間75トンSWU分について、生産運転を自主的に一時停止しています。今後は2027年までにRE-2の残り年間375トンSWUについて、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。

(iv)再転換

成型加工工程のためにUF₆をパウダー状のUO₂にする工程であり、我が国では、三菱原子燃料(茨城県東海村)のみが再転換事業を行っています。なお、それ以外の分については、海外の再転換工場に委託してきました。

(v)成型加工

UO₂粉末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、我が国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は既に完了しており、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、2012年6月から試験を再開し、安定運転に向けた最終段階の試験を実施しました。最大処理能力での性能確認等を実施し、2013年5月に使用前事業者検査を除くすべ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。2022年度上期の竣工を目指し、安全対策工事を進めています。

(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。我が国では、日本原燃が青森県六ヶ所村においてMOX燃料工場の工事を2010年10月に着工しました。その後東日本大震災の影響により一時中断していましたが、2012年4月から建設を再開しました。2014年1月、日本原燃はMOX燃料工場の新規制基準(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12月に許可されました。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

我が国は、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」を公表しており、内閣府が取りまとめを行っています。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(IAEA)を通じて、我が国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月に、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一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。さらに、電気事業連合会は、2021年2月に、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が中期計画を策定、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。

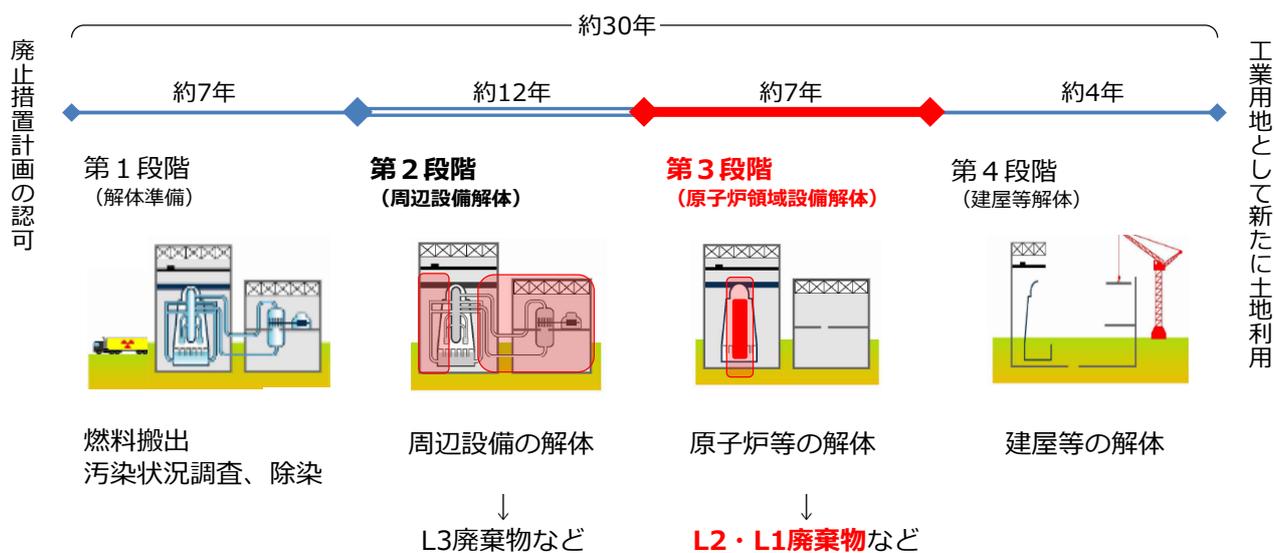
²⁶ SWU (Separative Work Unit=分離作業量)は、ウランを濃縮する際に必要となる仕事量を表す単位です。例えば、濃度約0.7%の天然ウランから約3%に濃縮されたウランを1kg生成するためには、約4.3kgSWUの分離作業量が必要です。

また、日本と米国は日本原子力研究開発機構の高速炉臨界実験装置から高濃縮ウラン(HEU)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、両国の声明により、「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、安倍総理(当時)は「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、また日米首脳間の共同声明で、日本原子力研究開発機構の高速炉臨界実験装置(FCA)からHEU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(当時)は、FCAからの燃料の撤去予定を大幅に前倒して完了したこと、さらに現在HEU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(LEU)燃料利用の原子炉に転換し、すべてのHEU燃料を米国に移送すること等を発表しました。

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、事業者が作成し規制機関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)。使用済燃料の搬出のほか、放射性物質を多く含むもの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、規制に基づいて解体を進め、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



出典: 2019年4月23日「総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会」

1950年代に始まった我が国の原子力利用から既に50年以上が経過し、一部の原子力施設では施設の廃止や解体が行われ、所要の安全確保の実績が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、汚染のレベルが自然界の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月に原子炉等規制法を改正して、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解体廃棄物の総量は、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。国によるチェックが行われた後、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、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、51プラント合計で約48万トン(総廃棄物重量の約2%)と試算されました。この中には炉内構造物等の「放射能レベルの比較的高いもの」が約8,000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%)、また、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%)含まれていると試算されました。

我が国では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・日本原子力研究開発機構)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。また、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日本原子力研究開発機構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を進めてきました。

2009年1月、中部電力は浜岡原子力発電所1号機と2号機を廃止し、11月に廃止措置計画の認可が行われました。また、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、同発電所1～6号機が廃止となり、2022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

再生可能エネルギーとは、化石燃料以外のエネルギー源のうち永続的に利用することができるものを利用したエネルギーであり、代表的な再生可能エネルギー源としては太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等が挙げられます。

我が国の再生可能エネルギー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)」(以下、「石油代替エネルギー法」という。)に基づく石油代替政策に端を発しており、1970年代の二度の石油危機を契機に、我が国では石油から石炭、天然ガス、原子力、再生可能エネルギー等の石油代替エネルギーへのシフトを進めてきました。

石油代替エネルギーの技術開発については、1974年に通商産業省工業技術院(現・産業技術総合研究所)において「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い得るエネルギーの供給を目標として、太陽、地熱、石炭、水素エネルギーの4つの石油代替エネルギー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・新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO))において石炭液化技術開発、大規模深部地熱開発のための探査・掘削技術開発、太陽光発電技術開発等が重点プロジェクトとして推進されました。

1993年、「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」として再スタートすることとなりました。「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、省エネルギー及び地球環境の三分野に関する技術開発を総合的に推進するものでしたが、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、以後「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。

環境の変化に伴い、石油代替エネルギー供給目標の達成のために、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)(以下「新エネルギー法」という。)が制定されました。新エネルギー法は、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。

こうした取組の結果、一次エネルギー国内供給に占める石油の割合は、1973年度の75.5%から、2020年度には36.4%にまで低下しました。しかし、天然ガス、石炭等も含めた化石燃料全体の依存度は、1998年度には79.8%となったものの、東日本大震災後の火力発電の増加により2012年度には91.5%まで上昇しました。その後、化石燃料全体の依存度は低下し、2020年度には84.8%になりました。

一方、近年の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・量の化石燃料を確保していくことが困難となることが懸念されています。このような事態に対応し、また、低炭素社会の実現にも寄与すべく、2009年7月に、石油への依存の脱却を図るというこれまでの石油代替施策の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、再生可能エネルギーや原子力等を対象とした「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法の改正が行われ、同法の題名も「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。また、併せて「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72号)(以下「エネルギー供給構造高度化法」という。)が制定され、エネルギー供給事業者に対して再生可能エネルギー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。

また、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)」(以下、「RPS法」という。))に基づき、RPS(Renewables Portfolio Standard)制度²⁷を開始し、電気分野における再生可能エネルギーの導入拡大を進めてきました。さらに、2012年7月からは、このRPS制度に替えて、固定価格買取(FIT)制度を導入し、再生可能エネルギーの大幅な導入拡大を進めています。2017年4月にはこの固定価格買取(FIT)制度が改正され、設備に代わり事業計画を確認する制度となったことで、適切なメンテナンス等を事業者に課すようになりました。固定価格買取(FIT)制度の導入により、再生可能エネルギーに対する投資回収の見込みが安定化したこともあり、制度開始後、2018年度末までに運転を開始した再生可能エネルギー発電設備は制度開始前と比較して約2.3倍に増加しました。2022年4月1日より、再生可能エネルギー発電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ため、固定価格で買取(FIT)に加えて、新たに、市場価格をふまえて一定のプレミアムを交付する制度(FIP制度)を創設する予定です。

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)により直接電気に変換する発電方法です。日本における導入量は、近年着実に伸びており、2020年度末累積で6,476万kWに達しました。企業による技術開発や、国内で堅調に太陽光発電の導入が進んだことにより、太陽光発電設備のコストも着実に低下しています(第213-2-7)。

太陽電池の国内出荷量は、政府の住宅用太陽光発電設備に対する補助制度が一時打ち切られた2005年度をピークに伸び悩んでいましたが、2009年11月に、太陽光発電の余剰電力買取制度²⁸が開始されたことや、2009年1月に補助制度が再度導入され、地方自治体による独自の補助制度も合わせると設置費用が低減したことを受けて、2009年度から大幅な増加基調に転じています。また、2012年に開始した固定価格買取(FIT)制度の効果により、非住宅分野での太陽光発電の導入が急拡大しており、2014年度に太陽電池の国内出荷量は過去最高を記録しました。その後太陽光発電の買取価格が引き下げられていること等により、2015年度以降の出荷量は減少傾向となりました。(第213-2-8)。

世界的に見ると、日本は2003年末まで世界最大の太陽光発電導入国でしたが、ドイツの導入量が急速に増加した結果、2004年にはドイツに次いで世界第2位となりました。その後ドイツの導入量を再び追い抜いた一方で、中国、米国の導入量が急速に増加しており、2020年末では世界第3位の導入量となっています²⁹(第213-2-9)。また、日本は太陽電池の生産量でも2007年まで世界でトップの地位にありましたが、2013年をピークに減少傾向にあり、さらに中国を始めとするアジアの企業が生産を拡大した結果、2020年時点では、世界の太陽電池(モジュール)生産量に占める割合は0.3%となりました。なお、生産量が第1位の中国は70%を占めています(第213-2-10)。日本における太陽電池の国内出荷量に占める国内生産品の割合を見てみると、2008年度まではほぼ100%でしたが、国内出荷量が大幅な増加基調に転じた2009年度から低下しており、2020年度では16%となりました(第213-2-11)。

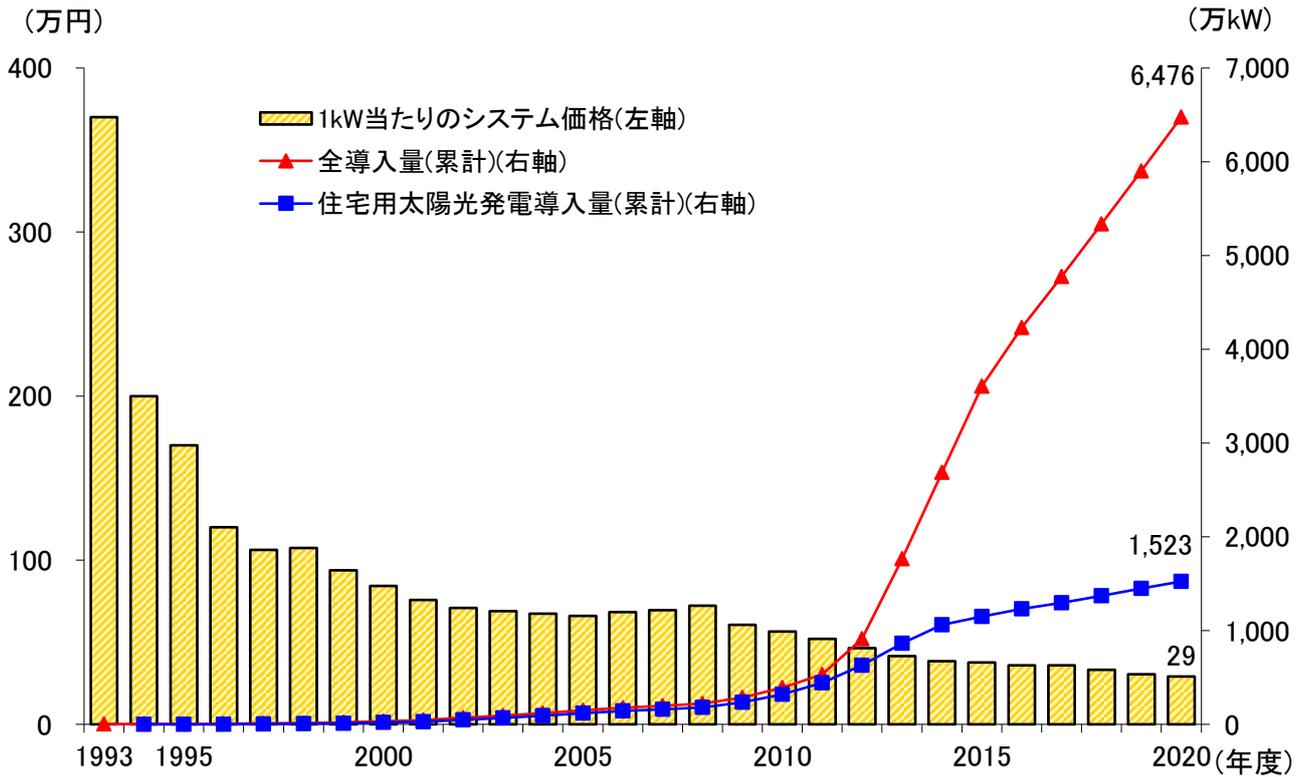
一方で、天候や日照条件等により出力が不安定であるという課題も残されています(第213-2-12)。特に九州、四国地域では需要に比して大規模な導入が進んでおり(第213-2-13)、近年は太陽光発電のピーク時にエリア内電力需要(1時間値)の8割以上になることもあります。導入が進展する地域においては、午前の残余需要減少及び夕方の残余需要増加の度合いが以前より急激になっており、系統運用上の課題となっています。太陽光導入量が多い九州エリアではこの問題が特に顕著であり、太陽光の出力変動に対し、火力、揚水等だけでは調整が困難になり始めたため、2018年10月に計4日、離島を除き国内で初めてとなる太陽光の出力抑制を実施しました(第213-2-14)。太陽光発電の更なる導入拡大のためには、コスト低減に向けた技術開発や出力変動への対策を進めることが重要です。

²⁷ 電気事業者に毎年度、一定量以上の再生可能エネルギーの発電や調達を義務付ける制度。

²⁸ 余剰電力購入とは新エネルギー等の導入促進の観点から、各一般電気事業者が太陽光発電や風力発電等から生ずる余剰電力の購入条件を、各一般電気事業者が各社の需給状況等に応じて余剰電力の購入条件をあらかじめ設定し、これをメニューの形で示しているものです。

²⁹ IEA、Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS)によります。

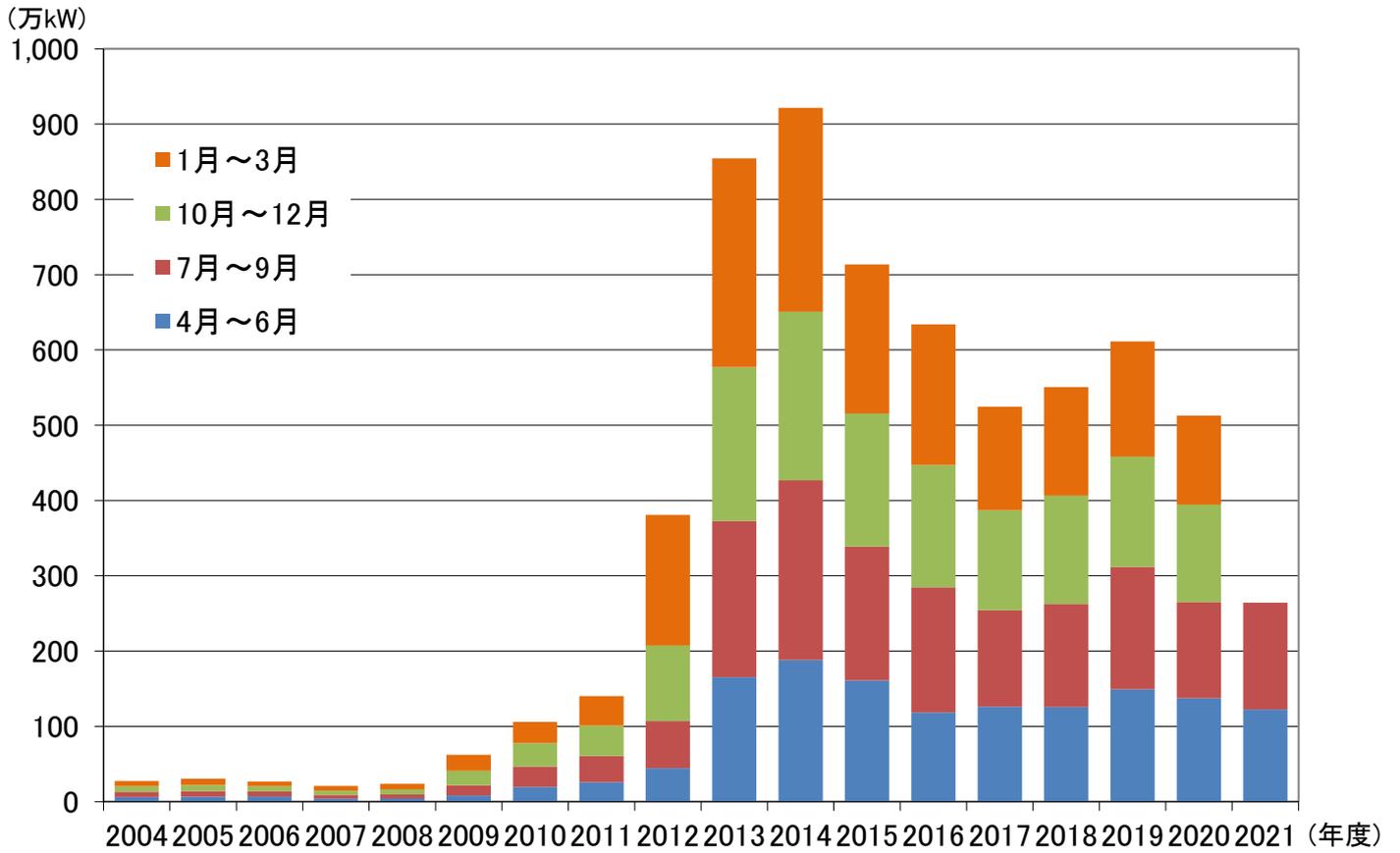
【第213-2-7】太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移



(注)システム価格は住宅用(10kW未満)の平均値(設置年別の推移)。

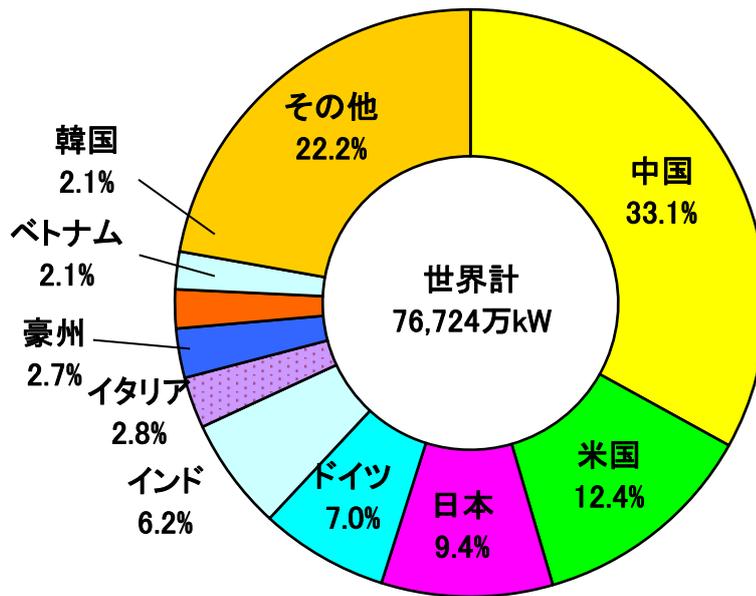
出典:システム価格は経済産業省資源エネルギー庁資料を基に作成、国内導入量は2014年度まで太陽光発電普及拡大センター資料、2015年度以降は資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」を基に作成

【第213-2-8】太陽電池の国内出荷量の推移



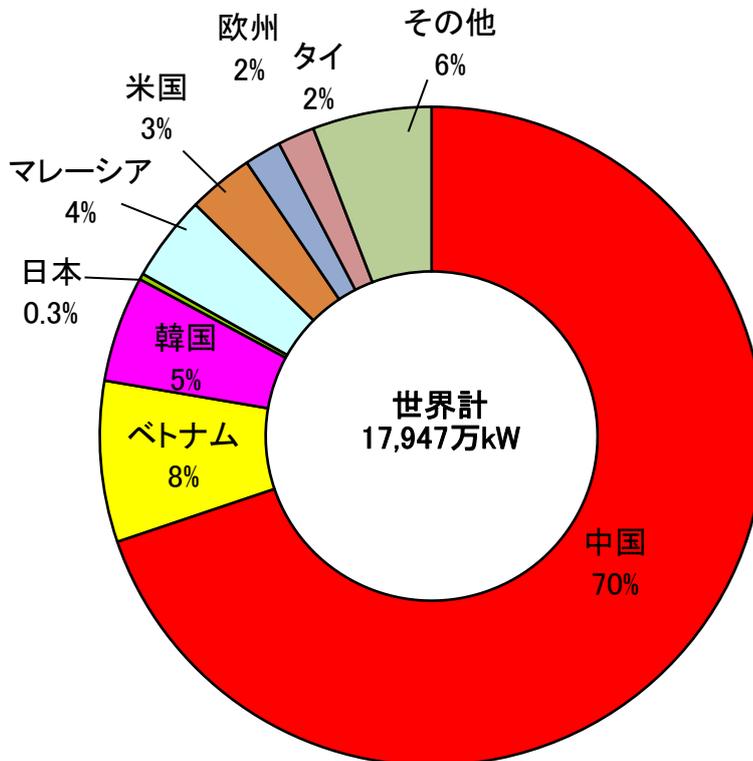
(注)2021年度は4月から9月まで。
 出典:太陽光発電協会資料を基に作成

【第213-2-9】世界の累積太陽光発電設備容量(2020年)



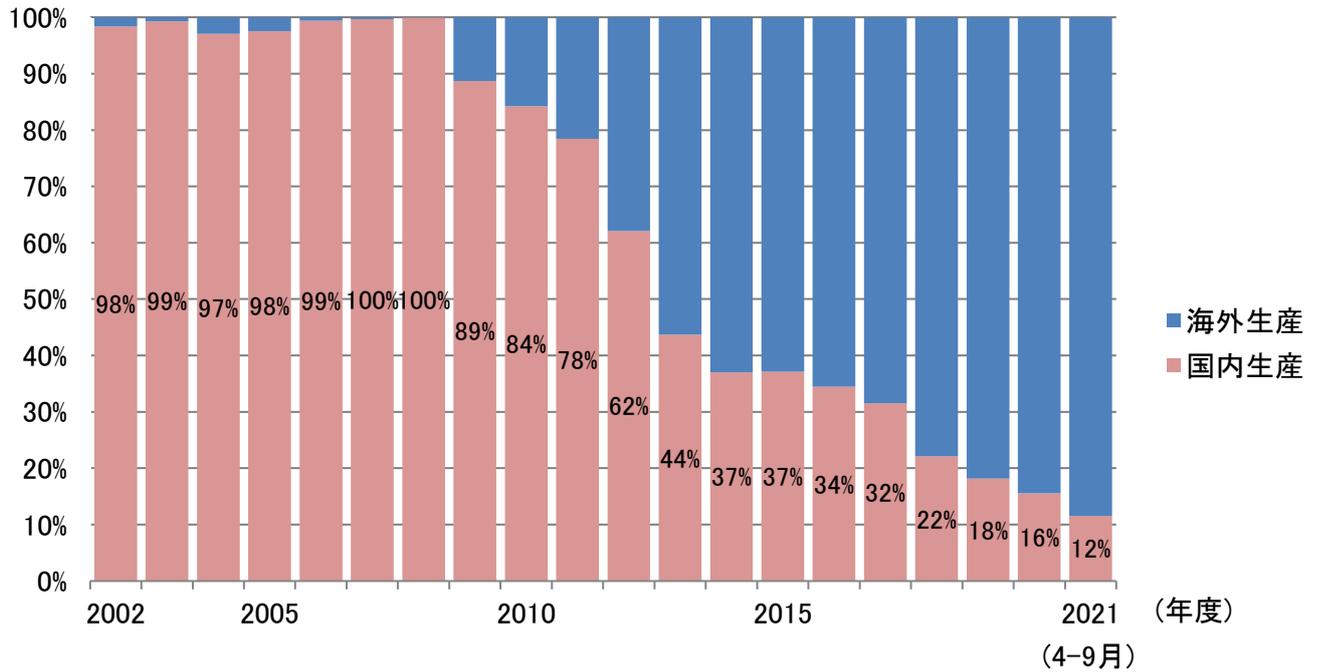
出典:IEA Photovoltaic Power Systems Programme「Trends in Photovoltaic Applications 2021」、「2021 Snapshot of Global PV Markets」を基に作成

【第213-2-10】世界の太陽電池(モジュール)生産量(2020年)



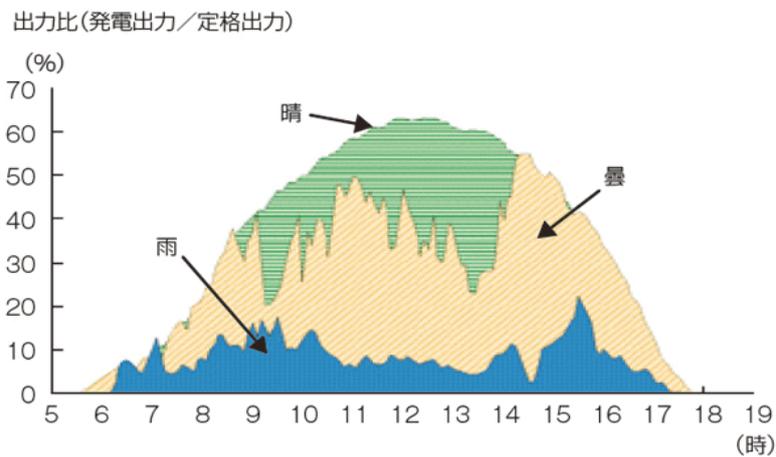
出典:IEA Photovoltaic Power Systems Programme「Trends in Photovoltaic Applications 2021」を基に作成

【第213-2-11】太陽電池国内出荷量の生産地構成の推移



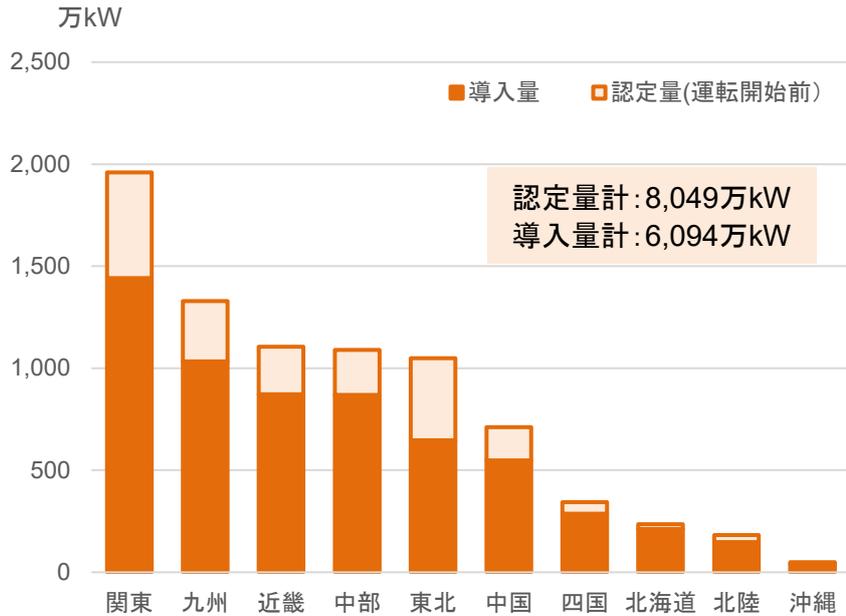
出典:太陽光発電協会資料を基に作成

【第213-2-12】太陽光発電の天候別発電電力量の推移



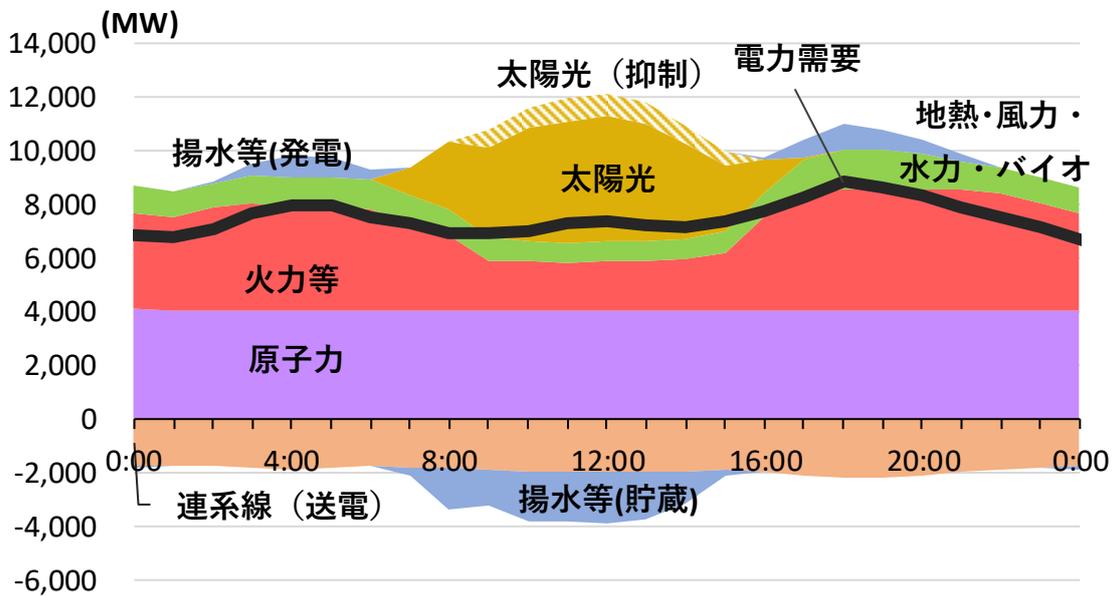
出典:資源エネルギー庁調べ

【第213-2-13】固定価格買取制度による太陽光発電の認定量・導入量(2020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)」)の合計値である
 出典:資源エネルギー庁 固定価格買取(FIT)制度 情報公開用ウェブサイトを基に作成

【第213-2-14】九州エリア需給実績と出力抑制の状況(2018年10月21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。
 出典:九州電力Webサイトを基に作成

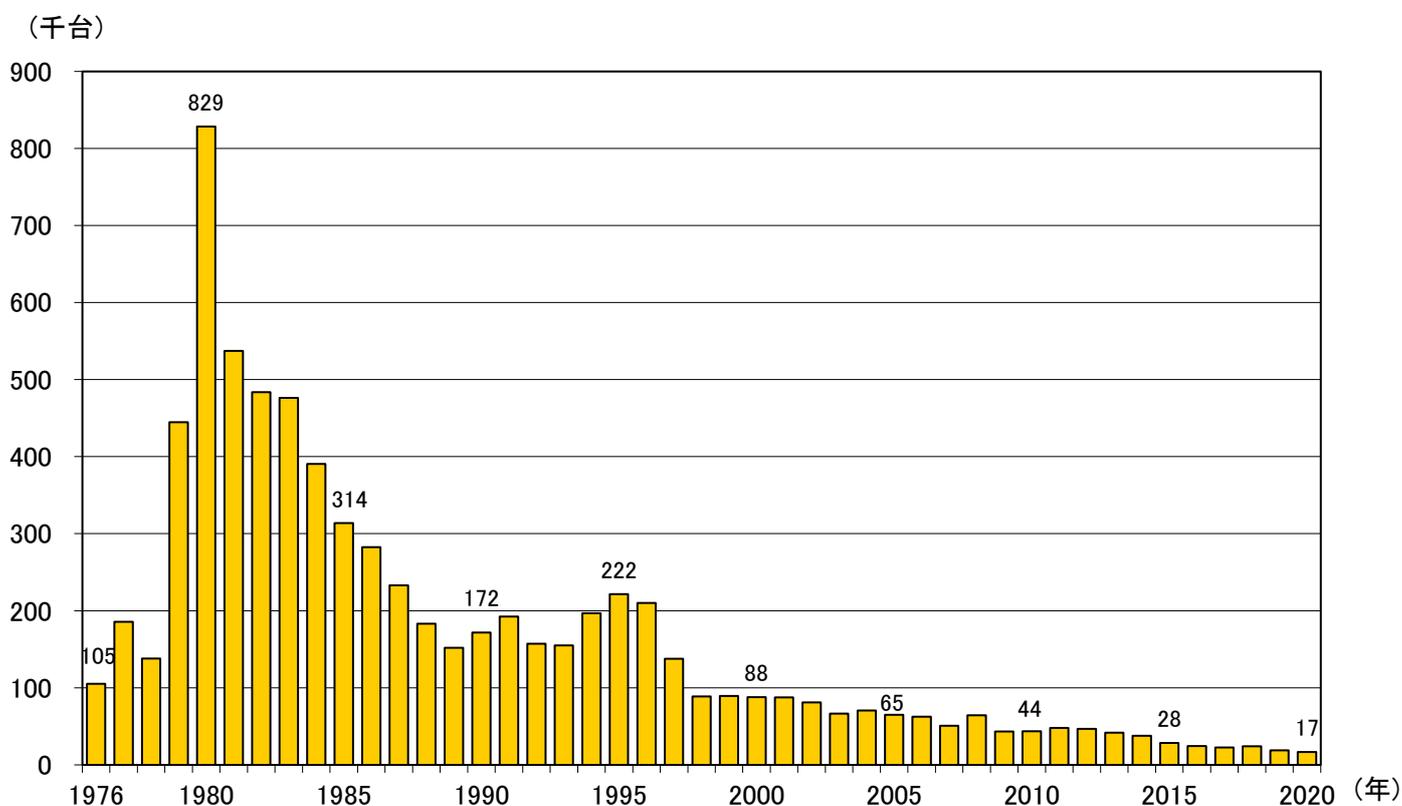
③太陽熱利用

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費用対効果の面でも有効であり、現在までの技術開発により、用途も給湯に加え暖房や冷房にまで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、1979年の第2次石油危機を経て、1980年代前半にピークを迎えました。1990年代中期以降は石油価格の低位安定、競合するほかの製品の台頭等を背景に新規設置台数が年々減少してきました(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



出典:ソーラーシステム振興協会資料、経済産業省生産動態統計年報 鉄鋼・非鉄金属・金属製品統計編を基に作成

④風力発電

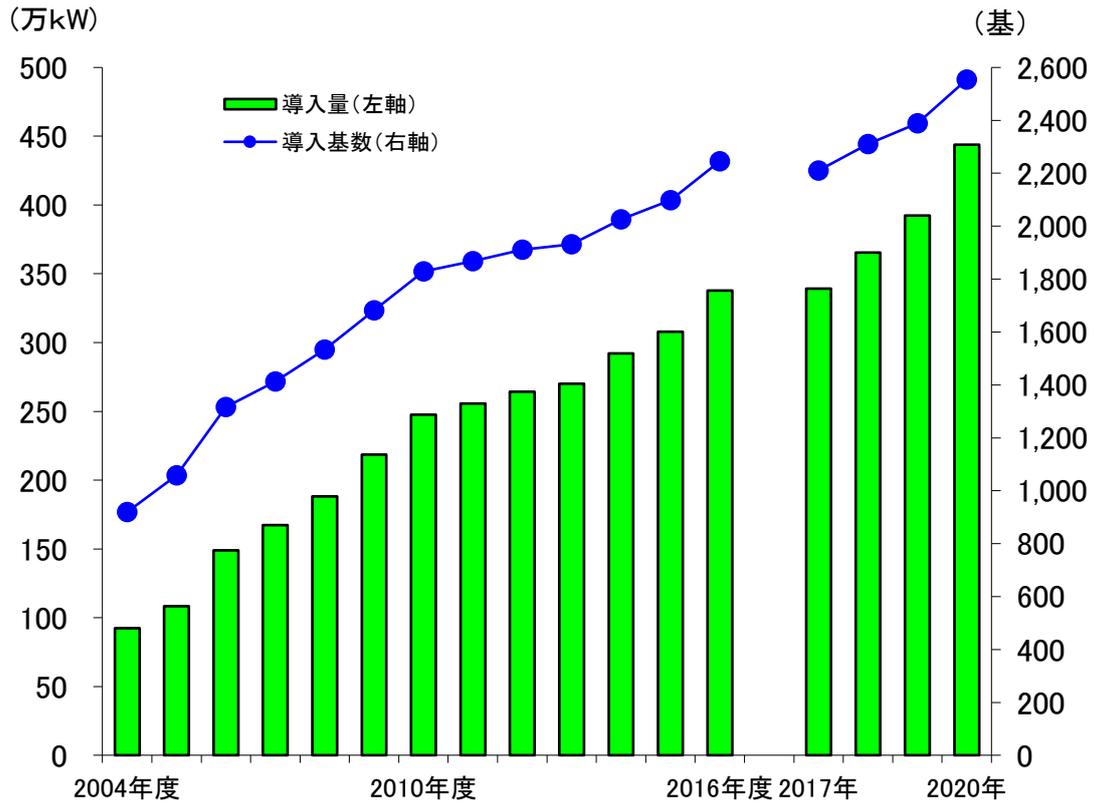
風力発電は風の力で風車を回し、その回転運動を発電機に伝えて電気を起こす発電方法です。

1997年度に開始された設備導入支援を始め、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や2003年度のRPS法の施行を通じて着実に導入が進み、2012年に開始した固定価格買取制度により、今後さらに風力発電の導入が拡大することが見込まれます。2020年末時点での導入量は、2,554基、出力約444万kW(一般社団法人日本風力発電協会(JWPA)調べ)(第213-2-16)であるとともに、未稼働分を含めた固定価格買取制度による認定量は1,558万kW、そのうち約3割は東北に集中しています(第213-2-17)。これらの案件が順次稼働すれば、太陽光同様出力変動の問題がより大きくなり、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が課題となっています。

他方、日本の風力発電導入量は、2020年末時点で世界第21位であり(第213-2-18)、これは、日本は諸外国に比べて平地が少なく地形も複雑なこと、電力会社の系統に余裕がない場合があること等の理由から、風力発電の設置が進みにくいといった事情があります。

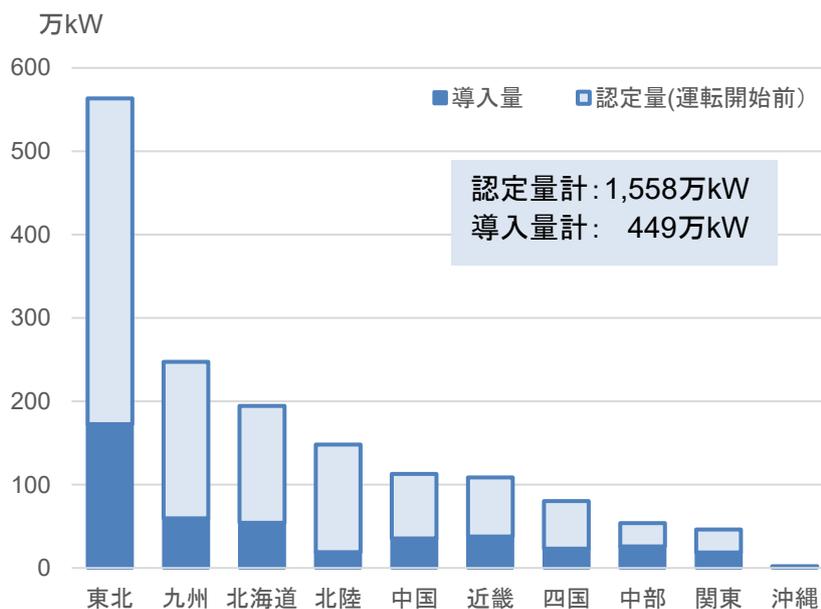
そのような課題に直面しつつも、再生可能エネルギーの中でも相対的にコストの低い風力発電の導入を推進するため、電力会社の系統受入容量の拡大や、広域的な運用による調整力の確保に向けた対策が行われています。さらに、開発期間の短縮のため、通常は3、4年程度かかるとされる環境アセスメントの手續期間を半減させることを目標に、地方公共団体の協力を得て審査期間の短縮を図るとともに、環境調査を前倒して他の手續と同時並行で進める手法の実証事業を行い、「環境アセスメント迅速化手法のガイドー前倒環境調査の方法論を中心にー」(2018年3月、NEDO)をとりまとめ、「発電所に係る環境影響評価の手引」に前倒し手法を反映しました(2019年3月)。

【第213-2-16】日本における風力発電導入の推移



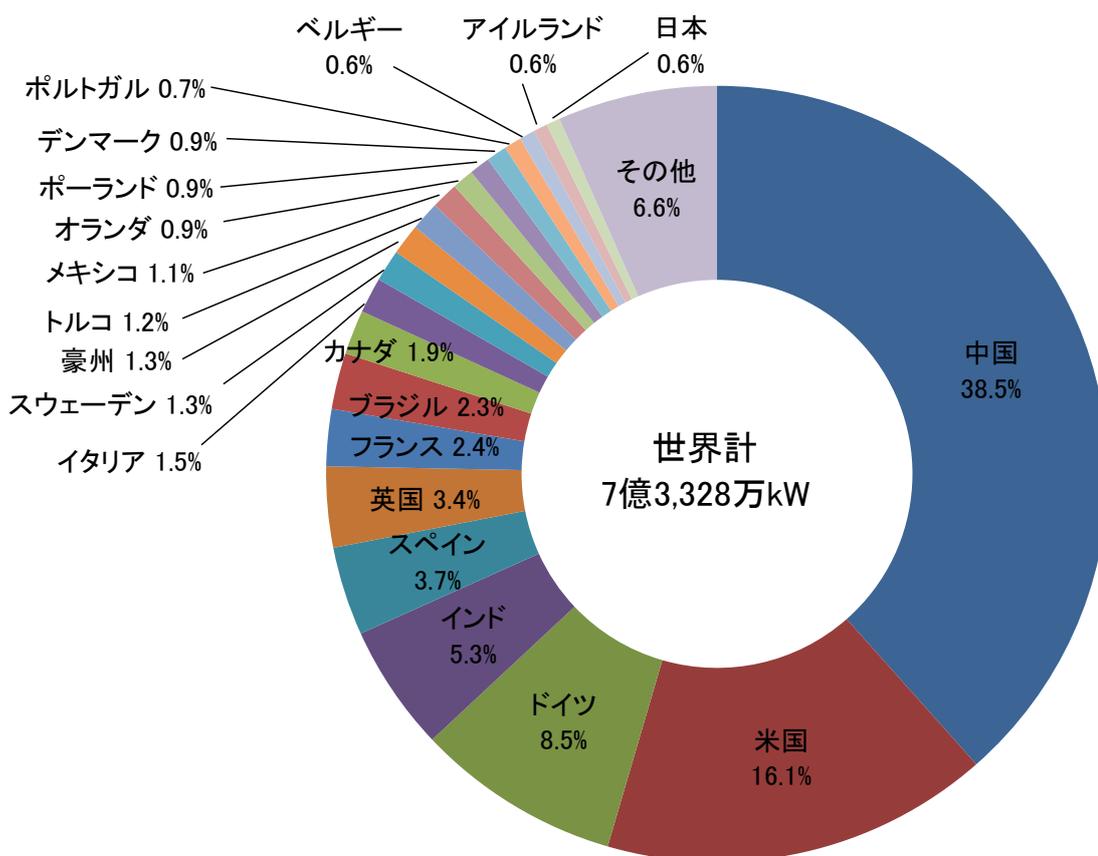
(注) 2016年までは年度単位、2017年からは暦年単位の累計導入実績
 出典: 一般社団法人日本風力発電協会 (JWPA) 統計を基に作成

【第213-2-17】固定価格買取制度による風力発電の認定量・導入量(2020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)」)の合計値である

【第213-2-18】風力発電導入量の国際比較(2020年末時点)



出典:The International Renewable Energy Agency (IRENA)「Renewable Capacity Statistics 2021」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、化石資源を除く、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、その生育過程で大気中の二酸化炭素を吸収しながら成長するため、これらを燃焼させたとしても追加的な二酸化炭素は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、直接燃焼のほか、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(第213-2-19)。

我が国において2019年度に利用されたバイオマスエネルギーは原油に換算すると1,829万klであり、一次エネルギー国供給量49,390万klに占める割合は3.7%でした³⁰。ここで計上されたバイオマスエネルギーは廃棄物の焼却によるエネルギーが主であり、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・畜産業の過程で排出される木くずや農作物残さ、家庭や事務所等から出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。

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、普及に向けては原料の収集・輸送やメタン発酵後の残さ処理等が課題となっています。一方、下水処理場における収集が容易な下水汚泥は、一部の大規模な下水処理場を中心に、メタンを生成することでエネルギー利用を図ってきました。

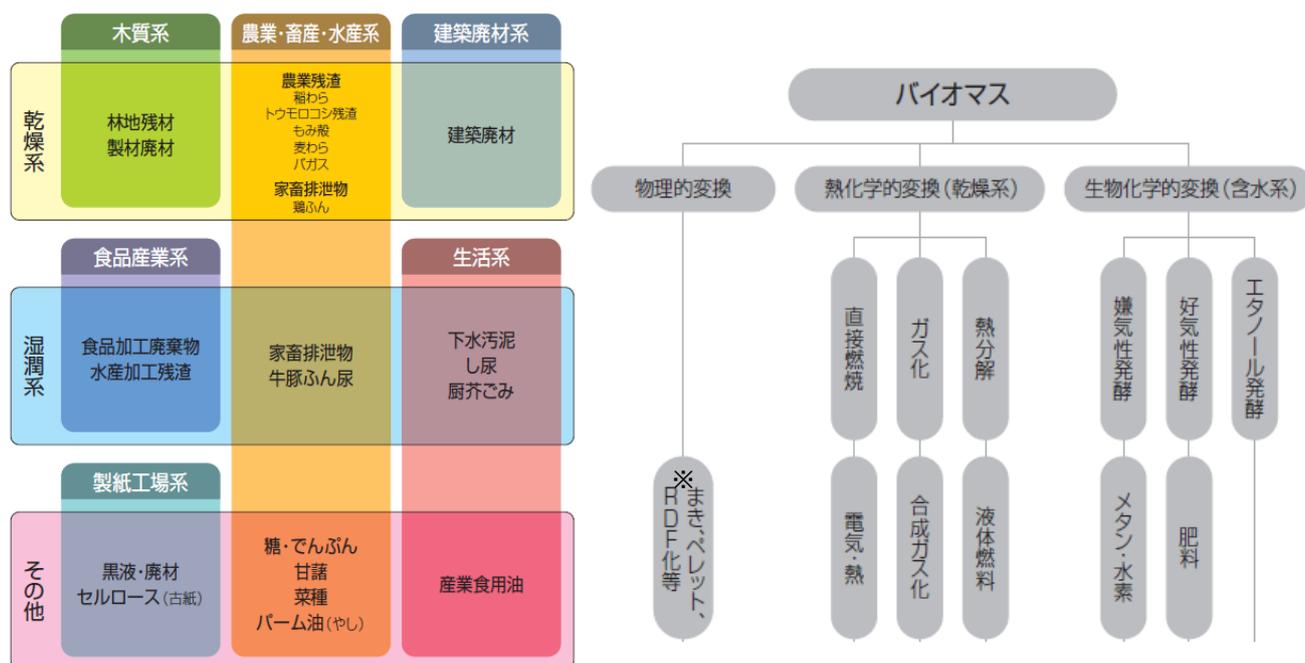
³⁰ この「バイオマスエネルギー」は、総合エネルギー統計における「バイオマスエネルギー」と「廃棄物エネルギー」の国内供給量の合計を指しています。

バイオマスエネルギーを活用した発電については、2012年に開始した固定価格買取(FIT)制度により、導入が進んでいます。また、2015年度から新たに2,000kW未満の未利用木質バイオマス発電について別個の買取区分が設けられ、より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。近年、バイオマス発電の設備容量は増加の勢いを強めており、2020年度末の固定価格買取(FIT)制度によるバイオマス発電導入設備容量は、407万kW(RPS制度からの移行導入量を含む。)に達しました(第213-2-20)。他方で、いずれの類型・原料種についても、原料バイオマスを長期的かつ安定的に確保することが共通の課題となっています。

また、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、生物化学的変換により、その大部分を製造しています。これまで一般的にバイオエタノールは、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、我が国としては食糧競合を避けるため、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(ETBE³¹)として利用する方式の2通りがあります。一方、バイオディーゼルは、ナタネやパーム等の植物油をメチルエステル化して、そのまま若しく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、欧米等では大規模な原料栽培から商業的に取り組まれています。我が国では、使用済みの植物油(廃食用油等)を回収・再利用する形でのバイオディーゼル製造が主流です。

また、近年では、新たなバイオ燃料製造技術として、ATJ技術(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)や木材や廃棄物のガス化・液化技術(これら原料をH₂とCOのガスに変換し、触媒によりガスからジェット燃料等を製造)、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に関する技術開発が活発に行われており、軽油代替・ジェット燃料油代替の製造技術として実用化が期待されています。

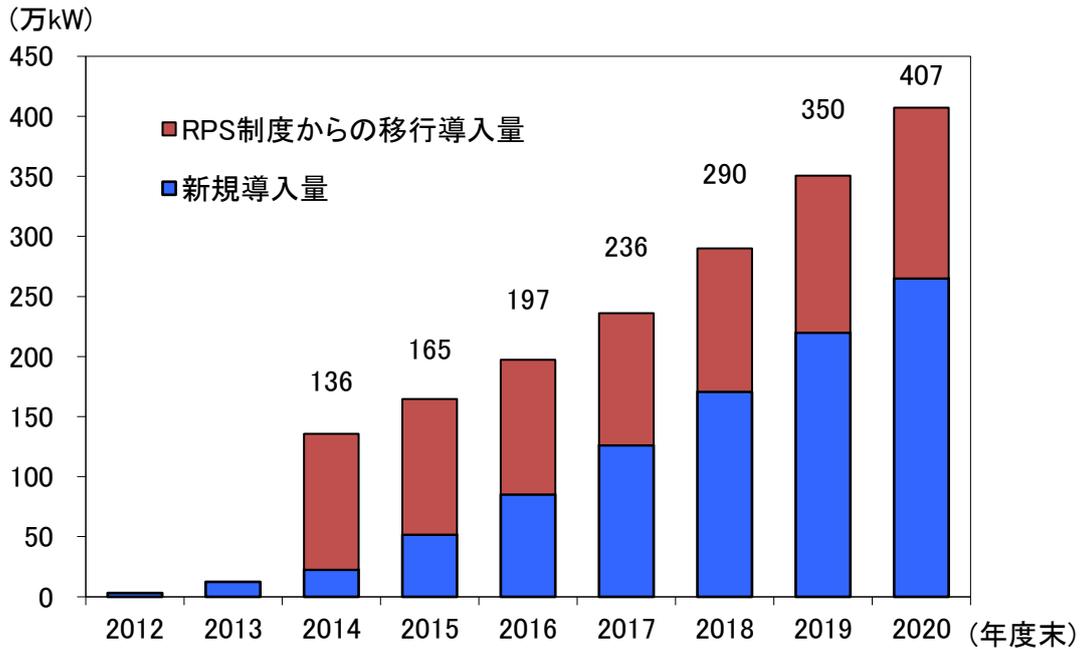
【第213-2-19】バイオマスの分類及び主要なエネルギー利用形態



※RDF:Refuse Derived Fuelの略で、廃棄物(ごみ)から生成された固形燃料
出典: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」

³¹ ETBEとは、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。

【第213-2-20】固定価格買取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。

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

⑥水力

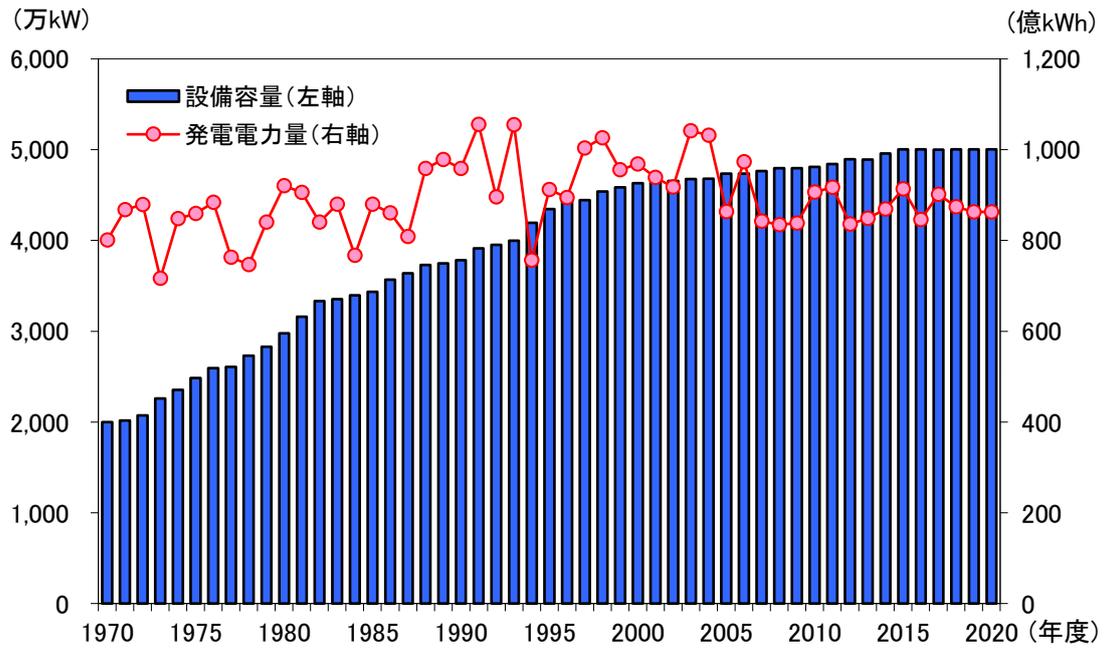
水力発電は、高所から流れ落ちる河川等の水を利用して落差を作り、水車を回し発電するものです。利用面から流れ込み式(水路式)、調整池式、貯水池式、揚水式に分けられ、揚水式以外を特に一般水力と呼んでいます。揚水式は、電力需要が供給より小さい時間帯に下池の水を上池に揚げ、必要時に放流して発電するため、他とは区別されています。

2021年3月末時点で、我が国の一般水力発電所は、既存発電所数が計2,028か所、新規建設中のものが92か所に上りました。また、未開発地点は2,660地点(既開発・工事中の約1.3倍)であり、その出力の合計は1,916万kW(既開発・工事中の約3分の2)に上りました。しかし、未開発の一般水力の平均発電能力(包蔵水力)は7,203kWであり、既開発や工事中の平均出力よりもかなり小さなものとなっています。開発地点の小規模化が進んだことに加えて、開発地点の奥地化も進んでいることから、発電原価が他の電源と比べて割高となり、開発の大きな阻害要因となっています。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生かしていくことが重要になります。小水力発電は、地域におけるエネルギーの地産地消の取組を推進していくことにもつながります。2012年に開始した固定価格買取制度の効果により、2021年3月時点で70万kWの小水力発電が新たに運転開始しており、今後も開発が進むことが見込まれます。

なお、一般水力及び揚水を含む全水力発電の設備容量は2020年度末で5,003万kWに達しており、年間発電電力量は863億kWhとなりました(第213-2-21)。

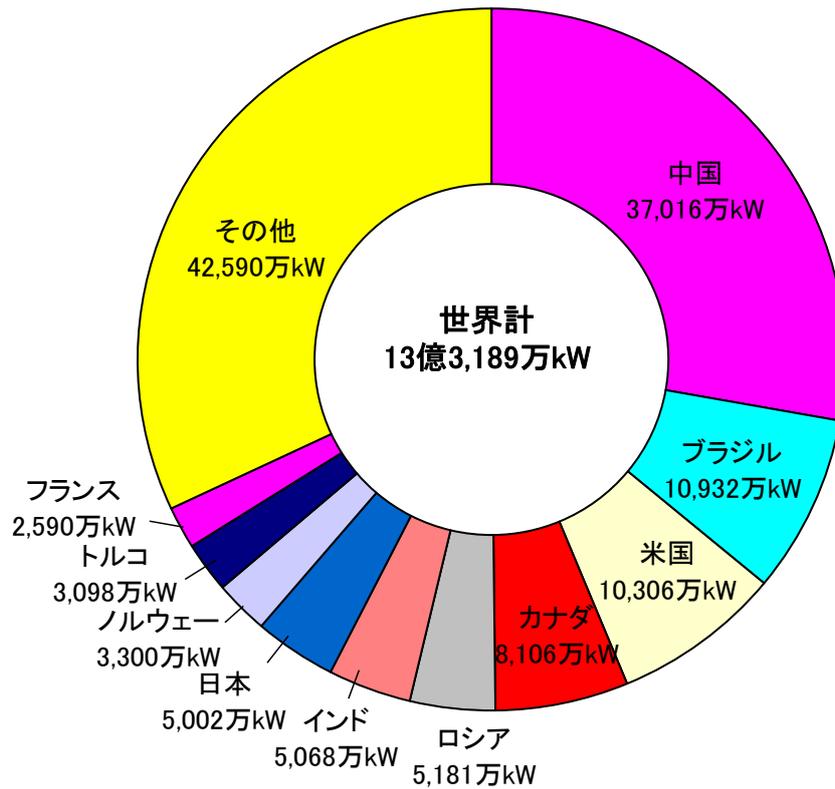
また、国際的に見ると、水力発電導入量の日本のシェアは約4%となりました(第213-2-22)。

【第213-2-21】日本の水力発電設備容量及び発電電力量の推移



出典:2015年度までは電気事業連合会「電気事業便覧」、2016年度以降は資源エネルギー庁「電力調査統計」を基に作成

【第213-2-22】水力発電導入量の国際比較(2020年末)



出典: IRENA「Renewable Energy Statistics 2020」を基に作成

⑦地熱

地熱発電は、地表から地下深部に浸透した雨水等が地熱によって加熱され、高温の熱水として貯えられている地熱貯留層から、坑井により地上に熱水・蒸気を取り出し、タービンを回し電気を起こす発電方式です。二酸化炭素(CO₂)の排出量がほぼゼロで環境適合性に優れ、長期に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(2,347万kW)を有する電源として注目を集めています(第213-2-23)。地熱発電の導入にあたっては、地下の開発に係る高いリスクやコスト、温泉事業者を始めとする地域の方々等地方の理解や、開発から発電所の稼働に至るまでに10年を超える期間を要するといった課題が存在しています。

こうした課題を解決するために、特に近年、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、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)を通じ、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や、JOGMEC自らが、新規開発地点を開拓するための先導的資源量調査を行っているほか、地域の理解促進を目的としたセミナーや見学会の開催等についても支援を行っています。

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に加え、通常は3、4年程度かかると思われる環境アセスメントの手続期間を半減させることを目標に、2014年度から、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)より、実地での環境影響調査を前倒して進める場合の課題の特定・解決を図るための実証事業を実施し、得られた知見を「前倒環境調査のガイド」として2016年、2017年に公表しました。さらには、2012年7月に開始された固定価格買取制度による支援も追い風となり、地熱発電の開発機運はますます高まっています。実際に、開発の初期段階で必要となる地熱資源量の調査が、2018年度26件行われており(うち新規事業4件)、着実に地熱開発が進んでいます(第213-2-24)。

また、国際的に見ると、地熱発電導入量の日本のシェアは約4%となっており、世界第10位の規模となります(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) 2020年末時点 |
|----------|----------------|-------------------------------|
| 米国 | 3,000 | 259 |
| インドネシア | 2,779 | 213 |
| 日本 | 2,347 | 53 |
| ケニア | 700 | 82 |
| フィリピン | 600 | 193 |
| メキシコ | 600 | 91 |
| アイスランド | 580 | 76 |
| ニュージーランド | 365 | 98 |
| イタリア | 327 | 80 |
| ペルー | 300 | - |

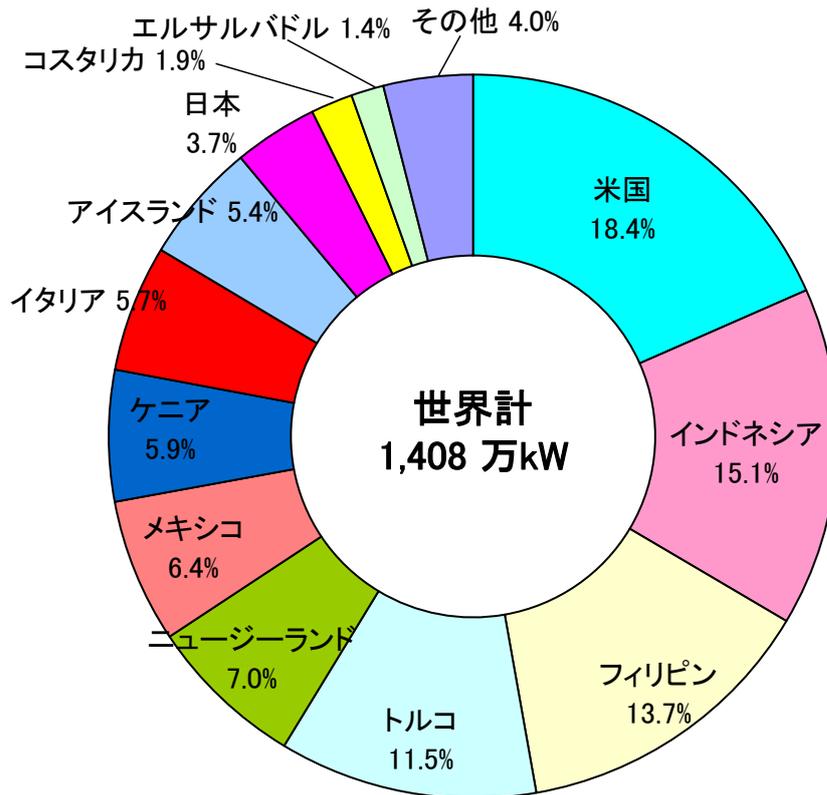
出典:地熱資源量は国際協力機構作成資料(2010年)及び産業総合技術研究所作成資料(2008年)より、地熱発電設備容量はBP「Statistical Review of World Energy 2021」より抜粋して作成

【第213-2-24】地熱発電開発プロセス



出典:資源エネルギー庁作成

【第213-2-25】地熱発電導入量の国際比較(2020年末時点)



出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

⑧未利用エネルギー

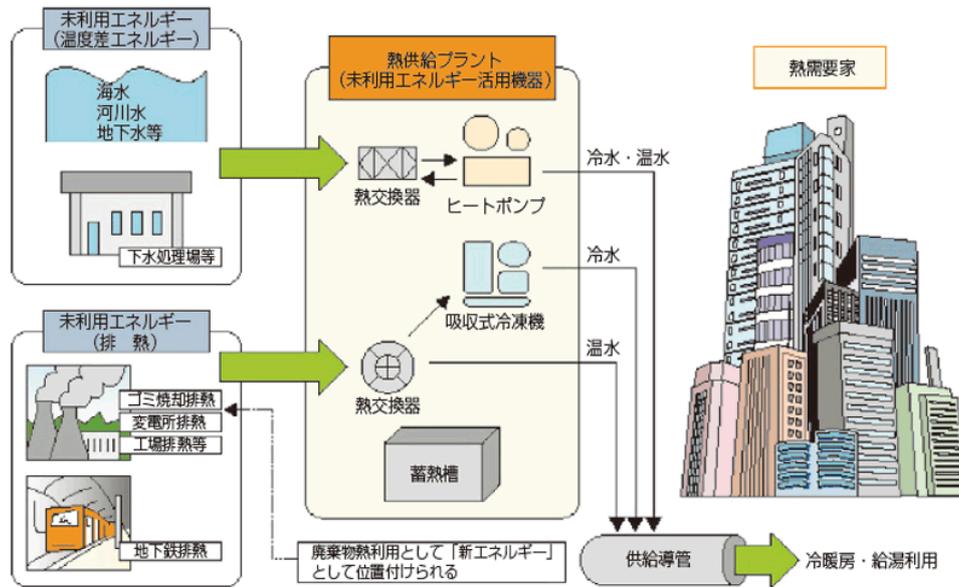
「未利用エネルギー」とは、夏は大気よりも冷たく、冬は大気よりも温かい河川水・下水等の温度差エネルギーや、工場等の排熱といった、今まで利用されていなかったエネルギーのことを意味します。

具体的な未利用エネルギーの種類としては、①生活排水や中・下水・下水処理水の熱、②清掃工場の排熱、③変電所の排熱、④河川水・海水・地下水の熱、⑤工場排熱、⑥地下鉄や地下街の冷暖房排熱、⑦雪氷熱等があります。

特に、雪氷熱利用については、古くから、北海道、東北地方、日本海沿岸部を中心とした降雪量の多い地域において、生活上の障害であった雪氷を夏季まで保存し、雪室や氷室として農産物等の冷蔵用に利用してきました。近年、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、農作物保存用の農業用低温貯蔵施設、病院、介護老人保健施設、公共施設、集合住宅等の冷房用の冷熱源に利用されています。

また、清掃工場の排熱の利用や下水・河川水・海水・地下水の温度差エネルギー利用は、利用可能量が非常に多いことや、比較的、都心域の消費に近いところにあること等から、今後さらなる有効活用が期待される未利用エネルギーであり、エネルギー供給システムとして、環境政策、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始めとしたエネルギーの面的利用と併せて、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

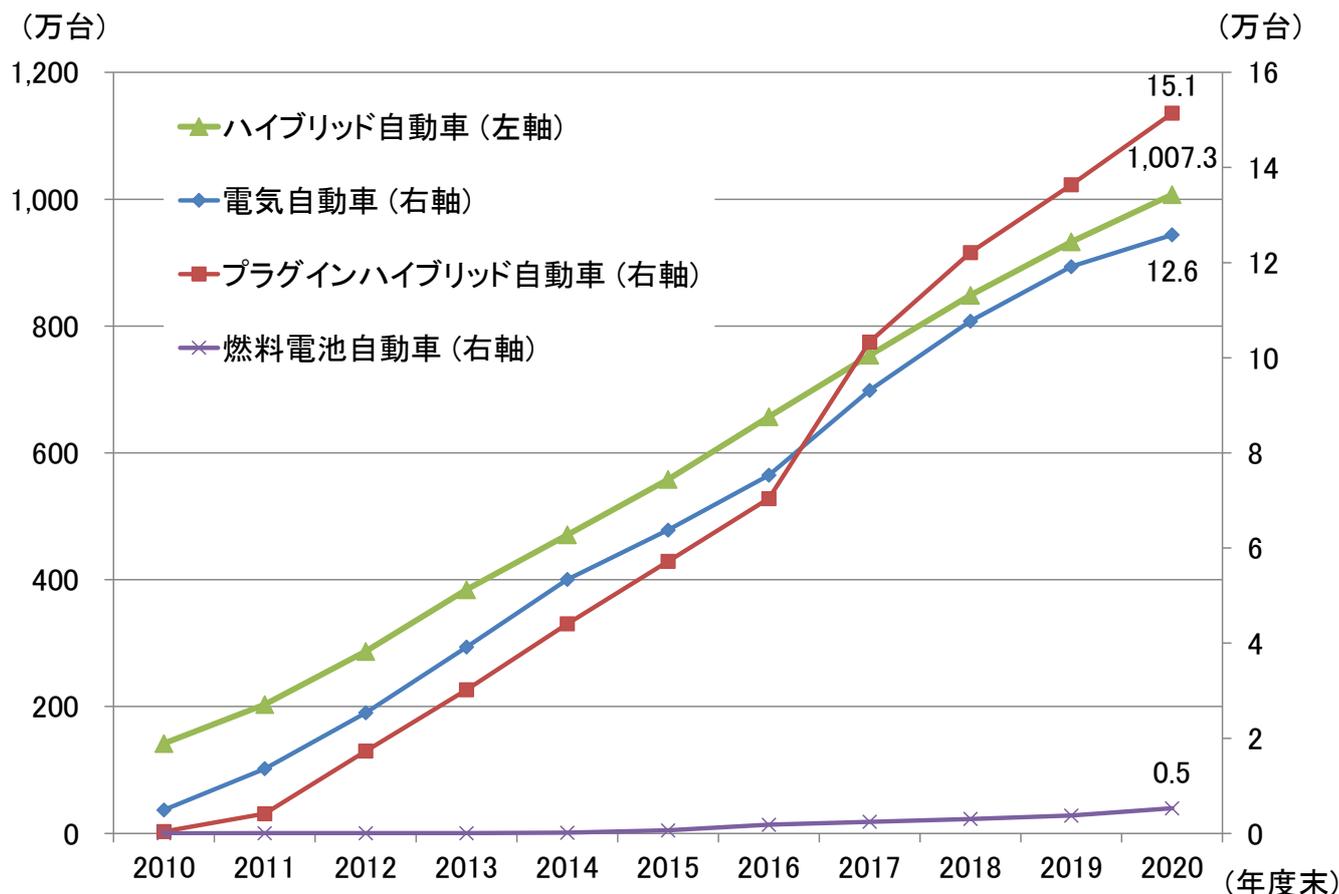
(1) 次世代自動車

次世代自動車には、燃料電池自動車、電気自動車、ハイブリッド自動車等があります。2021年1月には、菅義偉総理(当時)が第204回国会の施政方針演説において、脱炭素社会実現に向け、2035年までに新車販売で電動車³²100%の実現を表明しました。

我が国において、運輸部門の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、これらの燃料を消費しない、あるいは使用を抑制する次世代自動車の導入は環境面への対応等の観点から非常に有効な手段です。次世代自動車は、その導入について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・減税等のインセンティブの効果等もあり、ハイブリッド自動車を中心に普及台数が拡大しています。さらに、2009年には電気自動車・プラグインハイブリッド自動車の市販が開始され、2014年には燃料電池自動車の市販も開始されました。2020年度末時点の我が国の保有台数はハイブリッド自動車が約1,007.3万台(プラグインハイブリッド自動車約15.1万台を含む)、電気自動車が約12.6万台、プラグインハイブリッド自動車が約15.1万台、燃料電池自動車が約0.5万台となりました(第213-3-1)。

³² 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。

【第213-3-1】次世代自動車の保有台数の推移



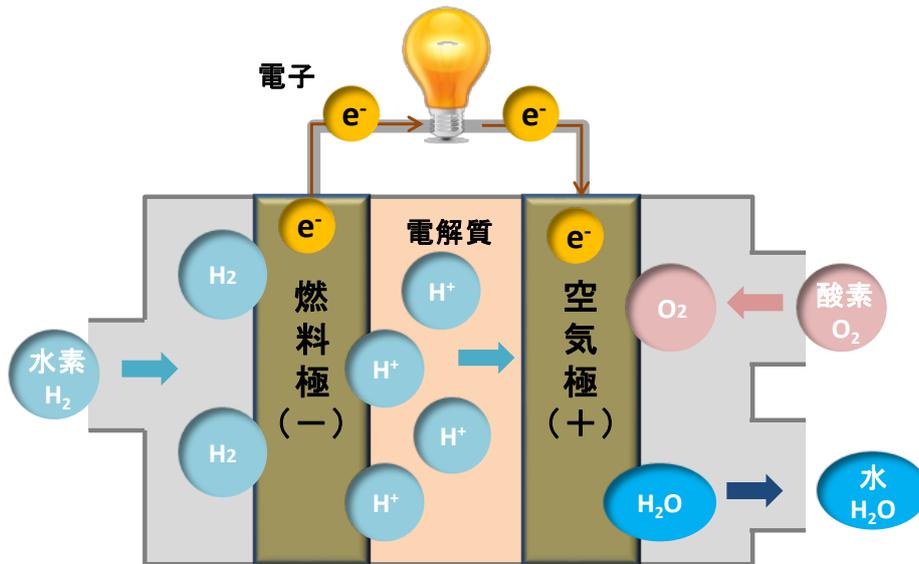
出典:自動車検査登録情報協会「自動車保有車両数」を基に作成

(2)燃料電池

燃料電池は、水素等の燃料と空気中の酸素を化学的に反応させることによって直接電気を発生させる装置です(第213-3-2)。燃料電池は、以下の3点から、エネルギー安定供給の確保の観点のみならず、地球環境問題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。

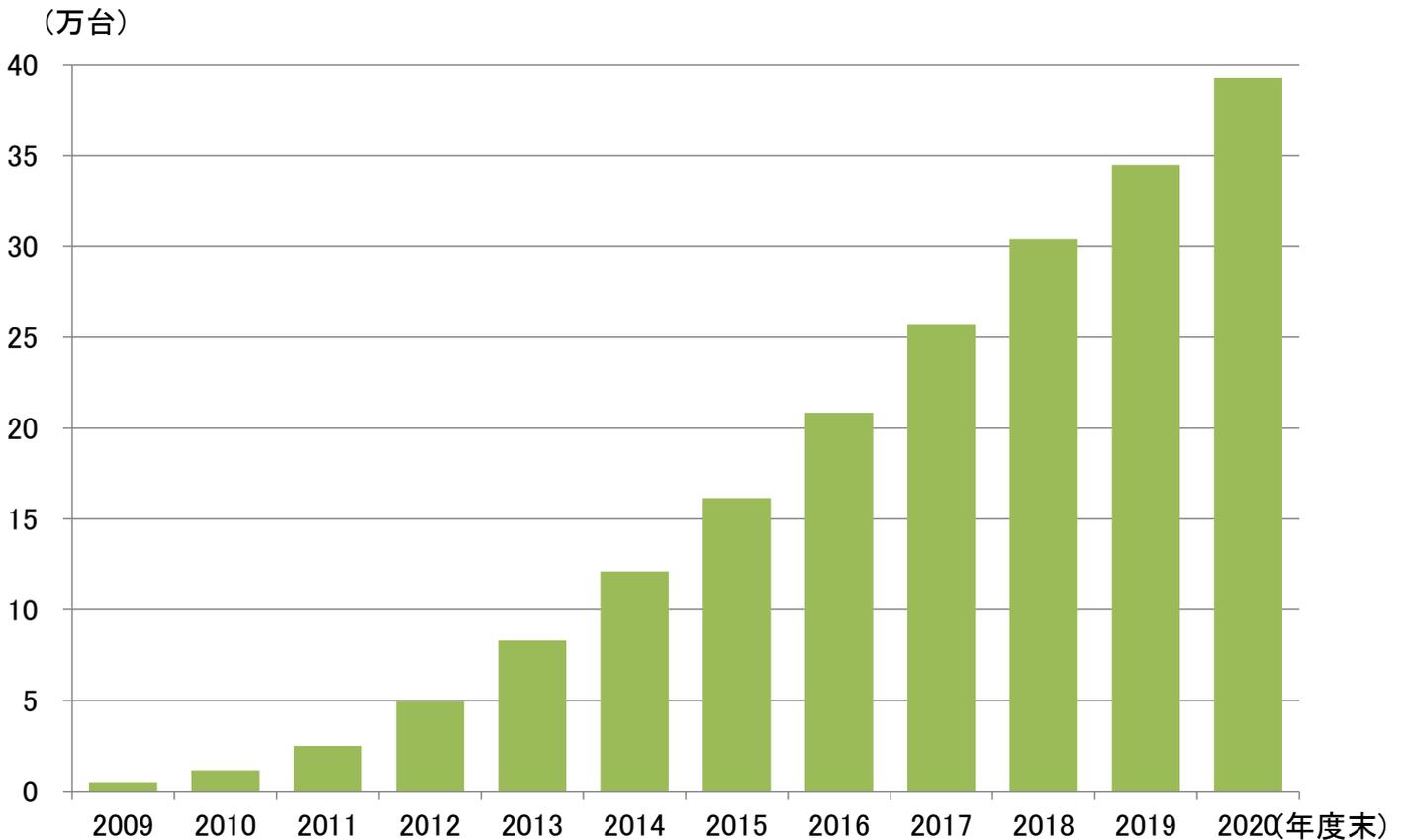
- ① 燃料となる水素は製造原料の代替性が高く、副生水素、原油随伴ガス、褐炭といった未利用エネルギーや、再生可能エネルギーを含む多様な一次エネルギー源から様々な方法で製造可能なこと。
- ② 発電効率が30～60%と高く、反応時に生じる熱を活用し、コージェネレーションシステム(熱電併給システム)として利用した場合には総合効率が90%以上とエネルギー効率が非常に高いシステムであること。
- ③ 発電過程で二酸化炭素や窒素酸化物、硫黄酸化物を排出せず、環境特性に優れたクリーンなエネルギーシステムであること。

【第213-3-2】燃料電池の原理



我が国では2009年5月に世界に先駆けて一般消費者向けとして家庭用燃料電池の市場での本格的な販売が開始され、2021年3月末時点までに約39.3万台が導入されています(第213-3-3)。

【第213-3-3】家庭用燃料電池の累積導入台数の推移



出典: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

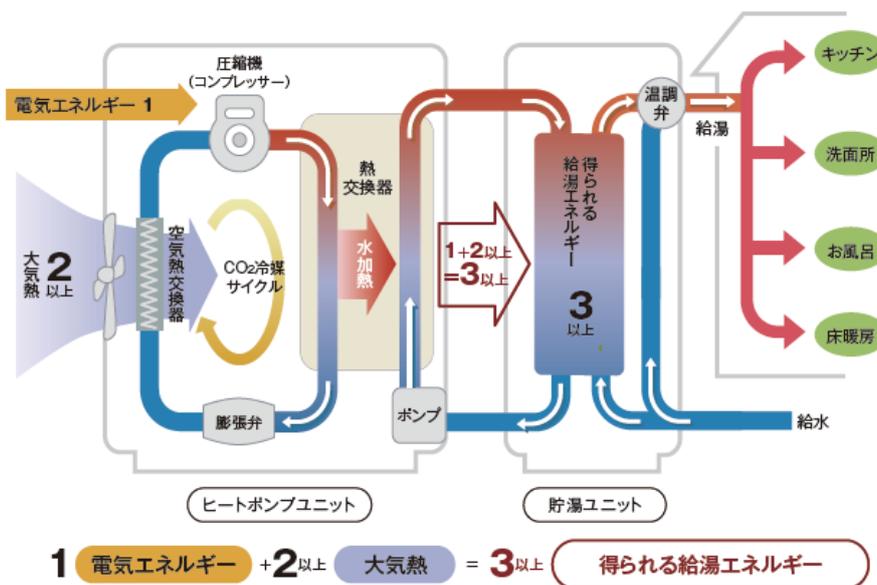
(3)ヒートポンプ

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あり、従来のシステムに比べてエネルギー利用効率が非常に高いことが特長です(第213-3-4)。そのため、民生部門での二酸化炭素排出削減に大きく貢献することが期待されています。

また、欧米ではヒートポンプによる熱利用を再生可能エネルギーとして評価する動きもあります。エネルギー供給構造高度化法施行令では、「大気中の熱その他の自然界に存在する熱」が再生可能エネルギー源として位置付けられました。高効率ヒートポンプの初期費用は比較的高くなることから、市場化・普及までの期間を短縮する必要があります。

我が国のヒートポンプは、家庭部門でエアコンの空調に多く導入されていますが、給湯機器や冷蔵・冷凍庫等様々な製品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いますが、今後は工場や農場等でも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

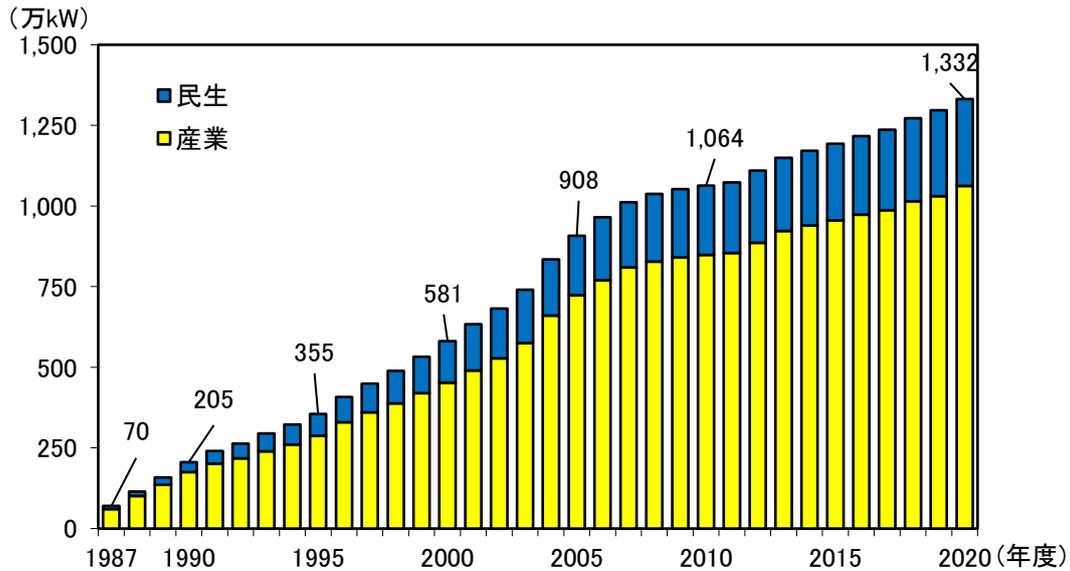


出典:日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集2016」

(4)コージェネレーション

コージェネレーション (Cogeneration) とは熱と電気(または動力)を同時に供給するシステムです。消費地に近いところに発電施設を設置できるため、送電ロスが少なく、また、発電に伴う冷却水、排気ガス等の排熱を回収利用できるため、エネルギーを有効利用することができます。排熱を有効に利用した場合には、エネルギーの総合効率が最大で90%以上に達し、省エネルギーや二酸化炭素排出の削減に貢献できます。我が国におけるコージェネレーションの設備容量は、産業用を中心として着実に増加してきました。民生用では病院、ホテル等の熱・電力需要の大きい業種、産業用では化学、食品等の熱多消費型の業種を中心に導入されてきました(第213-3-5)。2020年度末におけるコージェネレーションの累計設置容量は、1,332万kWとなりました。

【第213-3-5】日本におけるコージェネレーション設備容量の推移



(注) 民生用には、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。

四捨五入による誤差を含む。

出典: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、再利用及び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。再生可能エネルギーの1つであるバイオマス系の廃棄物エネルギーに加え、化石燃料に由来する廃棄物エネルギーについても有効活用等の意義があります。

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。2019年度末における我が国の廃棄物発電(一般廃棄物に限る)の施設数は384で、1,067に上る全一般廃棄物焼却施設の36.0%を占めました。また、発電設備容量は合計で207.8万kWに達しました。(出典:環境省「一般廃棄物処理事業実態調査結果(令和元年度)」)

1. 電力

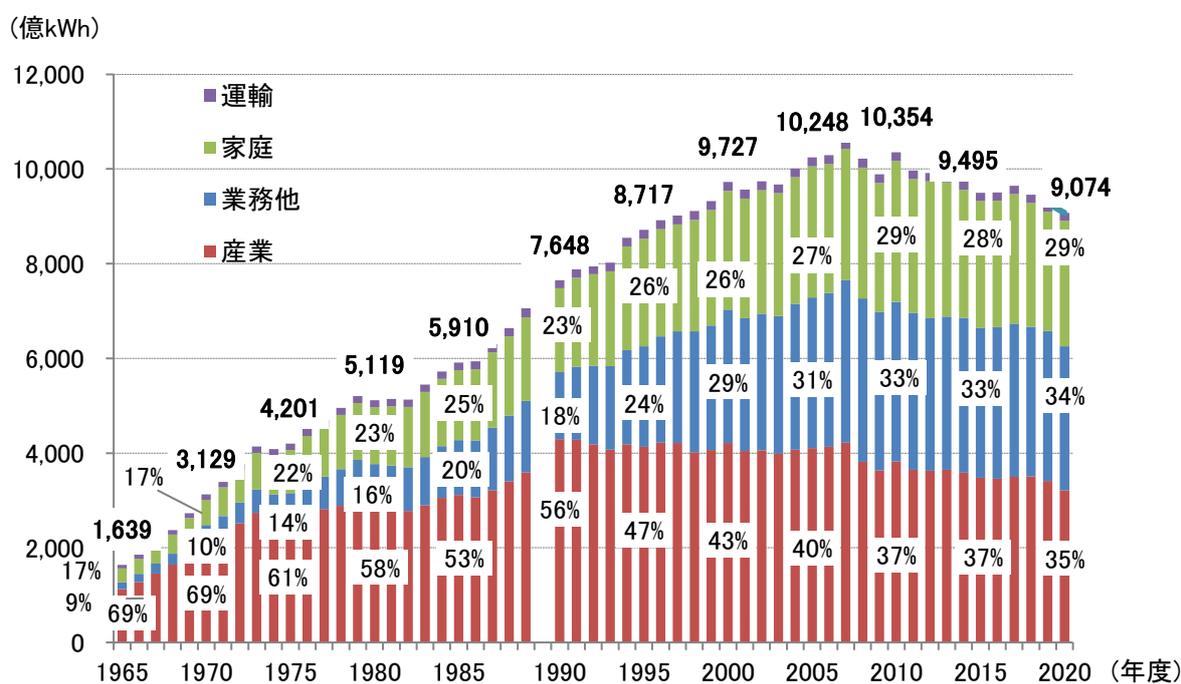
(1) 消費の動向

電力消費は、石油危機が発生した1973年度以降も着実に増加し、1973年度から2007年度の間には2.6倍に増大しました(第214-1-1)。一方で、2008年度から2009年度にかけては世界的金融危機の影響で経済が低迷し、企業向けを中心に電力消費が減少に転じました。その後、景気の回復とともに2010年度は前年度比4.7%増を示し、1兆354億kWhを記録しました。しかしながら、東京電力福島第一原子力発電所事故を発端に、電力需給がひっ迫する中で電力使用制限令の発令や節電目標の設定で2011年度は前年度より3.7%減少し、その後は減少傾向となりました。2020年度は前年度比2.1%減の9,074億kWhとなりました(第214-1-1)。

部門別の構成比に着目すると、産業部門は依然として最大の電力消費部門ですが、1990年代から素材産業の生産の伸び悩みと省エネルギーの進展等により、その需要は減少傾向に転じており、2020年度はピーク時の1990年度に対して25.2%減の3,215億kWhとなりました。電力消費の増加は、長期的に見ると業務他や家庭といった民生用消費によって強くけん引されてきました。業務他部門の電力消費の増加は、事務所ビルの増加や、経済の情報化・サービス化の進展を反映したオフィスビルにおけるOA機器の急速な普及等によるものです。家庭部門では生活水準の向上等により、エアコンや電気カーペット等の冷暖房用途や他の家電機器が急速に普及し、電力消費は2008年度まで増大する傾向を維持しました。2011年度からは東京電力福島第一原子力発電所事故を契機に節電意識が高まり、減少傾向に転じました。2020年度には、業務他と家庭の需要が電力最終消費の62.7%を占めました。

最終エネルギー消費における電力化率は、1970年度には12.7%でしたが、2020年度には27.0%に達しました。

【第214-1-1】部門別電力最終消費の推移



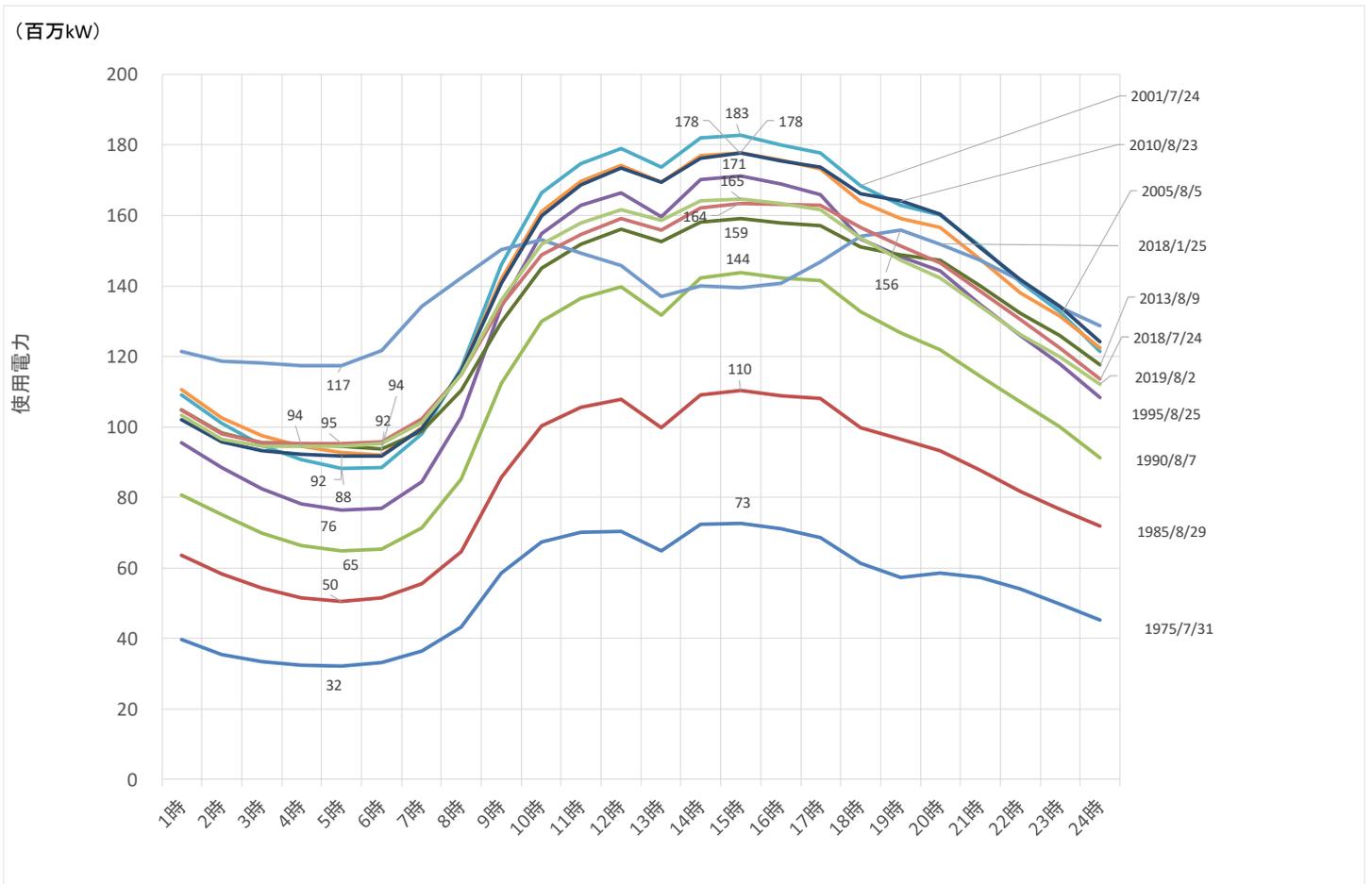
(注1)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 民生は家庭部門及び業務他部門(第三次産業)。産業は農林水産鉱建設業及び製造業。

出典:資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

電気の使われ方には季節や昼夜間で大きな差があります。特に近年では、冷暖房等による「夏季需要」、「冬季需要」の割合が高いため、電気の使われ方の差が大きくなりました(第214-1-2、第214-1-3)。

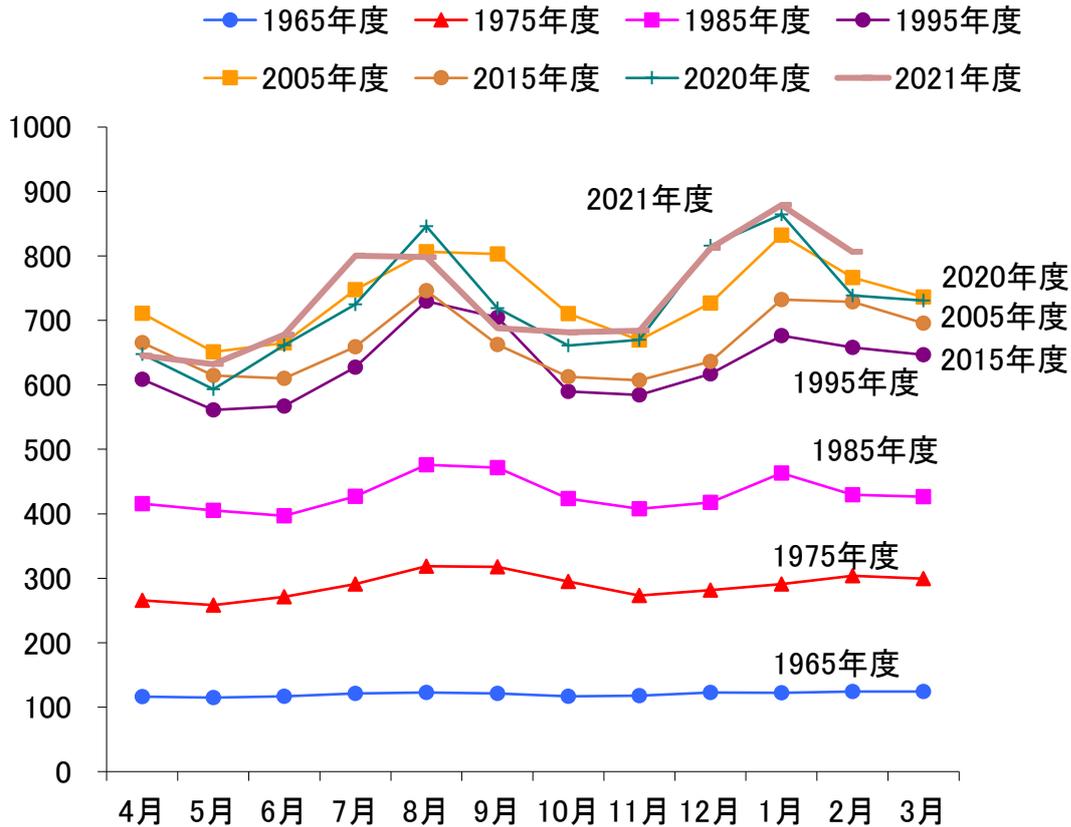
【第214-1-2】最大電力発生日における1日の電気使用量の推移(10電力33計)



(注) 1975年度は沖縄電力を除く。

出典: 電力広域的運営推進機関「系統情報サービス」

【第214-1-3】1年間の電気使用量の推移



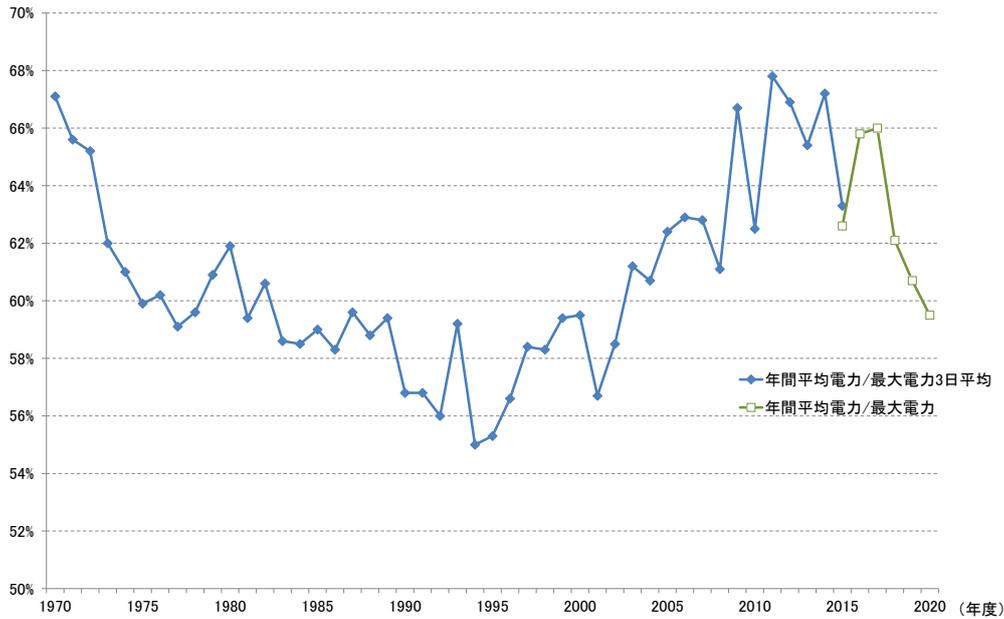
(注1) 2015年度までは10電力計。ただし、1965、1975、1985年度は沖縄電力を除く。

(注2) 2017年度以降は10エリア計。

出典:2015年度までは電気事業連合会「電力需要実績」、2017年度以降は電力広域的運営推進機関「需給関連情報」を基に作成

こうしたことを緩和するための電力の負荷平準化対策は、電力需要の急激な増加に伴う電力供給上のリスクを軽減し、電力供給システムの安定化、信頼性向上にも寄与することになります。発電設備の利用効率を表す年負荷率(年間の最大電力に対する年間の平均電力の比率)を見ますと、1970年代にはおおむね60%を上回る水準で推移していましたが、1990年代は50%台にその水準が低下しました。2000年代半ば以降、負荷平準化対策により、我が国の年負荷率は改善されつつあり、60%台で推移しています。ただし、年負荷率は夏季の気温の影響も大きく、冷夏であった2009年度は、66.7%と高い値でした。逆に、記録的な猛暑となった2010年度には、62.5%まで下がりました。東日本大震災以降は、省エネルギー機器の導入とピークカットの推進により2011年度には67.8%と高い値を記録しました。その後も、60%を上回る水準を維持していましたが、2020年度は59.5%に低下しました(第214-1-4)。他の主要国との比較では、2019年時点では、英国、カナダには劣るものの、フランス、米国と同等の水準を維持しています(第214-1-5)。

【第214-1-4】日本の年負荷率の推移



出典: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】主要国の年負荷率比較(2019年)

| (%) | | | | |
|------|------|------|------|------|
| 英国 | フランス | 米国 | カナダ | 日本 |
| 70.5 | 61.1 | 59.9 | 66.4 | 60.7 |

出典:海外電力調査会「海外電気事業統計」(2021年版)を基に作成

(2) 供給の動向

我が国では、1973年の第一次石油危機を契機として、電源の多様化が図られてきました(第214-1-6)。一方で、原子力については、東日本大震災の影響により、2013年9月以降原子力発電所の停止が続いていましたが、2015年8月に九州電力川内原子力発電所1号機が運転を再開し、順次原子力発電所の再稼働が進んでいます。同様に九州電力川内原子力発電所2号機が2015年10月、関西電力高浜発電所3・4号機が2016年1月と同年2月、四国電力伊方発電所3号機が2016年8月、関西電力大飯発電所3・4号機が2018年3月と同年5月、九州電力玄海原子力発電所3・4号機が2018年3月と同年6月、関西電力美浜発電所3号機が2021年6月に再稼働に至り、2021年12月現在、合計10基が再稼働されています。

2020年度の電源構成は、LNG39.0%(3,906億kWh)、石炭31.0%(3,101億kWh)、石油等6.3%(636億kWh)、新エネ等12.0%(1,199億kWh)、水力7.8%(784億kWh)、原子力3.9%(388億kWh)となりました(第214-1-6)。2019年度と比べて石炭と原子力のシェアが低減する一方で、LNGと新エネ等が増大しました。

我が国の原子力開発は、1955年に「原子力基本法(昭和30年法律第186号)」が制定されて以来、60年以上が経過しました。1966年には初の商業用原子力発電所である日本原子力発電東海発電所(16.6万kW)が営業運転を開始し、2010年度には原子力の発電量が2,882億kWhとなりました。しかしながら、2011年の東日本大震災後、検査等で停止中の原子力発電所が徐々に増加したため、2012年度の発電量は159億kWh、2013年度は93億kWhと減少し、2014年度は0kWhとなりました。

2015年度以降前述の原子力発電所の再稼働が始まり、2020年度の発電量は、388億kWhまで増加しました。ただし前年度比で構成比が減少しており、設備容量(廃炉除く)に対しては依然として低い水準に留まっています。

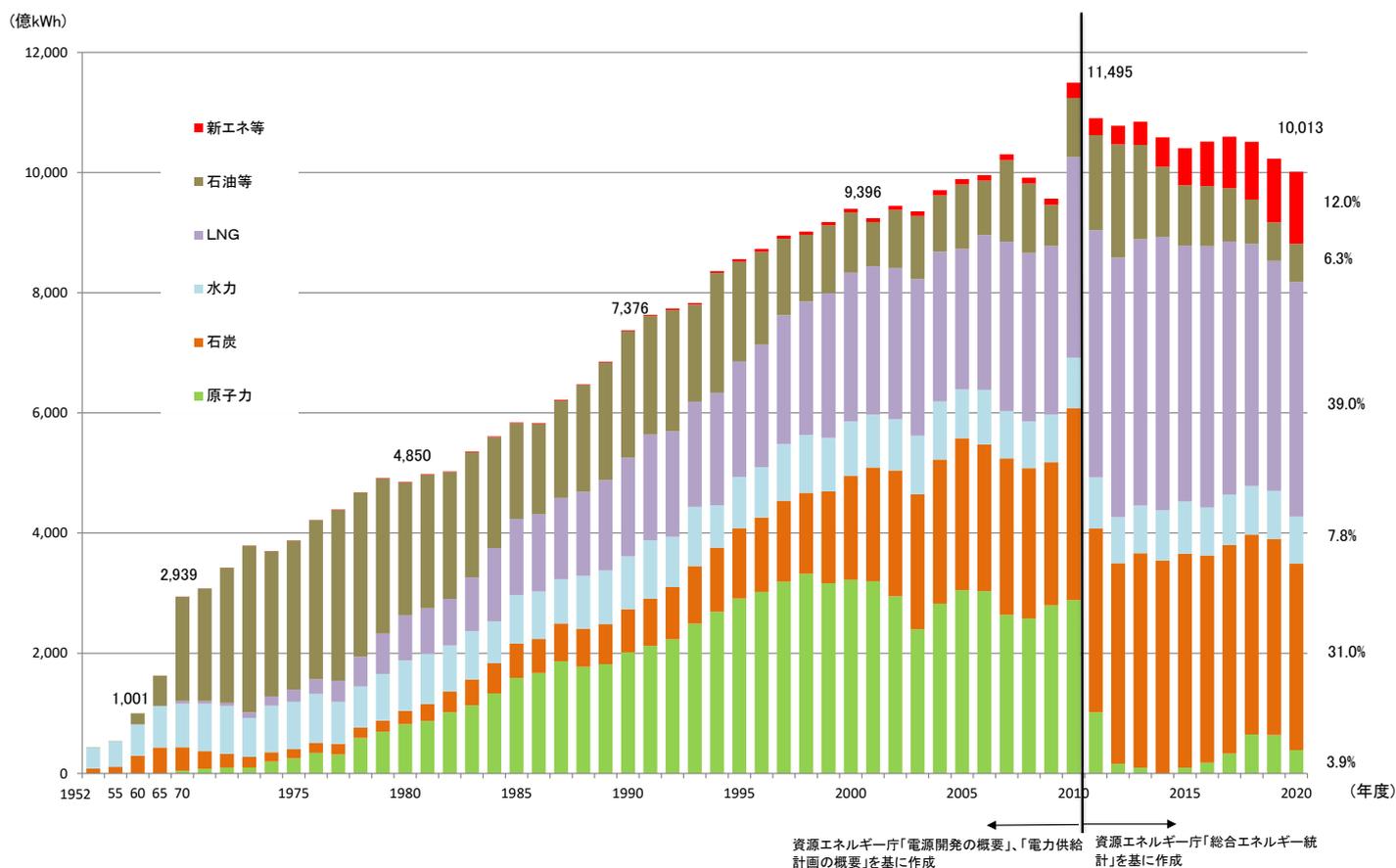
石炭は、確認可採埋蔵量が豊富で、比較的政情が安定している国々に広く存在しているため供給安定性に優れ、石油・LNG等より相対的に安価なエネルギー源です。二度の石油危機を機に、石油中心のエネルギー供給構造からの転換の一環として、石炭火力発電の導入が図られてきました。2020年度の石炭火力の発電電力量は、前年度から5.3%減の3,101億kWhとなりました。

LNGは、1969年にアラスカから購入が開始されて以来、安定的かつクリーンなエネルギーとしての特性を活かし、環境規制の厳しい都市圏での大気汚染防止対策上、極めて有効な発電用燃料として導入されてきました。二度の石油危機を経て、石油代替エネルギーの重要な柱となり、その導入が促進されてきました。2011年度以降は原子力発電の代替としての利用が進み、2020年度のLNG火力の発電電力量は3,906億kWhとなりました。

石油による発電は第一次石油危機以降、1980年代前半は、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。1987年以降、一時的に増加傾向に転じましたが、原子力発電所の新規運転開始・高稼働等により、ベース電源からミドル電源を経てピーク対応電源へと移行しており、その発電電力量は著しく減少しました。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上昇していましたが、原子力発電所の再稼働や、再生可能エネルギー普及の影響等もあり、2020年度は前年度比0.9%減少の636億kWhとなりました。

水力は、戦前から開発が始まり、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ました。発電電力量は横ばいの状態が続き、2020年度の揚水発電を含む水力の発電電力量は784億kWhとなっています。

【第214-1-6】発電電力量の推移



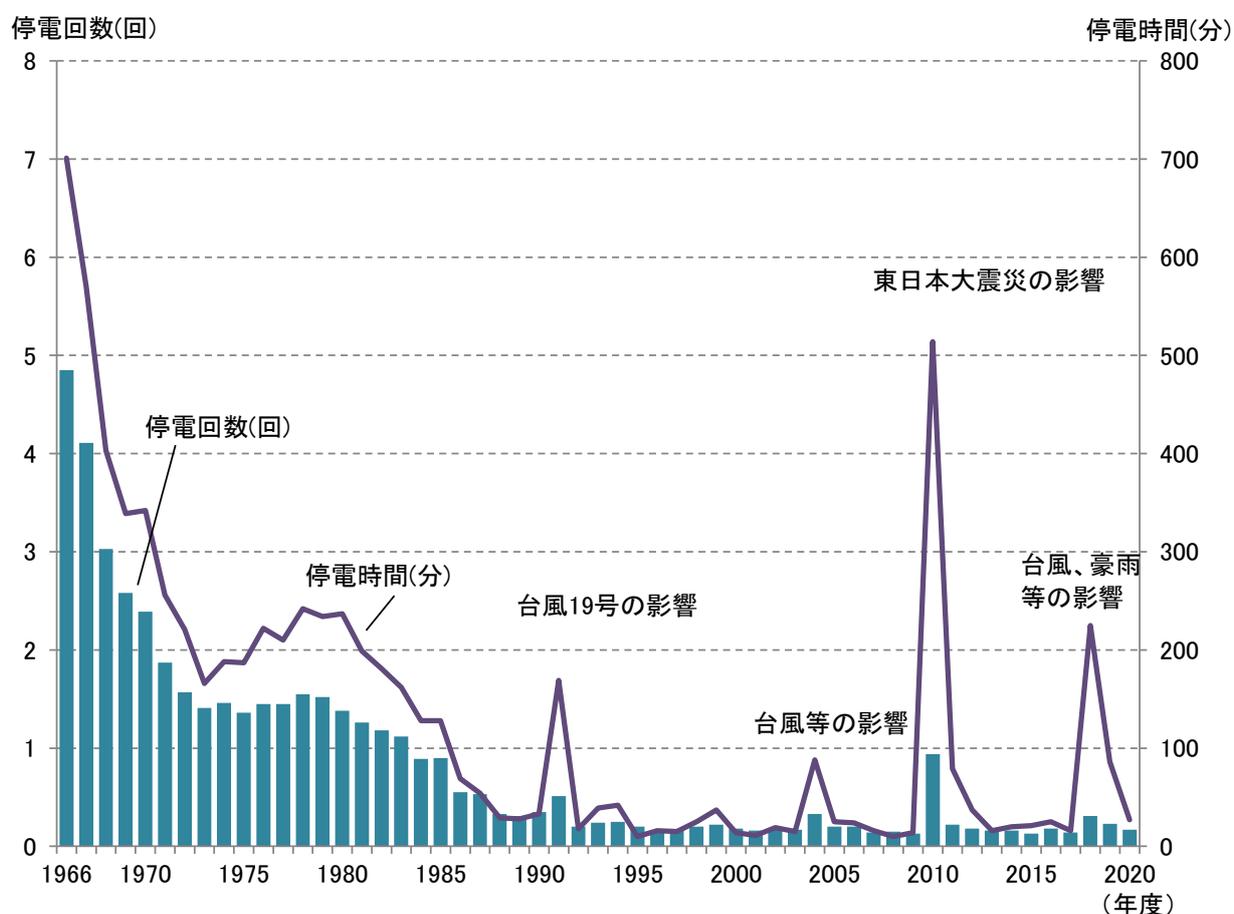
(注) 1971年度までは沖縄電力を除く。

発電電力量の推移は、「エネルギー白書2016」まで、旧一般電気事業者を対象に資源エネルギー庁がまとめた「電源開発の概要」及び「電力供給計画の概要」を基に作成してきたが、2016年度の電力小売全面自由化に伴い、自家発電を含む全ての発電を対象とする「総合エネルギー統計」の数値を用いることとした。

なお、「総合エネルギー統計」は、2010年度以降のデータしか存在しないため、2009年度以前分については、引き続き、「電源開発の概要」及び「電力供給計画の概要」を基に作成している。

電気の品質を図る指標の一つである停電時間及び停電回数については、現在、我が国は世界トップ水準を維持しています(第214-1-7)。この要因は、電気事業者が発電所の安定した運転、送配電線の整備や拡充に努める一方、最新の無停電工法の導入、迅速な災害復旧作業等による事故停電の発生回数の減少、発生した場合の1事故当たりの停電時間の短縮に取り組んでいることによるものと考えられます。しかし、2018年度は、北海道胆振東部地震に伴う大規模な停電等、自然災害による停電が多発し、年間停電回数は0.31回、停電時間は225分と増加しました。2019年度は、千葉県を中心とした台風15号等自然災害による停電が発生し、年間停電回数は0.23回、停電時間は86分と2018年度より減少したものの、過去5年平均を上回りました。2020年度は、台風の接近数が少なくまた日本本土への上陸数が0個であったこともあり、年間停電回数0.17回、停電時間は27分と過去5年平均を下回りました。政府は一連の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・インフラの在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年度までは10電力計。ただし、1988年度までは沖縄電力を除く。

(注2) 2016年度以降は一般送配電事業者計。

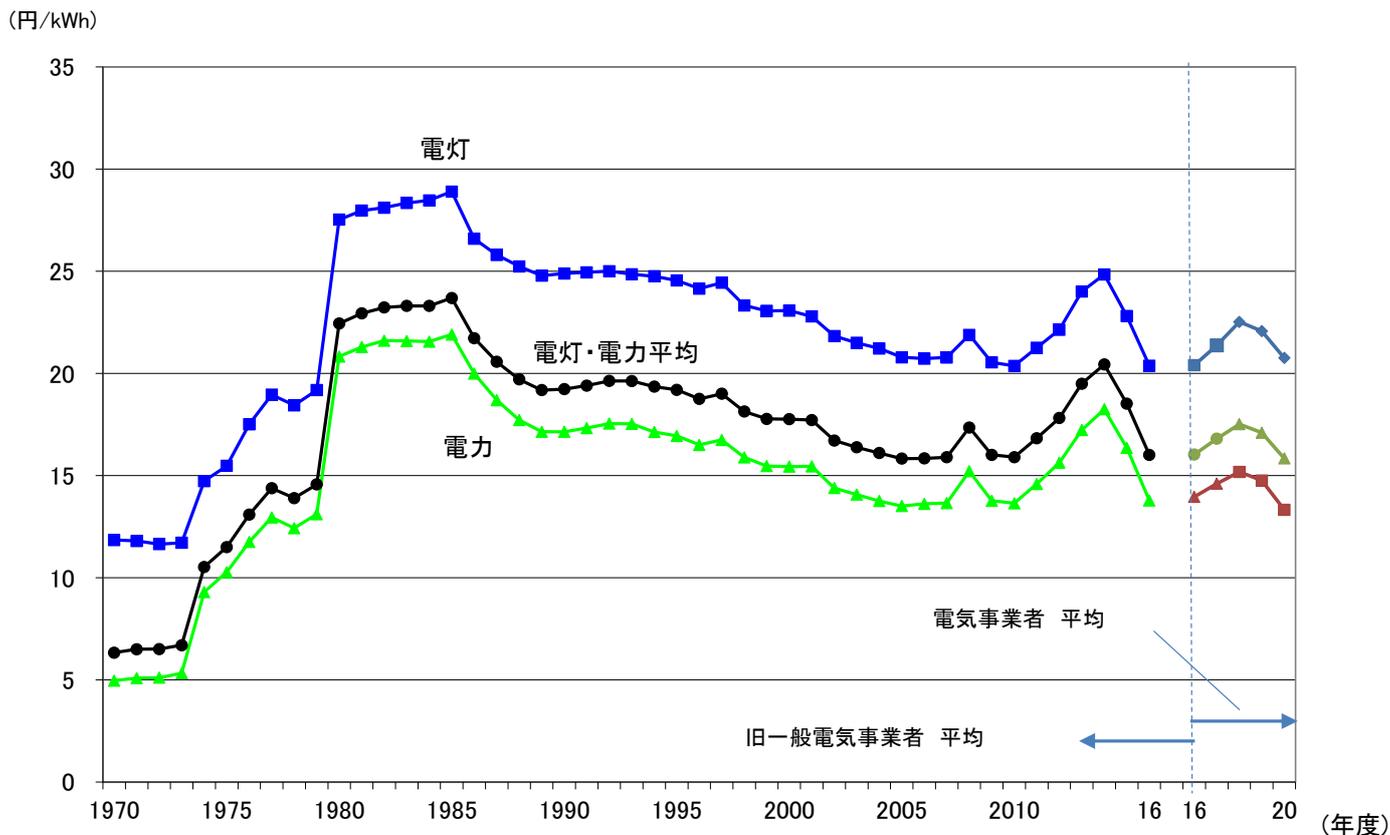
出典:2015年度までは電気事業連合会「電気事業のデータベース」、2016年度以降は電力広域的運営推進機関「電気の質に関する報告書」を基に作成

(3) 価格の動向

電気料金は、石油危機後には当時石油火力が主流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。その後、原油価格の上昇により、2008年度の電気料金は上昇し、2011年度以降は原子力発電所の稼働停止、燃料価格の高騰等に伴う火力発電費の増大の影響等により、再び電気料金が上昇しました(第214-1-8)。2015年度、2016年度は燃料価格の低下に伴う火力発電費の減少により、電気料金は大きく低下しました。2018年度は燃料価格の上昇に伴う火力発電費の

増加により、電灯・電力平均の料金が4.2%上昇しましたが、燃料価格の低下に伴う火力発電費の減少により、電気料金は大きく低下し2019年度は2.4%、2020年度は7.4%低下しました。

【第214-1-8】電気料金の推移



(注1) 2016年度以前は旧一般電気事業者10社を対象。2016年度以降は全電気事業者を対象。

(注2) 電灯料金は、主に一般家庭部門における電気料金の平均単価で、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、オフィス等に対する電気料金の平均単価。平均単価は、電灯料収入、電力料収入をそれぞれ電灯、電力の販売電力量(kWh)で除したもの。

(注3) 再生可能エネルギー賦課金は含まない。

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

(4) 電力小売全面自由化の動向

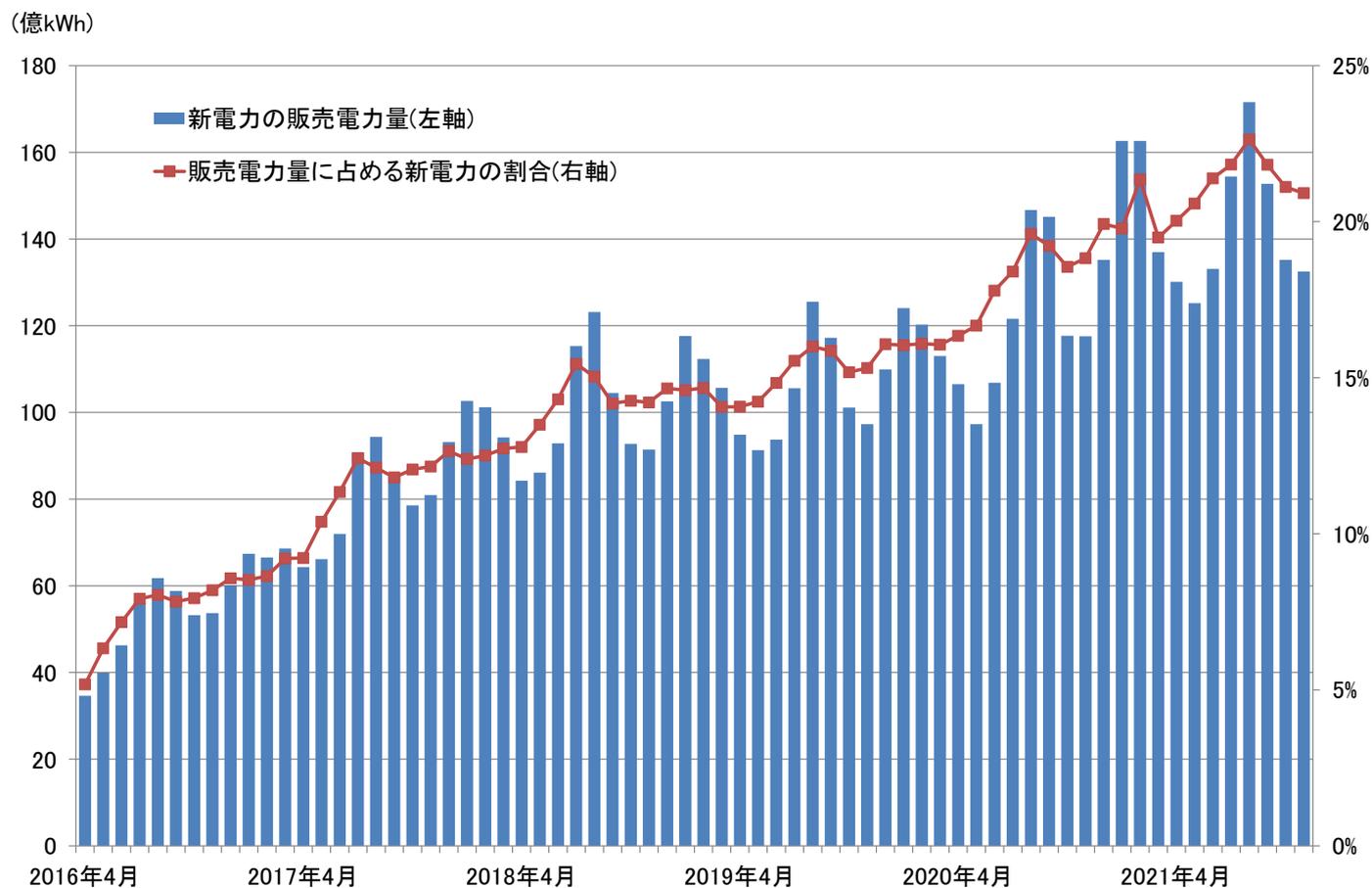
2016年度から電気の小売業への参入が全面的に自由化されました。電力の小売自由化は2003年3月に始まり、はじめは大規模工場やデパート、オフィスビル等が電力会社を自由に選べるようになりました。その後、小売自由化の対象が、中小規模工場や中小ビルへと拡大していき、そして2016年4月からは、家庭や商店等においても電力会社を自由に選べるようになりました。

2016年4月末時点での登録小売電気事業者数は291事業者でしたが、2022年3月4日時点では749事業者に増加しました。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(新電力)による販売電力量は、2016年4月においては約35億kWhと販売電力量全体の5.2%でしたが、2021年11月には132.5億kWhと販売電力量全体の20.9%まで増加しました(第214-1-9)。用途別では、特に高圧、低圧で新電力の割合が増加しており、2021年11月には高圧27.4%、低圧36.5%になりました。2020年度の地域別の割合は、北海道が約20%、東京が約26%、関西が約22%となる一方、沖縄では8%となりました。

また、一般家庭が主な対象となる電力契約の供給者変更(スイッチング)申込件数は、2016年4月末時点では81万9,500件でしたが、全面自由化後5年半以上を経過してもペースは落ちずに2022年2月末時点では2,416万件と2,500万件近くまで増

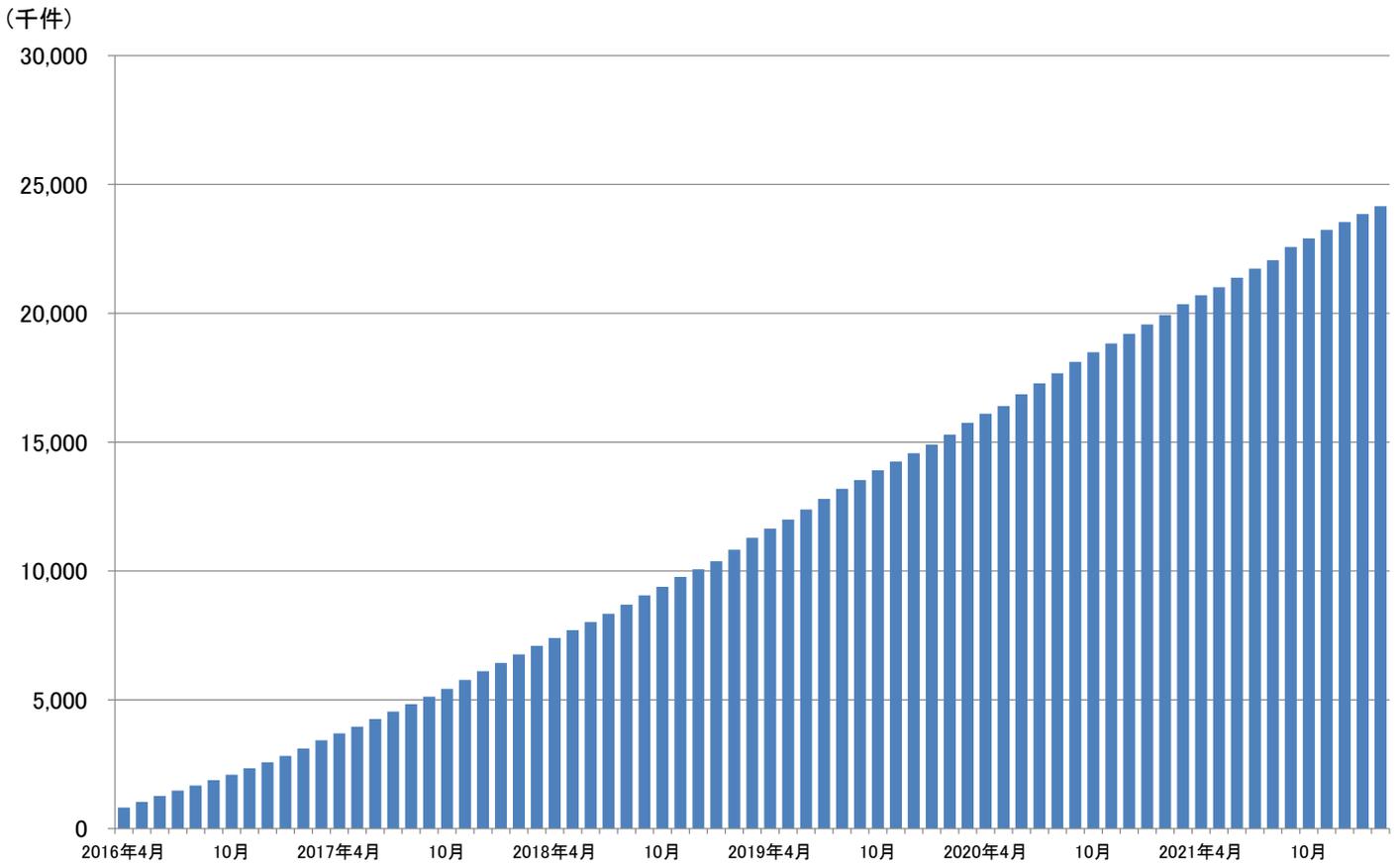
加し、全体の約38.6%が電力契約の切替えを申し込んだこととなります(第214-1-10)。地域別では、2022年2月末時点で、関西で約50%、東京で約49%、北海道で約39%、九州で約26%、沖縄では約13%となっています。

【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



出典: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。

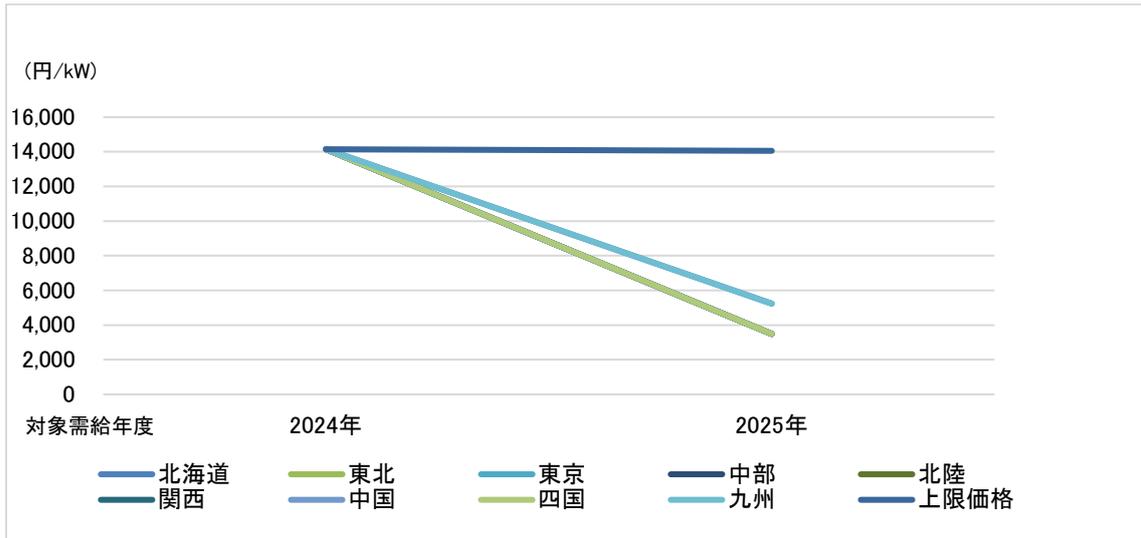
出典:電力広域的運営推進機関「スイッチング支援システムの利用状況について」を基に作成

(5) 容量市場の動向

2020年度からは、容量市場の入札が開始されました。電力小売り全面自由化により、小売電力事業者間での競争は活性化しました。一方で太陽光・風力発電といった再生可能エネルギーには、季節や天候等によって発電量変動するという課題があり、安定的な供給を維持するためには多様な発電所を持ち、供給力を安定化させることは引き続き必要となります。このような背景から、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力の確保や、中長期的な供給力不足に対処することを目的として容量市場が創設されました。発電所等の供給力を金銭価値化し、多様な発電事業者等が市場に参加することを期待される仕組みです。

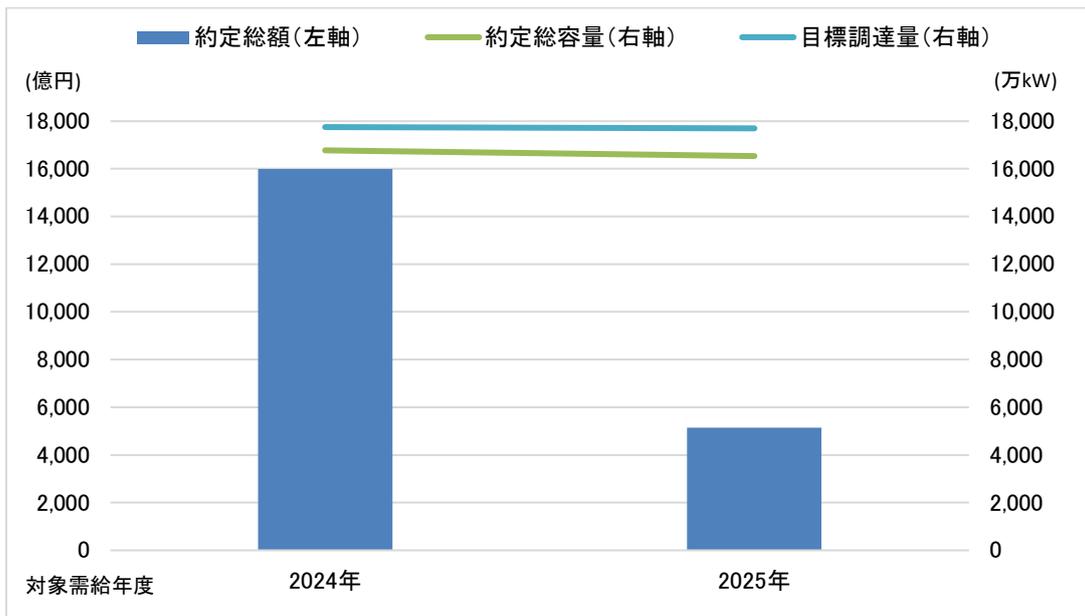
容量市場で取引されるのは、4年後の電力の供給力です。2020年に行われたオークションは、2024年度に供給可能な電源を確保することを目的に行われました。約定価格は、上限価格より1円安い1kWあたり14,137円を記録しましたが、2021年のオークションでは、北海道と九州で5,242円、その他の地域では3,495円と大幅に低下しました。(第214-1-11)。これに伴い約定総額は、2020年の1.59兆円から2021年には5,140億円に低下しました。一方で約定総容量は、目標調達量の90%以上を確保しております。(第214-1-12)

【第214-1-11】容量市場の入札結果の推移(エリア毎の約定価格)



出典: 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

【第214-1-12】容量市場の入札結果の推移(約定総額と総容量)



出典: 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

2. ガス

(1) 全体

我が国のガス供給の主な形態は、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(以下この3つを、「都市ガス事業」という。)、④簡易ガス事業が存在しました。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。)等の形態が存在しました。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4月から事業類型が変更されています(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 ³ m以上のガス供給)を行う。 | |
| 簡易ガス事業 | LPガスポンペ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ガスのポンペ等を集中または個別に設置してガスを製造。 | 戸別のポンペ配送等による供給、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圧の導管を用いて、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 | 戸別のポンペ配送等による供給、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 |

(2) 都市ガス事業

①消費の動向

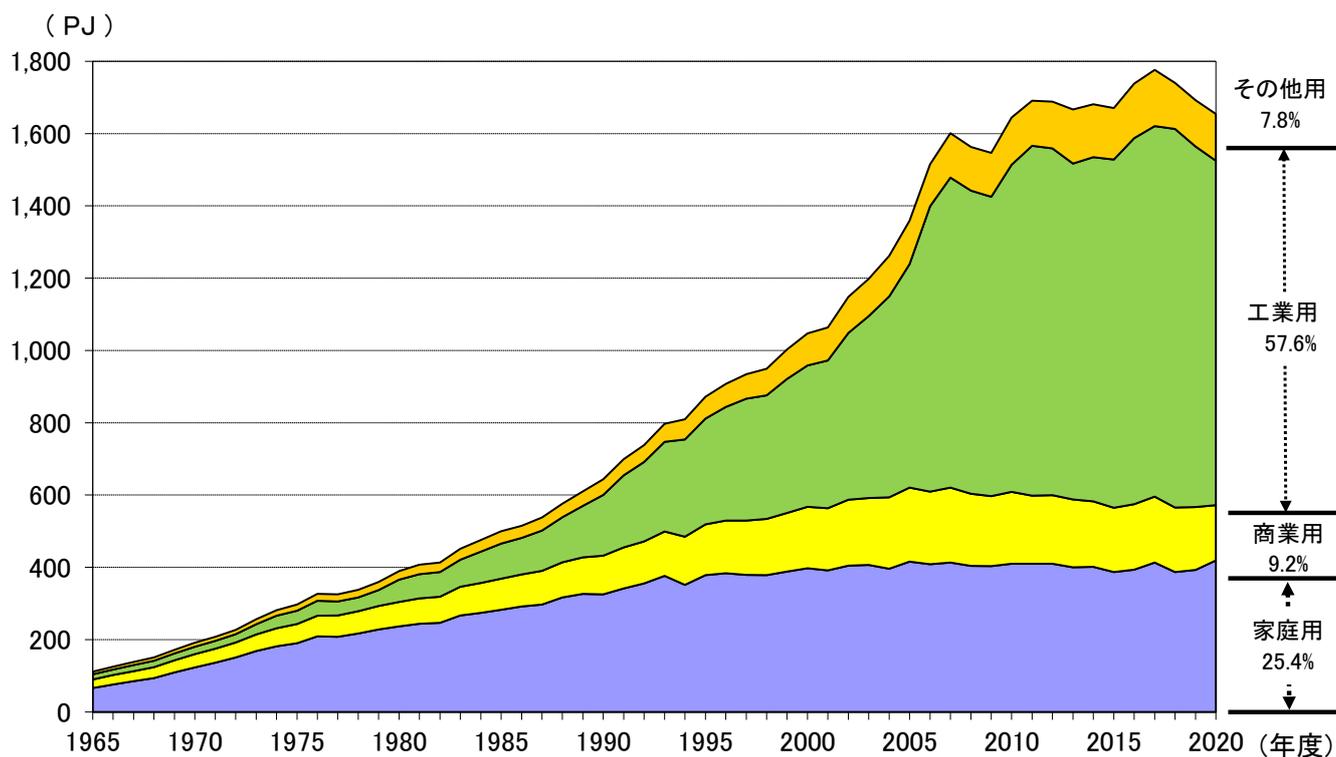
都市ガス事業における消費は、2000年代後半まで、家庭用・工業用・商業用消費のいずれも着実に増加してきました。その構成の推移を見ると、かつて、消費の中心であった家庭用消費のシェアは、1990年代以降、5割を下回る一方、工業用・商業用消費のシェアが急速に増大し、工業用消費のシェアは2006年度には5割を上回りました。2000年代半ば以降は、家庭用、

商業用の消費は微減の傾向にあり、工業用の消費の増加傾向も鈍化しているため、消費総量の伸びは緩やかになりました。2020年度の販売量は、商業用、工業用が前年度より下落した影響により、2.3%減少しました(第214-2-2)。

2001年度から2020年度までの20年間では、家庭用と商業用・その他用は1.1倍に、工業用は2.3倍に拡大しました。

用途別に増減要因を見ると、都市ガス需要家件数の9割強を占める家庭用では、近年、高効率給湯器等省エネルギー機器の普及に伴う需要家当たりの消費量の減少寄与を、継続的な新規需要家の獲得や都市ガス利用機器の普及拡大でカバーしてきました。一方、工業用では、LNGを導入した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年以降、大規模需要家へのガス導入が急速に進んだことに加えて、ガス利用設備の技術進展や地球環境問題への対応等により、需要家当たりの消費量が伸びたことが大幅な消費の増加につながりました。

【第214-2-2】用途別都市ガス販売量の推移



(注1) 全都市ガス事業者。

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

出典: 経済産業省「ガス事業生産動態統計調査」等を基に作成

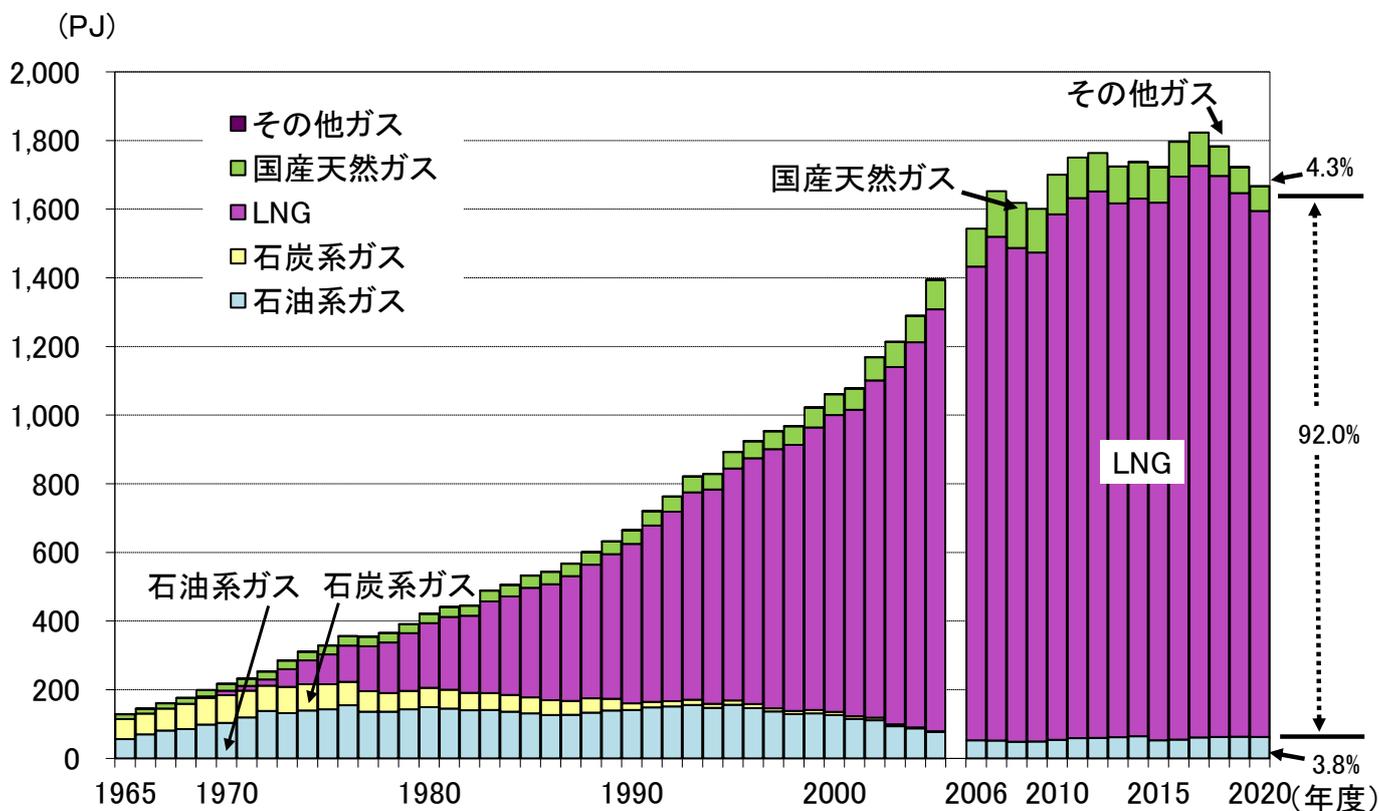
②供給の動向

都市ガス事業における原料は、その主体を石炭系ガスから石油系ガスに、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、その大部分が大手一般ガス事業者を中心としたLNG輸入プロジェクト(海外の産出先との長期契約)により調達されてきました。原料に占める天然ガスの割合は年々高まり、1980年代に入って50%を超え、2020年度では、約96%を占めました(第214-2-3)。

また、ガス事業者の供給ガスの調達方法としては、大手事業者等では上記のように海外からLNGを調達していますが、石油系のガスを主な原料としている事業者では石油元売りからLPガスを調達しています。他の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、ガス供給インフラであるパイプライン網は、我が国の場合、これまで消費地近傍に建設したLNG基地等のガス製造施設を起点としたものとなっています。一部の地域において、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はある程度発達していますが、基本的には、消費地ごとに独立したパイプライン網となっています。

【第214-2-3】原料別都市ガス生産・購入量の推移



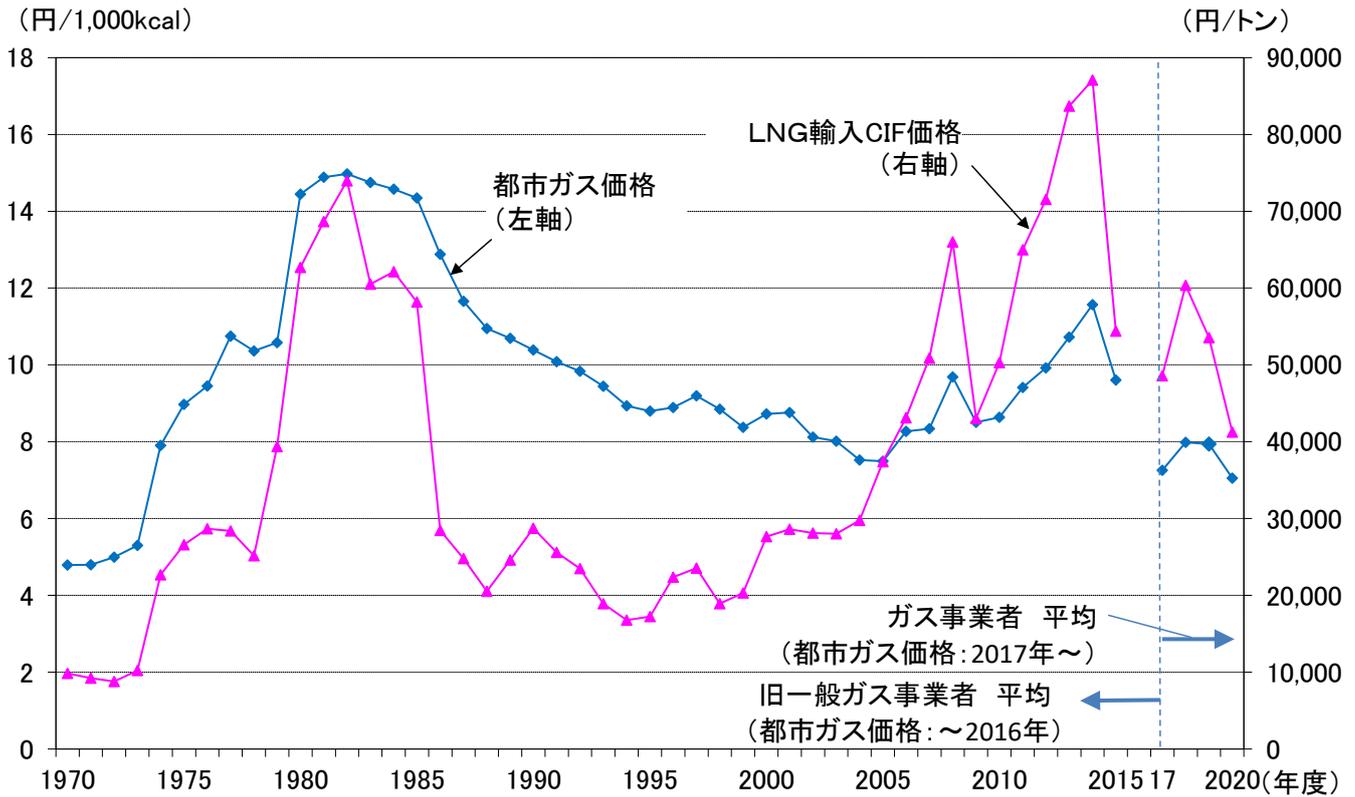
(注)2005年度までは一般ガス事業者のみ。2006年度以降は全都市ガス事業者。

出典:日本ガス協会「ガス事業便覧」、経済産業省「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、石油危機後に急上昇しましたが、1983年度以降、低下傾向にありました。規制料金である都市ガス小口料金部門においても、1995年の部分自由化の開始後、大手事業者を中心として数度の料金改定が実施され、価格が引き下げられました。また、都市ガスの平均販売単価(m³当たりの販売価格)は、1995年度から2004年度まで、LNG輸入価格の上昇傾向等を受けて原料費が上昇したものの、労務費等のコスト削減努力や大口需要家の増加等を背景に低下傾向をたどりました。その後、2005年度以降、LNG輸入価格の大幅な上昇の影響を吸収できず、都市ガス価格は上昇傾向に転じました。2009年度には、世界的な景気後退によるLNG輸入価格の下落があり、都市ガス価格も低下しましたが、2010年度以降のLNG輸入価格の上昇に伴い、都市ガス価格も上昇し、2014年度は1987年度以来の最高値となりました。2015、2016年度は国際原油価格下落を受けたLNG輸入価格の下落により、都市ガス価格は2年連続で低下し、2016年度には2005年度以来の低水準となりました。2017、2018年度はLNG輸入価格の上昇に伴い都市ガス価格は2年連続で上昇しましたが、2019年度にはLNG供給量の増加に伴いLNG輸入価格は下落し、都市ガス価格は低下しました。2020年度はCOVID-19の影響による世界的なガス需要の減少を受け、LNG輸入価格が低下し、都市ガス価格は低下しました。(第214-2-4)。

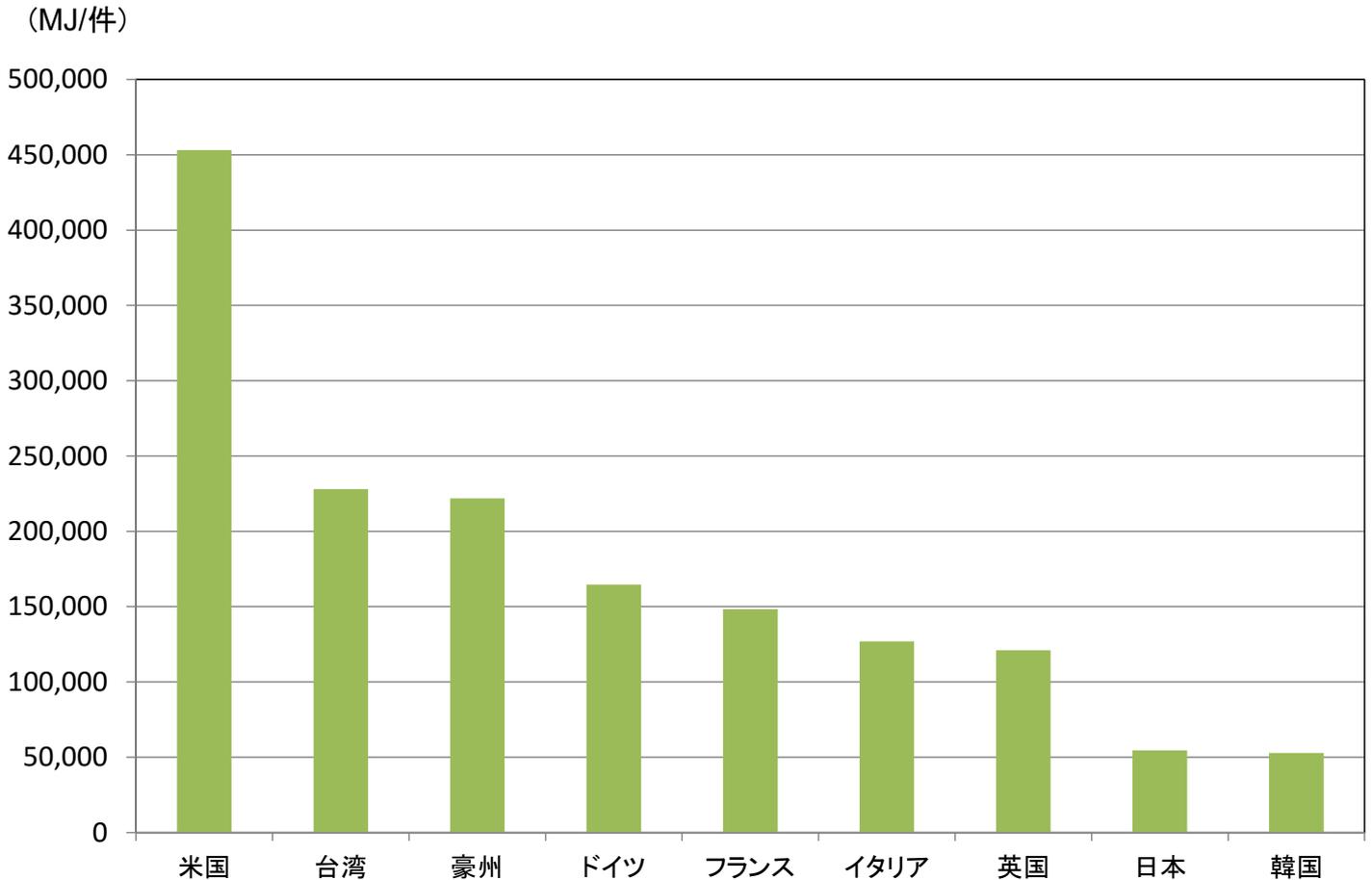
【第214-2-4】都市ガス価格及びLNG輸入価格の推移



出典:日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」、電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」を基に作成

ガス料金を国際比較すると、部分自由化後は内外価格差が縮小していましたが、近年のシェールガスの生産増加により北米との価格差が拡大しており、我が国のガス料金は欧米先進国と比べ、家庭用は約1.3～3.0倍、産業用は約1.1～3.6倍となりました(「第2部第2章第4節5.ガス料金の国際比較」参照)。これは、欧米と比較した際、天然ガスの輸送形態が複雑なこと(LNGで輸入後、再気化するものが大半であり、国産天然ガスのパイプライン供給はわずか)、需要家1件当たりの使用規模が欧米の2.2分の1から8.3分の1と小さいこと及び導管埋設の施工環境(特に市街地における工事帯延長の確保の問題、他埋設物との輻輳(ふくそう)による導管の浅層埋設の困難等)が厳しいこと等の理由によります。

【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(2019年)



出典:日本ガス協会「ガス事業便覧」を基に作成

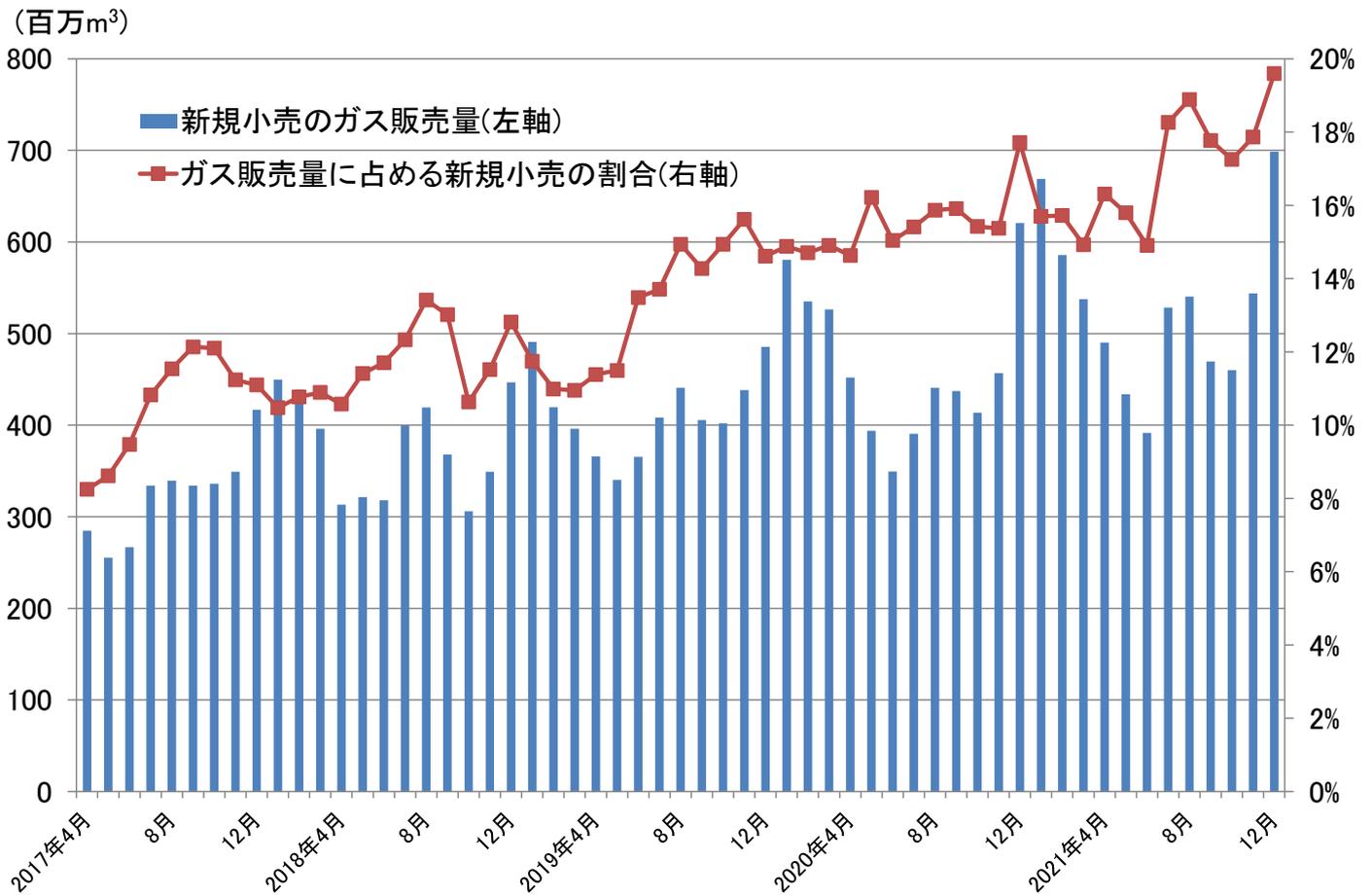
④都市ガス小売全面自由化の動向

2017年度から都市ガスの小売業への参入が全面的に自由化されました。都市ガスの小売自由化は1995年に始まり、はじめは大規模工場等が都市ガス会社を自由に選べるようになりました。その後、小売自由化の対象が、中小規模工場や商業施設等へと拡大していき、そして2017年4月からは、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。

ガス小売事業者(新規小売)による都市ガス販売量は、2017年4月には2.8億 m^3 と全体の8.2%でしたが、2021年12月には7.0億 m^3 と全体の19.6%まで増加しました(第214-2-6)。用途別では、特に工業用での新規小売の割合がけん引しており、2021年12月には23.2%となっています。2021年12月時点の地域別では、東北で47.2%、近畿で24.3%、関東で15.1%、中部・北陸で12.2%、九州・沖縄で25.1%となった一方、その他の中国・四国、北海道では1桁台でした。

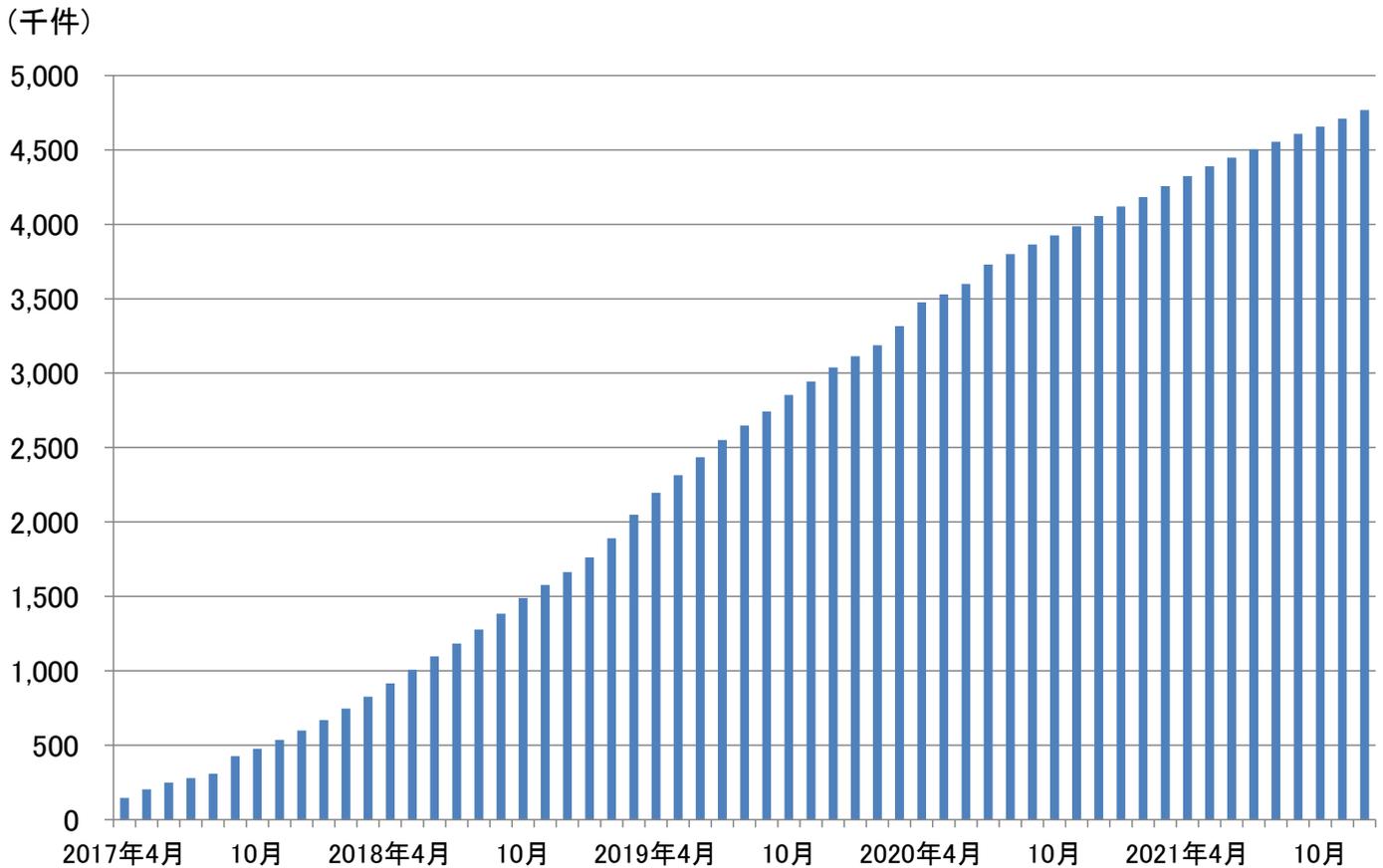
また、一般家庭が主な対象となる都市ガス契約の供給者変更(スイッチング)申込件数の推移は、2017年4月末時点では147万6,209件でしたが、全面自由化後1年を経過してもペースは落ちずに、2021年12月末時点では476万7,663件にまで増加し、全体の約18%が都市ガス契約の切替えを申し込んだことになりました(第214-2-7)。地域別では、近畿では約24%、関東で約19%、中部・北陸で約18%、九州・沖縄で約12%になりました。一方、2021年12月末時点で北海道、東北、中国・四国ではまだスイッチングの発生はありません。

【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



出典: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)各月末時点の累計件数。

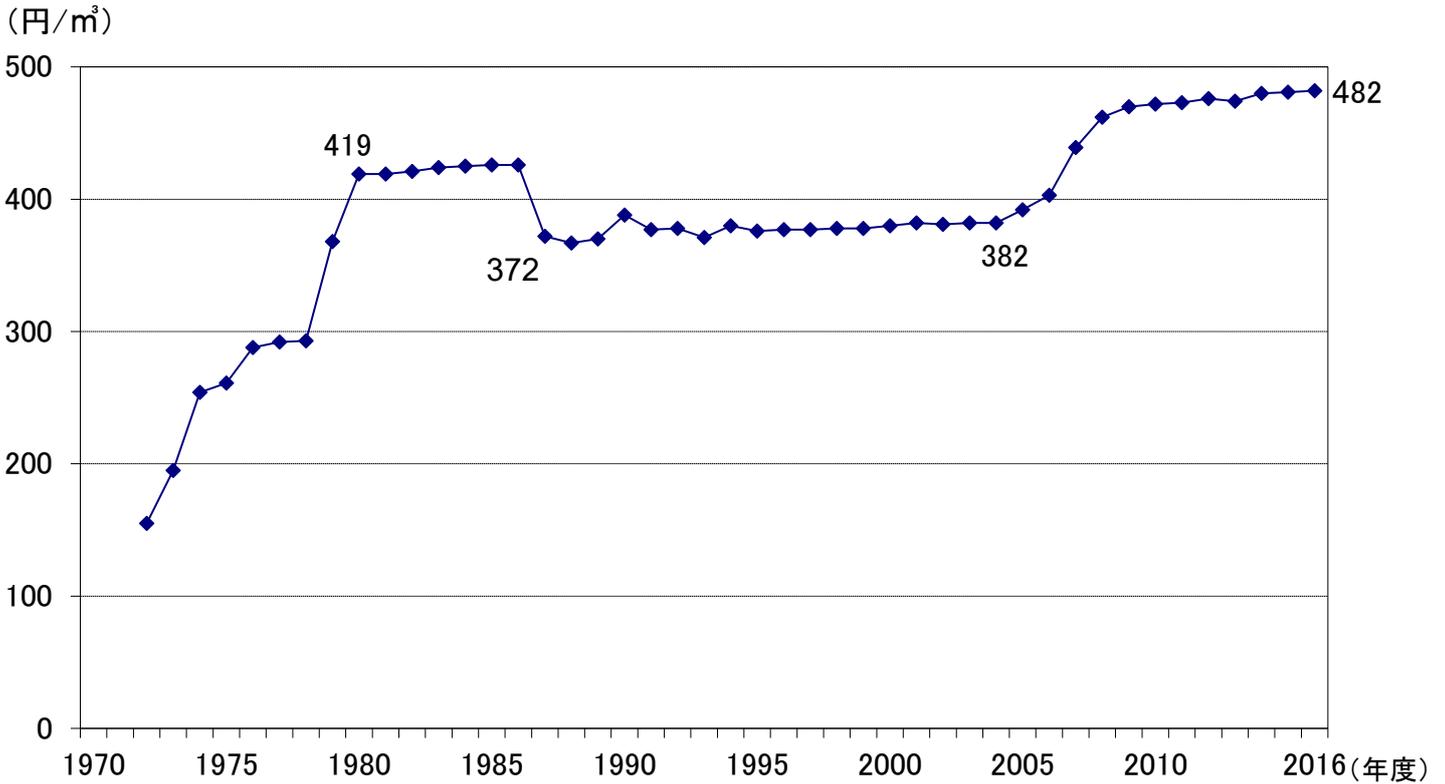
出典:資源エネルギー庁「スイッチング申込件数」、電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報結果」を基に作成

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、法律上、旧簡易ガス事業³⁴は「ガス小売事業」の一部となりました。旧簡易ガス事業における消費は、1970年の制度創設以来、家庭用を中心に着実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、2021年3月末時点、事業者数で1,243事業者であり、その供給地点群数は7,296地点群(計約181万地点)でした。2020年の年間生産量(販売量)は、14,112万 m^3 で、調定数当たりの全国平均販売量は10.56 m^3 /月でした。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、2020年の年間用途別販売量は家庭用が93.2%を占め、残りが商業用等の用途となりました。旧簡易ガスの料金は石油危機後に急上昇し(1980年度419円/ m^3)、1987年度に低下に転じた以降(1987年度372円/ m^3)、2004年度までほぼ横ばいで推移してきましたが(2004年度382円/ m^3)、2005年度以降上昇し近年は横ばい傾向にありました(2016年度482円/ m^3) (第214-2-8)。

³⁴ 簡易ガス事業とは、ガス事業法に基づき許可を受けた簡易ガス事業者が、「一般の需要に応じ、政令で定める簡易なガス発生設備においてガスを発生させ、導管によりこれを供給する事業であって、一の団地内におけるガスの供給地点の数が70以上のものをいう。」とされていました。

【第214-2-8】旧簡易ガス事業全国平均価格の推移



出典:日本ガス協会「ガス事業便覧」を基に作成
 ※2017年以降データ更新無し

(3)LPガス販売事業

①需給の動向

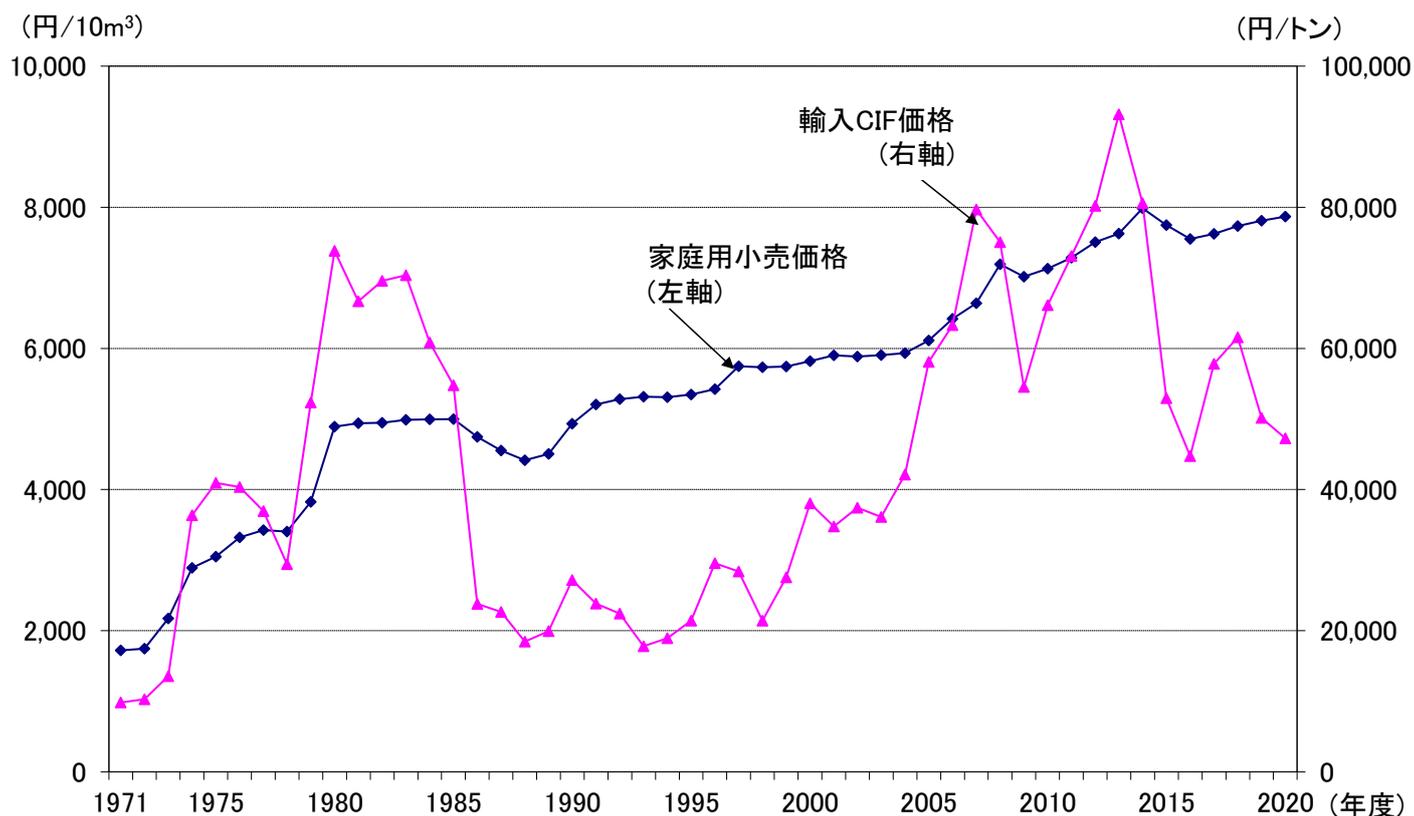
LPガスは全国世帯の半数で使用されているほか、タクシー等の自動車用、工業用、化学原料用、都市ガス用、電力用等、幅広い用途に使われる等、国民生活に密着したエネルギーです。

LPガスは、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・業務用、ブタンガスは主として産業用、自動車用に使用されています。

②価格の動向

家庭用LPガスの料金は、電気・都市ガスの規制料金とは異なり、販売事業者がそれぞれの料金計算方法によって料金を設定する方式になっています。家庭用LPガスの小売価格は上昇傾向が続いています（第214-2-9）。これは、家庭用LPガス価格の構成を見ると小売段階での配送費、人件費、保安費等が63.3%²⁵を占めているためであり、小売価格低減のためには、各流通段階、とりわけ小売段階での合理化・効率化努力が求められます。2020年度においてもLPガス輸入価格は下落したものの、小売価格は同0.8%上昇しました。

【第214-2-9】LPガス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。

出典:財務省「日本貿易月表」、総務省「小売物価統計調査」、石油情報センター「価格情報」等を基に作成

3. 熱供給

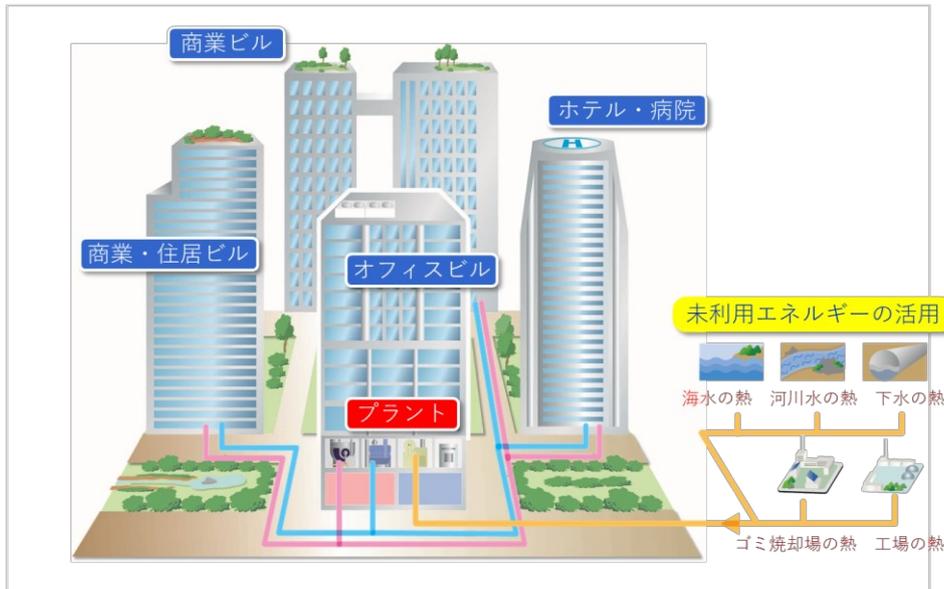
熱供給事業とは、「熱供給事業法(昭和47年法律第88号)」に基づき、21 GJ/h以上の加熱能力を持つ設備を用いて、一般の需要に応じて熱供給を行う事業を指します。一般的には地域冷暖房などと呼ばれ、一定地域の建物群に対し、蒸気・温水・冷水等の熱媒を熱源プラントから導管を通じて供給します(第214-3-1)。

熱供給事業は、それぞれの施設・建物が個別に冷温水発生機等の熱源設備を設置する自己熱源方式とは異なり、供給地区内に設置された熱源プラントで熱供給を集約して行うことにより省エネルギー、環境負荷の低減といった効果が得られます。さらに、都市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、施設・建物間でのエネルギー融通、未利用エネルギーの活用等、エネルギーの面的利用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。そのほか、各建築物内に熱源設備や屋上へ冷却塔を設置する必要がなくなるため、震災時等の二次災害防止や屋上へリポートの設置を行うことができます。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など災害に強いまちづくりに資する事業です。

我が国の熱供給事業による2020年度の販売熱量は 21×10^{15} J、2021年3月末現在で供給延床面積は5,543万m²となりました(第214-3-2)。販売熱量を熱媒体別に見ると、冷熱需要が55%、温熱が42%、給湯・直接蒸気が3%となりました。使用燃料は、都市ガスが67%、電力が17%、排熱他が16%でした。

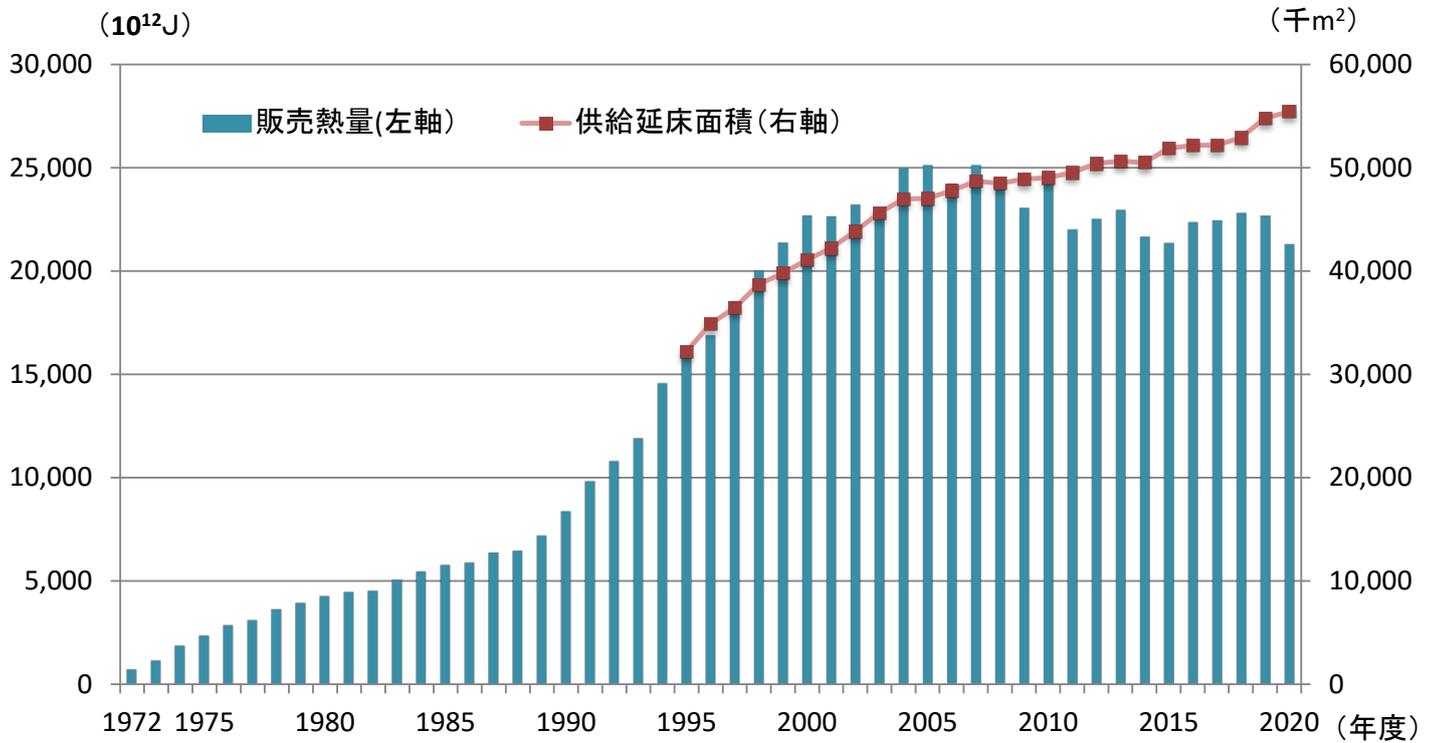
近年、海水、河川水、下水、清掃工場排熱等の「未利用エネルギー」を利用する形態や、コージェネレーションシステムの活用等の形態も出てきました。こうした未利用エネルギーやコージェネレーションシステムを活用することにより、エネルギーの総合的な有効利用や熱源システムの効率化が進んできました。

【第214-3-1】熱供給事業の概要



出典: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



出典:日本熱供給事業協会「熱供給事業便覧」を基に作成

(1)消費の動向

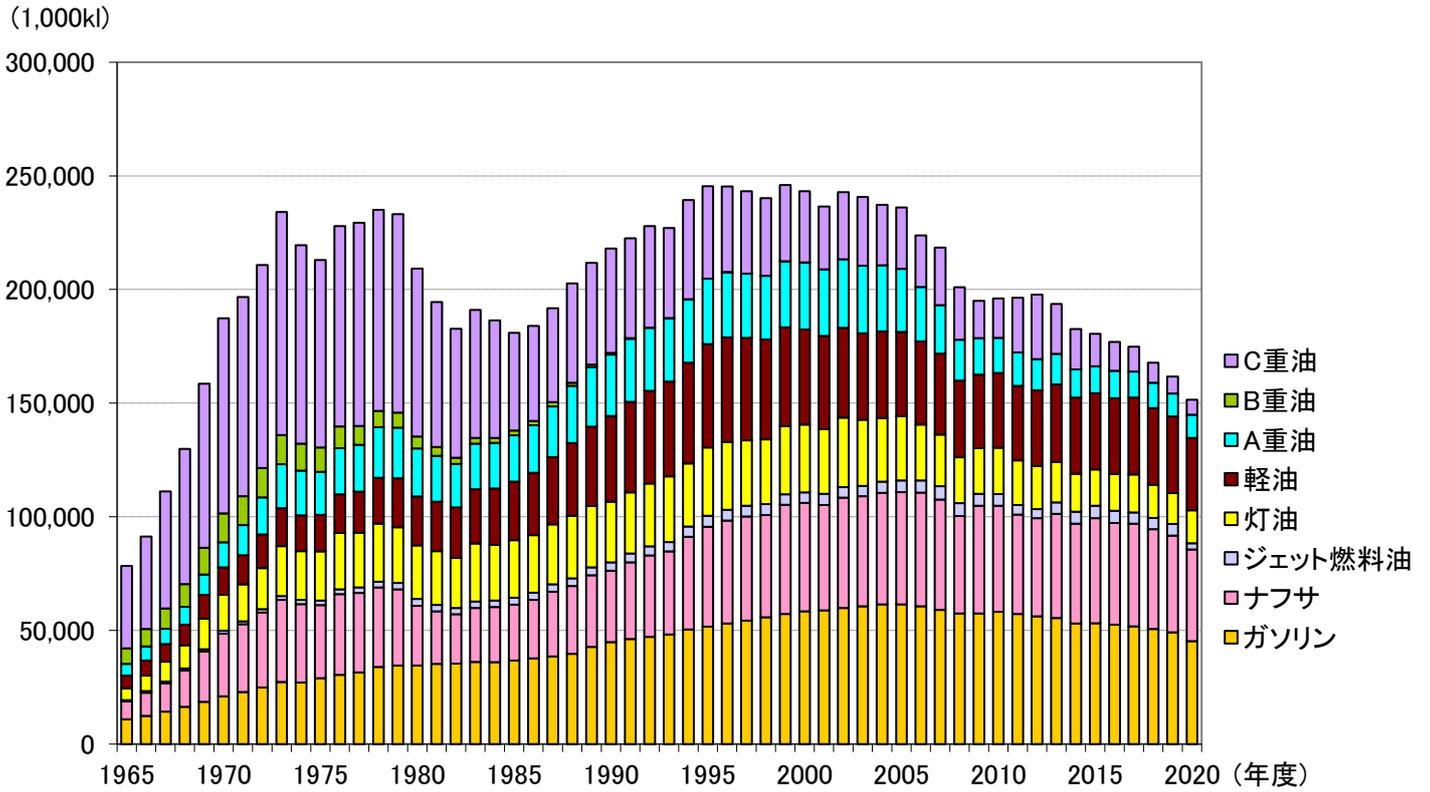
我が国の石油製品消費の推移を見ると、第一次石油危機までは急激な右肩上がり伸びてきましたが、二度にわたる石油危機を踏まえ、エネルギーセキュリティの観点から石油代替と利用効率の向上を進め、燃料油の販売量は減少に転じました。その後、1986年度以降は原油価格の下落、円高等の影響により石油製品価格が低下したため、消費が増加しました。1990年代半ば以降はほぼ横ばいに推移しましたが、2003年度頃から2009年度まで減少傾向となりました。東日本大震災後は原子力発電の稼働停止により、老朽化した石油火力が緊急的に運転され、2011年度、2012年度と石油製品の消費は増加しました。2013年度以降は運輸部門の石油消費の減少等も影響し、再び減少傾向となっています。2020年度はCOVID-19蔓延防止のための外出自粛等の影響により、輸送用燃料の需要が減少したことが主な要因で、石油製品合計の消費量は前年度比6.2%減の1億5,154万kLとなりました。

油種別構成を概観すると、自動車の保有台数が伸びたことによるガソリン・軽油の販売量比率の上昇、石油化学産業の生産の伸びに応じたナフサの販売量比率の上昇、ジェット燃料の消費量増加等、いわゆる白油化が進んできました。2020年度の販売比率は、ガソリンが29.8%、ナフサが26.6%、軽油が21.0%となりました。

B重油及びC重油の販売量比率は、第一次石油危機前は5割以上でしたが、1980年代以降、製造業の省エネルギー化による需要減少や石炭、天然ガス等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り販売量は減少し、石油製品全体に占める割合は、2009年度には8%となりました。東日本大震災以降は、原子力発電量減少による石油火力の稼働率上昇の結果、2012年度は14%まで上昇しましたが、再生可能エネルギーの増加や原子力発電所再稼働による発電用C重油の需要減の影響もあり、2020年度は4.4%まで低下しました(第214-4-1)。

石油製品の用途は、自動車の燃料が最も大きな比率を維持しており、2018年度現在、43.5%となっています。また、1990年代前半に電力用と化学原料用の消費が逆転して以降は、化学原料用が自動車燃料に次いで大きな消費となっています(第214-4-2)。

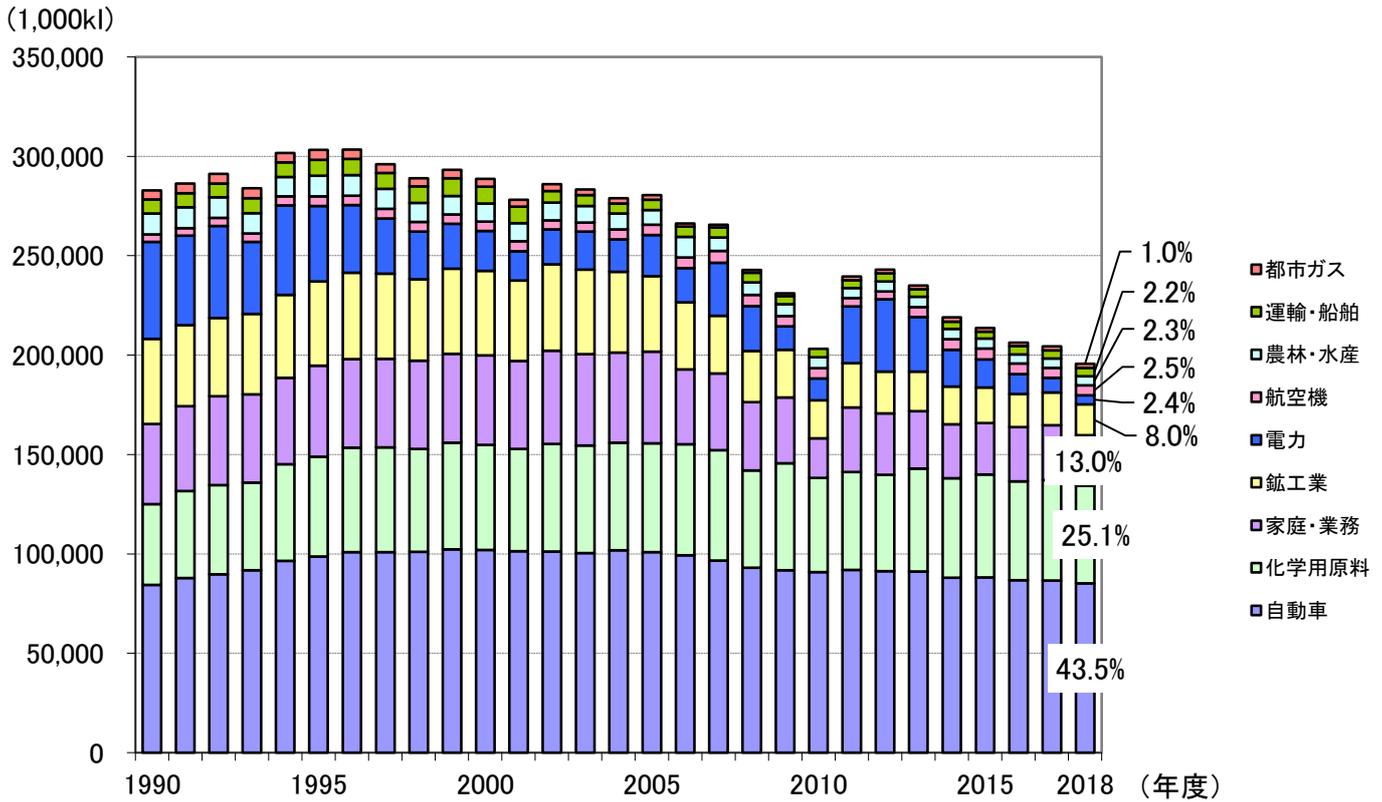
【第214-4-1】燃料油の油種別販売量の内訳



(注)2002年1月よりB重油はC重油に含まれる。

出典:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

【第214-4-2】石油製品の用途別消費量



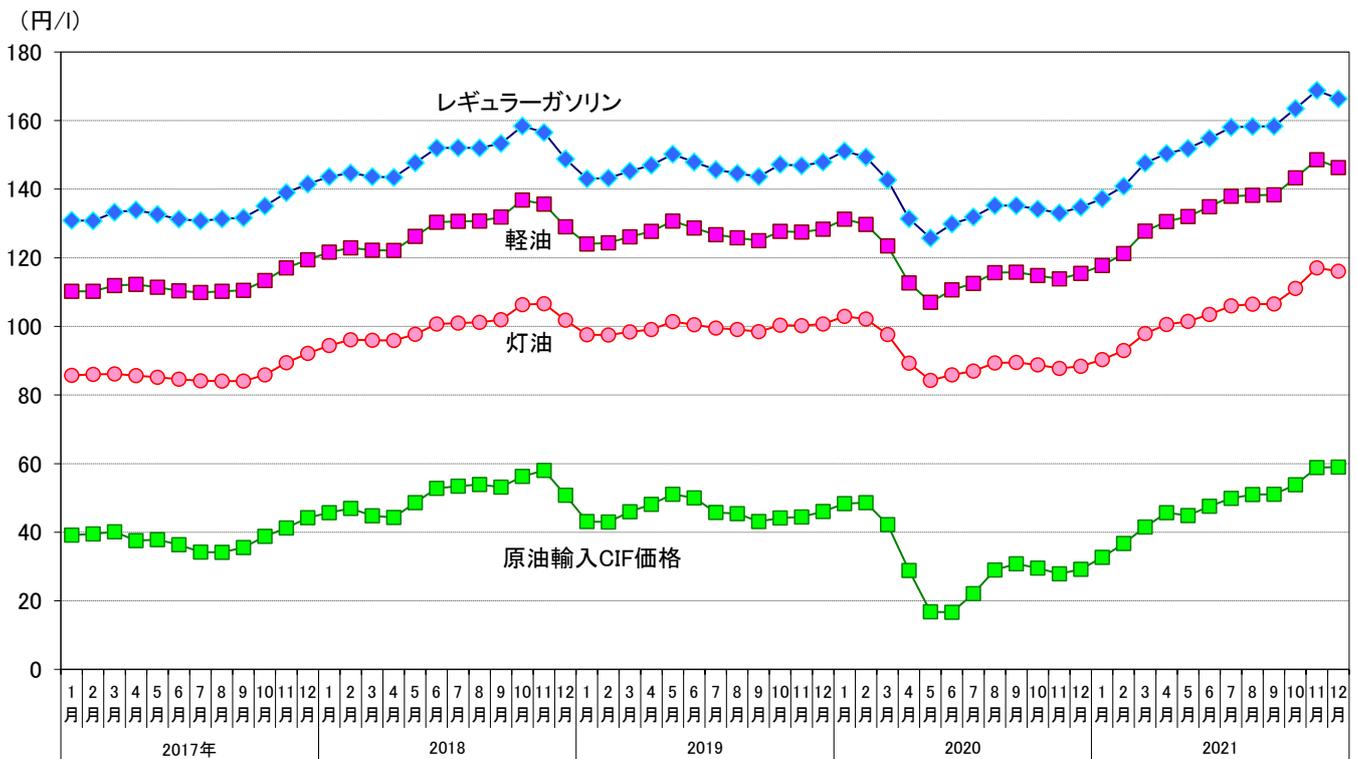
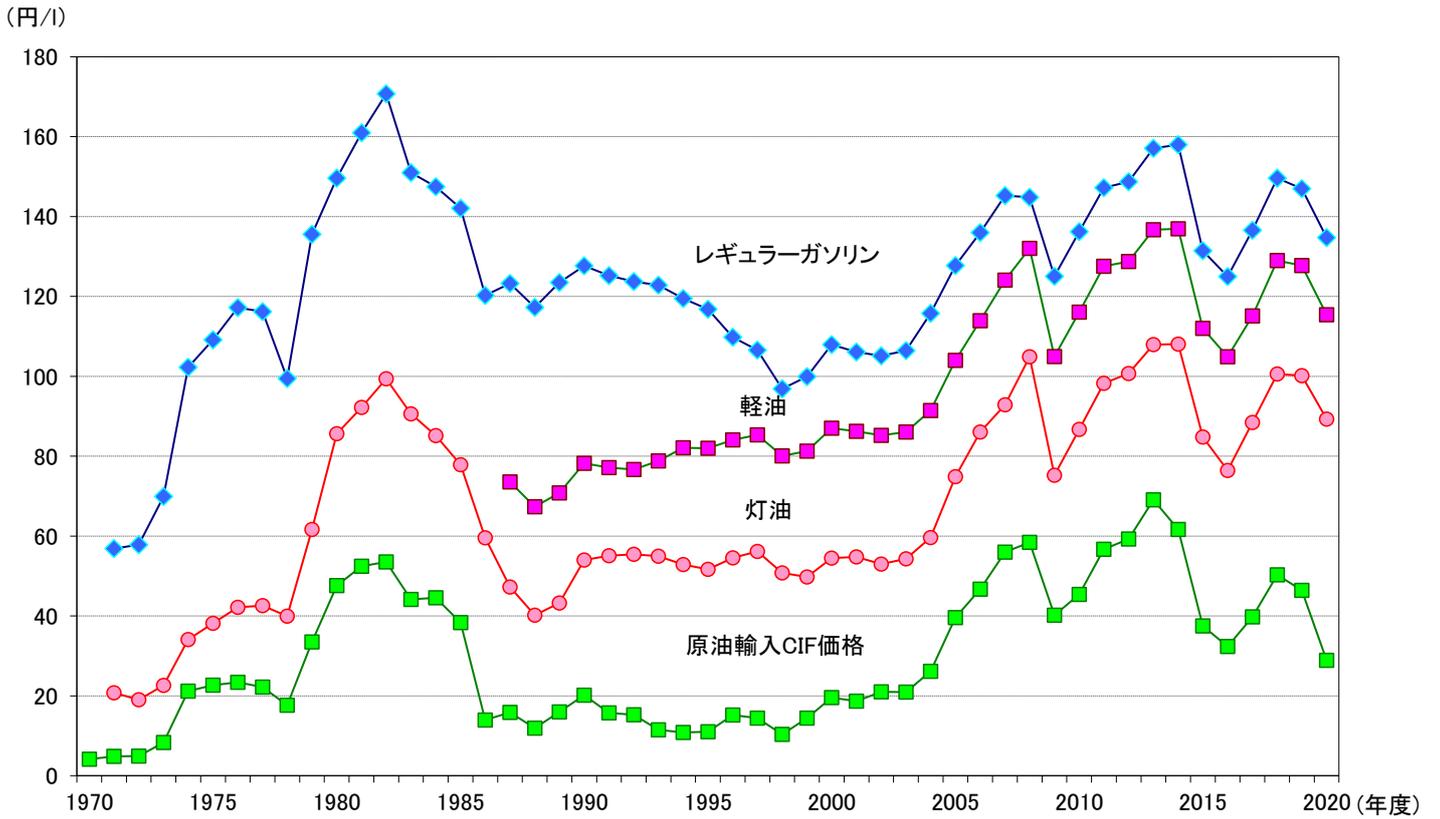
(注) 端数処理の関係で合計100%にならない場合がある

出典:石油連盟「今日の石油産業データ集」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、原油から蒸留・精製されて生産されるため、価格動向が原油にほぼ連動しています。「特定石油製品輸入暫定措置法(昭和60年法律第95号)」廃止の検討が開始された1994年初頭以降、日本の石油製品価格はガソリンを中心に大幅に低下しました。しかしながら、2003年度後半以降は、中国の石油消費・輸入が増える等世界の需要が拡大したこと、これに対する原油供給が伸び悩んだこと等が影響し、世界的に原油価格は上昇の推移をたどりまし。また、これには、イラクやイラン等、一部の産油国の情勢混乱による原油供給に対する不安や、世界的な過剰流動性を背景に資金が原油先物市場に流出入したこと等も影響を及ぼしています。価格は上昇を継続していましたが、2008年9月には、リーマンショックの世界的な実体経済への波及等を背景に原油輸入価格は大きく下落しました。その後は、各国による景気刺激策等による経済の回復に応じて上昇に転じ、2014年半ばで上昇傾向が続きました。しかし、シェールオイルの増産や中国の景気後退懸念、OPECの減産見送り等により、2014年後半から大きく下落しました。2016年度は世界経済の緩やかな回復や、2016年12月のOPEC総会およびOPEC・非OPEC閣僚会議で15年ぶりの減産合意もあり、再び上昇に転じました。その後価格は緩やかな上昇を続けたのち、米国によるイラン原油禁輸の適用除外措置発表等の影響により2018年12月頃から下落しました。その後は小幅な動きが続きましたが、2019年後半には米国シェールオイルの増産、2020年に入ってからCOVID-19蔓延防止のための都市封鎖(ロックダウン)による世界的な石油需要減少等もあり、需給が緩んだことから大きく下落しました。価格下落を受けOPECとロシア等非OPEC産油国からなるOPECプラスの大規模な協調減産が実施され、価格は再び上昇傾向になっています。2021年12月現在、原油の輸入価格は約59円/Lとなっています。また、ガソリン小売価格は166円/L、軽油小売価格は146円/L、灯油小売価格(配達)は116円/Lという水準です。(第214-4-3)。

【第214-4-3】原油輸入価格と石油製品小売価格



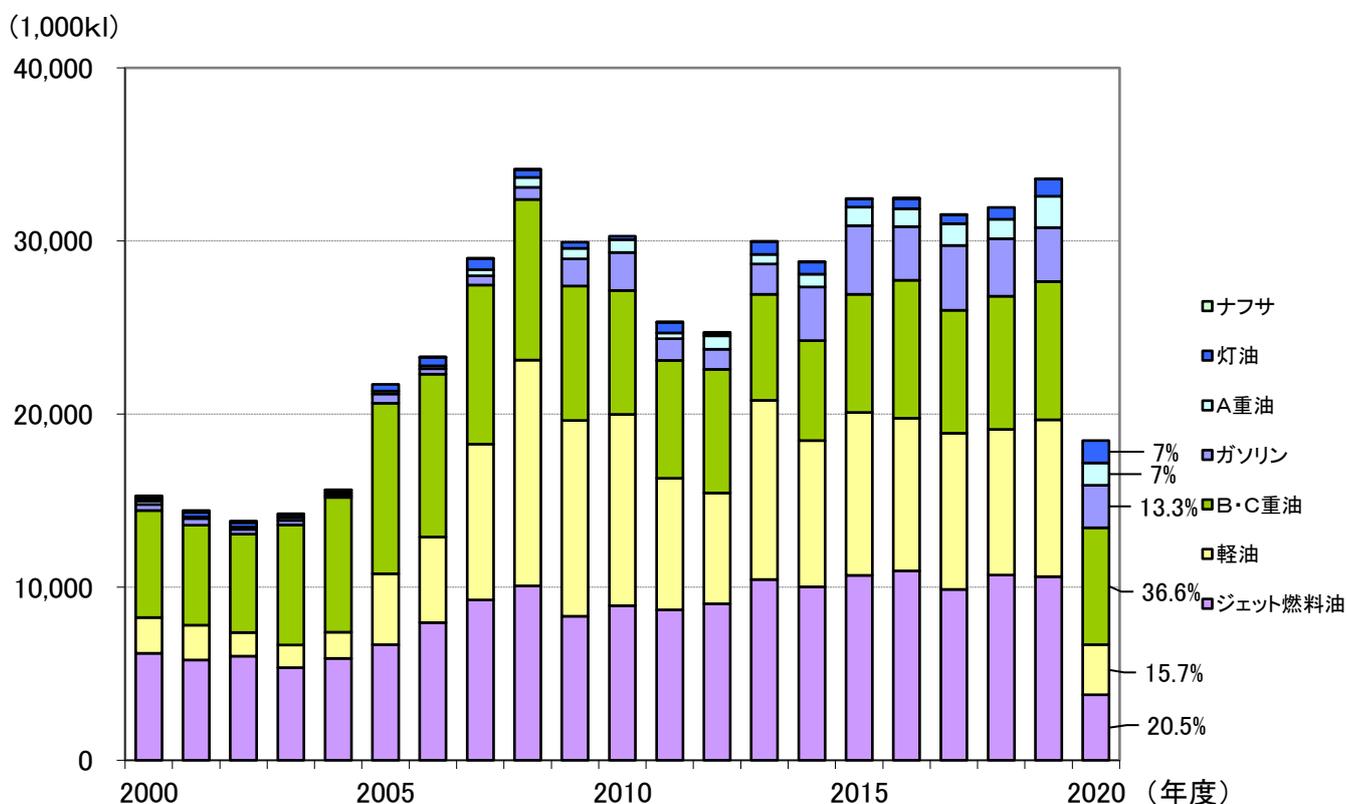
出典:日本エネルギー経済研究所石油情報センター資料、財務省「日本貿易統計」を基に作成

(3)石油製品輸出の動向

我が国の石油製品の国内需要は緩やかな減少傾向にあり、今後も国内の人口減少もあって長期的に精製設備能力の余剰が増えると見込まれるため、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、燃料油生産は2000年度の225,105千kLから2020年度は133,451千kLに減少しました。その一方で、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、各種石油製品の輸出を行ってきました。2020年度の燃料油の輸出量は前年度比45.0%減少の18,483千kLとなりました。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、B・C重油には外国航路を行き来する船舶に日本で生産した燃料を供給したものが輸出量として計上されています。2020年度は海外を往復する航空機の運航が減少したため、ジェット燃料の輸出量は前年比64.4%減少しました。(第214-4-4)。

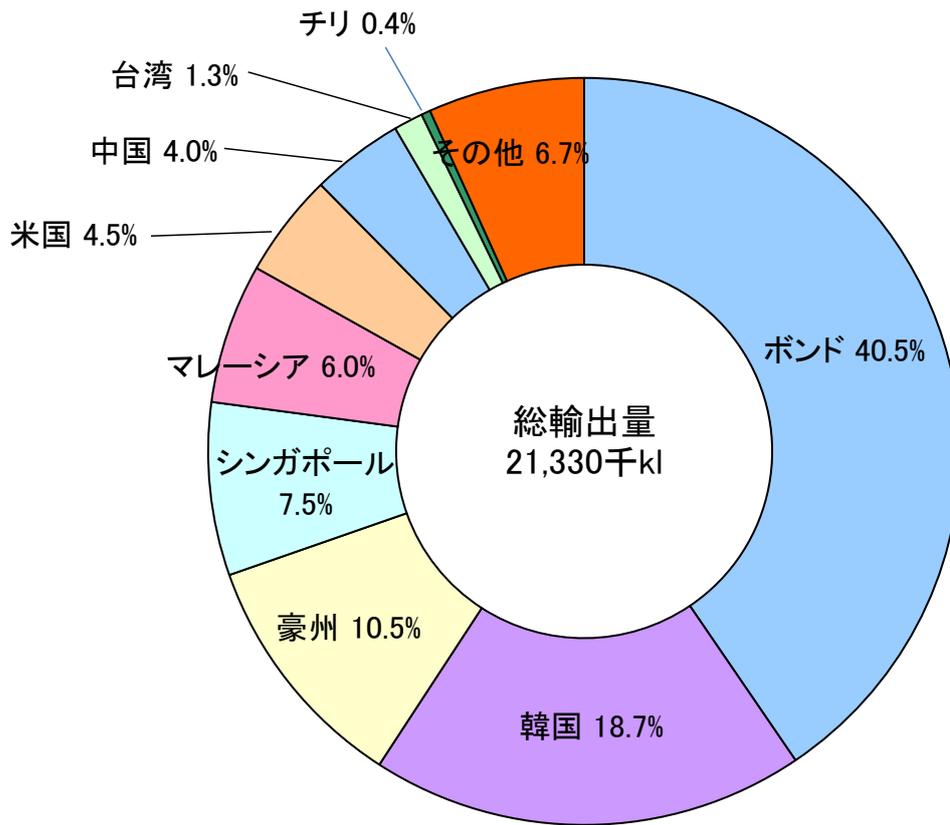
2020年度の燃料油の輸出先については、海外を往復する航空機や船舶向け(ボンド)の比率が40.7%となっており、ボンド以外を国別にみると韓国、豪州、シンガポール等アジア・オセアニア向けが上位を占めています。(第214-4-5)。

【第214-4-4】燃料油の油種別輸出量の推移



出典:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

【第214-4-5】燃料油の輸出先(2020年度)



(注)ボンドは外航船舶と国際線航空機向け供給分。

出典:経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成

第2章
国際エネルギー動向

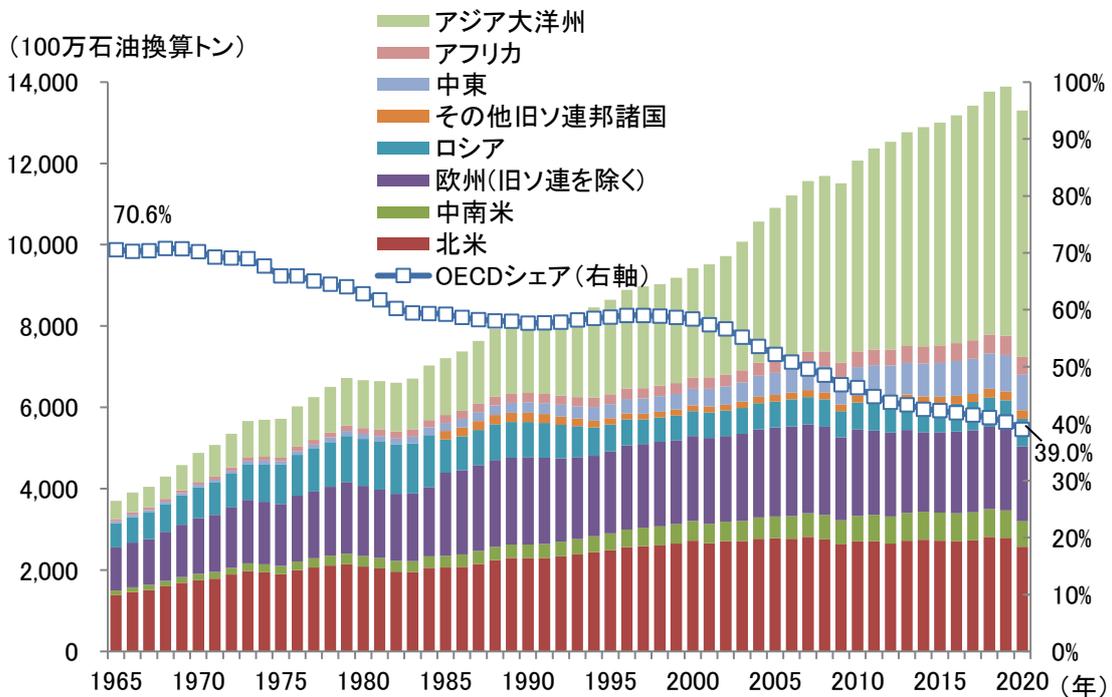
第1節

エネルギー需給の概要等

○エネルギー需給の概要

世界のエネルギー消費量(一次エネルギー)は経済成長とともに増加を続けており、石油換算で1965年の37億トンから年平均2.3%で増加し続け、2020年には133億トンに達しました。但し、2020年世界のエネルギー消費量は、COVID-19の影響で前年比4.3%減少し、1945年以降最大の減少となりました。2000年代以降、アジア大洋州地域は新興国がけん引して消費量の伸びが高くなっています。一方、先進国(OECD諸国)では伸び率は鈍化しました。経済成長率、人口増加率ともに開発途上国と比較し低く止まっていることや、産業構造の変化や省エネルギーの進展が影響しています。この結果、世界のエネルギー消費量に占めるOECD諸国の割合は、1965年の70.6%から2020年には39.0%へと約32ポイント低下しました(第221-1-1)。

【第221-1-1】世界のエネルギー消費量の推移(地域別、一次エネルギー)



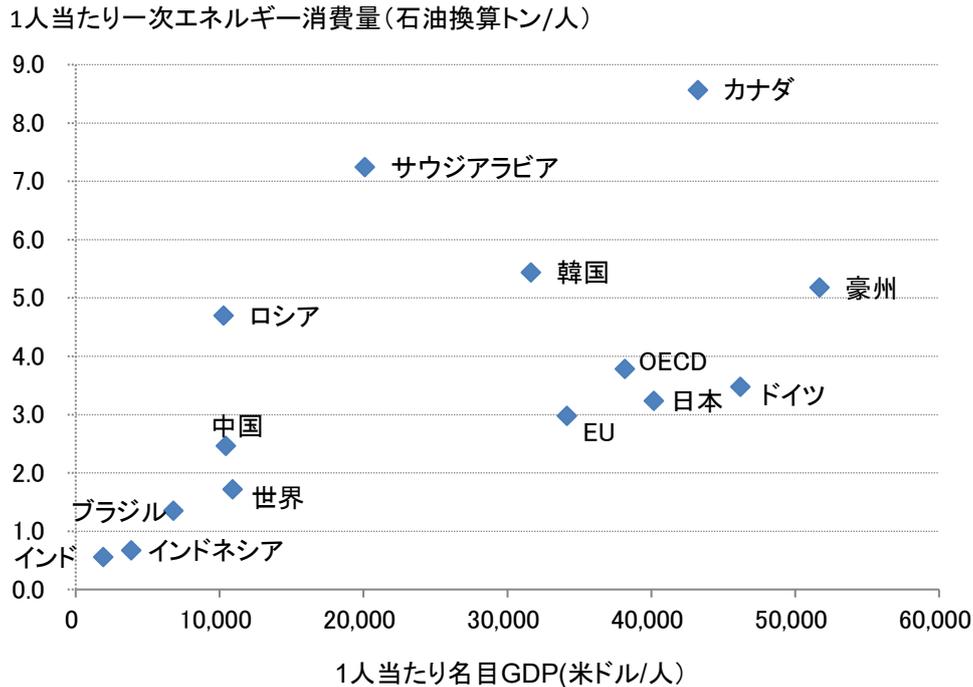
(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソ連邦諸国を含む。

(注) 1985年以降の欧州には、バルト3国を含む。

出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

ここで1人当たりのGDPとエネルギー消費量の関係を見てみましょう。一般的に経済成長とともにエネルギー消費が増加するため、今後途上国の経済が成長することでエネルギー消費も増えていきます。一方、ドイツとカナダを比較してみると1人当たりのGDPはほぼ同じですが、1人当たりのエネルギー消費量は大きく異なることも分かります。国によって気候や産業の構造が違うので一概には言えませんが、エネルギー効率の違いがこの差を生み出す原因の一つになっています。現在主流の化石エネルギーは無尽蔵ではなく、また化石エネルギーを大量に消費すると二酸化炭素の排出量も増えてしまいます。そのため、特に今後エネルギー消費量が大きく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とても重要であり、また日本を含む先進国が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)。

【第221-1-2】1人当たりの名目GDPと一次エネルギー消費量(2020年)

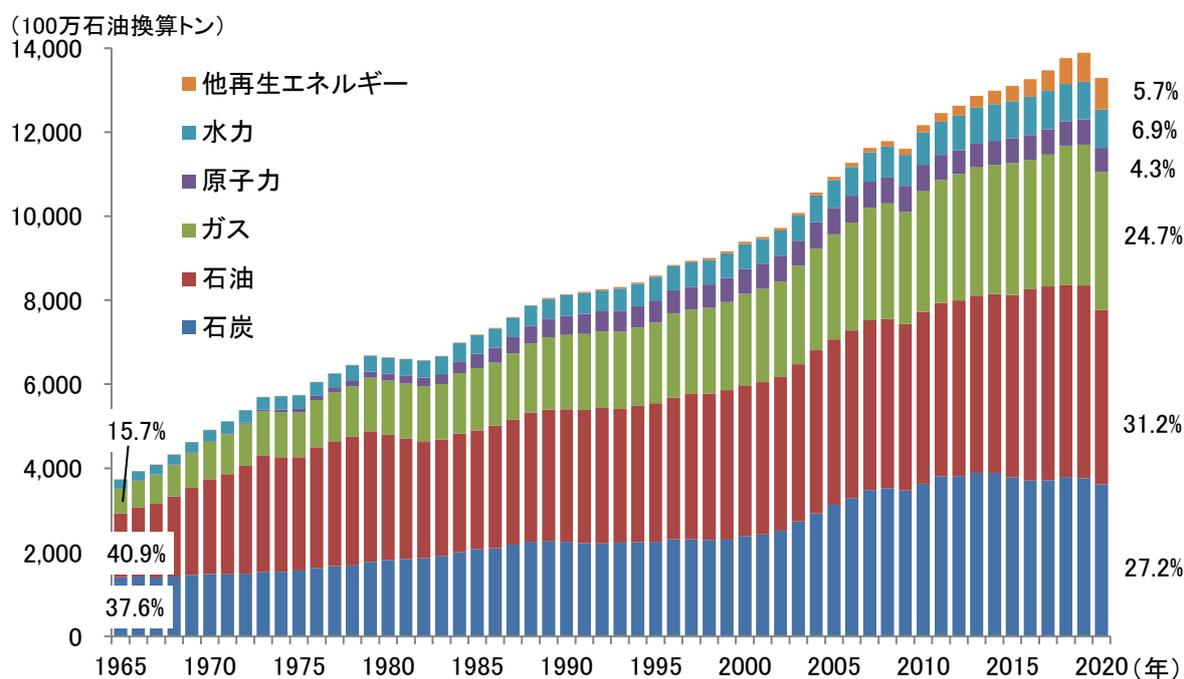


出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」、世界銀行「World Bank Open data」を基に作成

次に、世界のエネルギー消費量(一次エネルギー)の動向をエネルギー源別に見てみます。石油は今日までエネルギー消費の中心となってきました。発電用を中心にほか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、石油消費量は1965年から2020年にかけて年平均1.8%で増加し、依然としてエネルギー消費全体で最も大きなシェア(2020年時点で31.2%)を占めています。但し、2020年世界の石油消費は、COVID-19の影響で前年対比で減少しました。この同じ期間に、石炭は年平均1.7%で増加し、特に2000年代において、経済成長が著しい中国等、安価な発電用燃料を求めるアジア地域を中心に消費量が拡大しました。しかし、近年では、中国の需要鈍化、米国における天然ガス代替による需要減少などが原因となって2015年以降前年対比で減少する年もあり、石炭消費量は伸び悩んでいます。この結果、石炭シェアは27.2%(2020年時点)となっています。2020年世界の石炭消費は、COVID-19の影響で前年対比で減少しました。一方、石油と石炭以上に消費量が伸びたのが天然ガスです。天然ガスは、特に気候変動への対応が強く求められる先進国を中心に、発電用はもちろん、都市ガス用の消費が伸びました(年平均増加率3.2%)。2020年世界の天然ガス消費は、COVID-19の影響で前年対比で減少しましたが、一次エネルギーに占める天然ガスの割合は、過去最高の24.7%に達しました。同じ期間で伸び率が最も大きかったのは原子力(同8.7%)と風力、太陽光などの他再生可能エネルギー(同12.5%)でしたが、2020年時点のシェアはそれぞれ4.3%及び5.7%と、エネルギー消費全体に占める比率はいまだに大きくありません。しかしながら、2020年は気候変動問題を背景にした取り組み促進や設備価格等が低下し続けていることなどを背景に、他再生エネルギー消費は、前年対比で増加しました。近年は太陽光発電や風力発電のコストが低下しており、今後再生可能エネルギーの比率はさらに拡大すると予想されます。また、2015年12月に開催されたCOP21(気候変動枠組条約第21回締約国会議)において、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度より下方に抑えること、さらに1.5度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批准が順調に進み、2016年11月に発効しました。さらに、2018年12月に開催されたCOP24(気候変動枠組条約第24回締約国会議)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、世界の多くの国が温暖化対策に積極的に取り組んでいることを示す象徴的な出来事と言えます。但し、2017年1月に発足した米国のトランプ政権は、2017年8月にパリ協定からの脱退方針を国連気候変動枠組条約事務局に通知しました。パリ協定の規定では、パリ協定発効日から3年経過後に脱退通告が可能になり、脱退が効力を有するのは脱退通告から1年後となっています。米国のトランプ政権は、パリ協定発効の3年後にあたる2019年11月4日に、国連にパリ協定からの脱退を正式に通知したため、2020年の11月4日にパリ協定を正式に離脱しました。その後、2021年1月に発足した米国バイデン政権は、パリ協定に復帰する方針を示し、2021年2月19日にパリ協定に復帰しました。再生可能エネルギーのコスト競争力の高まりとともに、米国での導入量

も大幅に増加しています。温暖化対策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)。

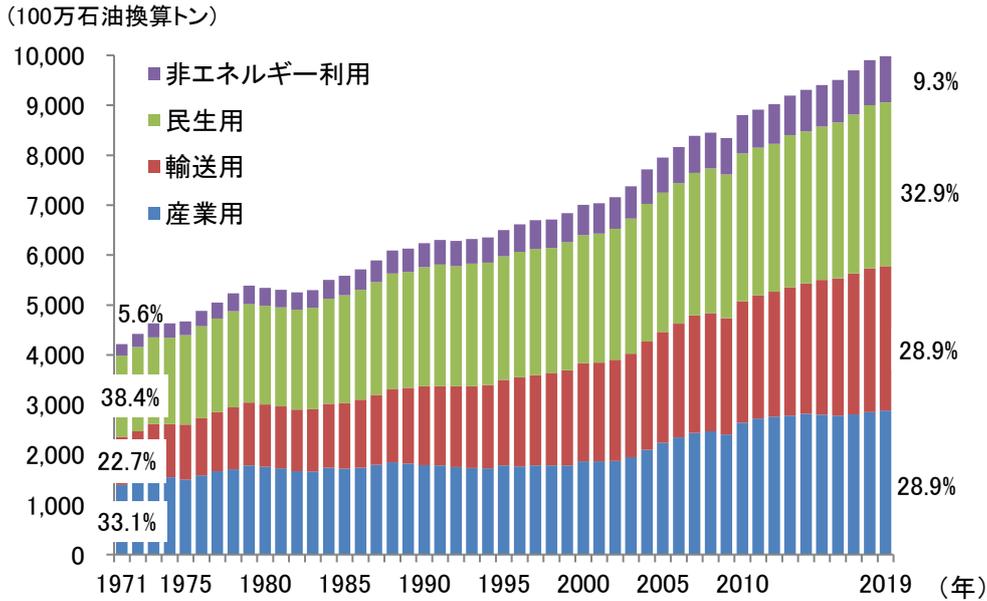
【第221-1-3】世界のエネルギー消費量の推移(エネルギー源別、一次エネルギー消費量)



出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

世界の最終エネルギー消費は、1971年から2019年までの48年間で約2.4倍に増加しました。部門別では、鉄鋼・機械・化学等の産業用エネルギー消費は2.1倍、家庭や業務等の民生用エネルギー消費は2.0倍であるのに対して、輸送用エネルギー消費は3.0倍に増えました。輸送用が大きく増えた背景には、この間に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があると考えられます。この結果、最終エネルギー消費に占める輸送用のエネルギー需要の割合は1971年の22.7%から2019年には28.9%へと約6ポイント増加しました(第221-1-4)。

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



(注1) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

(注2) 消費量合計が前表より少ないのは、主に本表には発電用及びエネルギー産業の自家使用が含まれていないためである。

出典:IEA「World Energy Balances 2021 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要予測を、国際エネルギー機関(IEA)を例に見てみます。IEAではいくつかの将来シナリオを想定していますが、これらを2020年の実績と比較してみます。公表政策シナリオ(Stated Policies Scenario)は、セクター別政策の評価をベースに世界中の政府が発表した現在の政策を反映したケース、表明公約シナリオ(Announced Pledged Scenario)は、国が決定する貢献(NDC)や長期的なネットゼロ目標を含む、世界中の政府によるすべての気候変動への取り組みが完全かつ期限内に達成されることを前提としたケース、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)は、地球の気温上昇を1.5℃に抑え、その他のエネルギー関連の持続可能な開発目標を達成するための、狭いながらも達成可能なケースです。パリ協定では、産業革命前からの気温上昇幅2℃の目標が設定され、1.5℃に抑える努力を追求することが定められました。その後、2℃では甚大な影響が免れず、1.5℃に抑えるべきという声が高まりました。そしてIEAは2021年5月に気温上昇を1.5℃に抑えるシナリオを発表し、2021年秋に開催された国連気候変動枠組条約第26回締約国会議(COP26)では、我が国も1.5℃を提案し、公式文書にも1.5℃を追求することが折り込まれました。

2050年の世界の一次エネルギー消費量は、公表政策シナリオでは、2020年比で約1.26倍の石油換算178億トン、表明公約シナリオでは2020年比約1.14倍の石油換算161億トンになる見通しです。これに対して、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは2020年比で約0.92倍と一次エネルギー消費量は石油換算130億トンまで減少します。公表政策シナリオ(2020年比1.26倍)および表明公約シナリオ(2020年比1.14倍)と、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオ(2020年比0.92倍)との差は歴然としており、世界の国々が現在掲げている政策目標や表明している公約では、「1.5℃の追求」に届かないことが分かります。

次にエネルギー源別に見てみましょう。IEAのシナリオでは、公表政策、表明公約、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現の順に気候変動対策が強くなります。気候変動対策が強くなるほど、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るのは容易に想像できると思いますが、シナリオ分析の結果はまさにそのようになっています。

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ています。2020年の石炭消費量との比較では、公表政策シナリオでも0.76倍、表明公約シナリオでは0.50倍、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは0.11倍まで減少します。石油も同じような傾向にあります。2020年の石油消費量との比較では、公表政策シナリオでは1.16倍に増加しますが、表明公約シナリオでは0.86倍に減少、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは0.25倍まで減少します。このように、石油の消費量の減り方は石炭のそれよりも緩やかです。これは、石炭と石油では主な用途が異なるためです。石炭は主に発電や産業用に使われており、これらは比較的容易に天然ガスや再生可能エネルギーに置き換えていくことが可能です。一方の石油は主

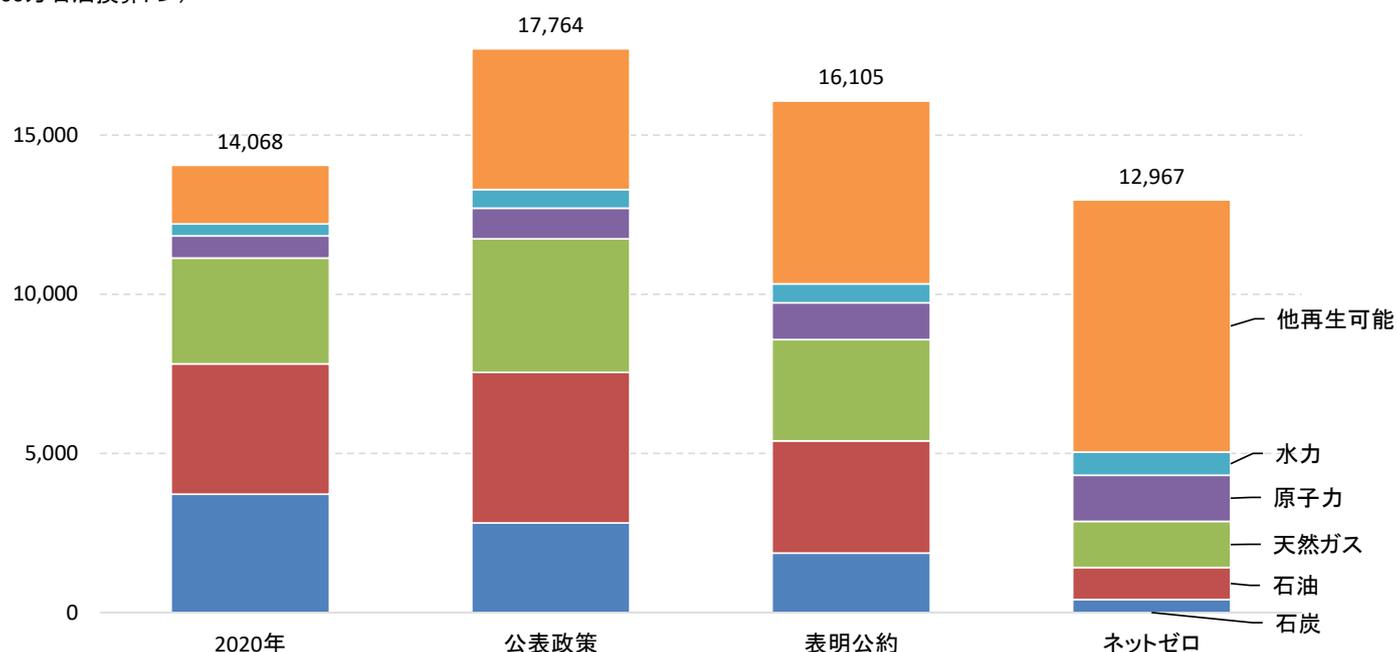
に自動車用の燃料として使われていますが、これを他のエネルギーに変えていくのは容易ではありません。そのために、石油の方が消費量の減り方が緩やかになっています。化石エネルギーの中で、一番減り方が緩やかであるのは、天然ガスです。石炭や石油と比較してクリーンであるため様々な分野で利用が行われると見られており、2020年の天然ガス消費量との比較では、石油と同様に公表政策シナリオでは1.26倍に増加しますが、表明公約シナリオでは0.96倍に減少、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは0.44倍に減少します。

炭素排出の非常に少ない水力を含む再生可能エネルギーや原子力は、いずれのシナリオでも増える見通しになっています。なかでも風力や太陽光を中心とした再生可能エネルギーの増加見通しが顕著です。公表政策シナリオでは2.26倍、表明公約シナリオでは2.87倍、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは3.91倍まで増加すると予測しています。

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。このようなシナリオ分析を行いながら、将来のよりよいエネルギーのあり方について考えていくことが何よりも重要です。

【第221-1-5】世界のエネルギー供給展望（エネルギー源別、一次エネルギー供給量）

(100万石油換算トン)



(注) 他再生可能は、風力、太陽光、地熱、バイオマス等の再生可能エネルギーである。

出典: IEA「World Energy Outlook 2021」

第2節

一次エネルギーの動向

1.化石エネルギーの動向

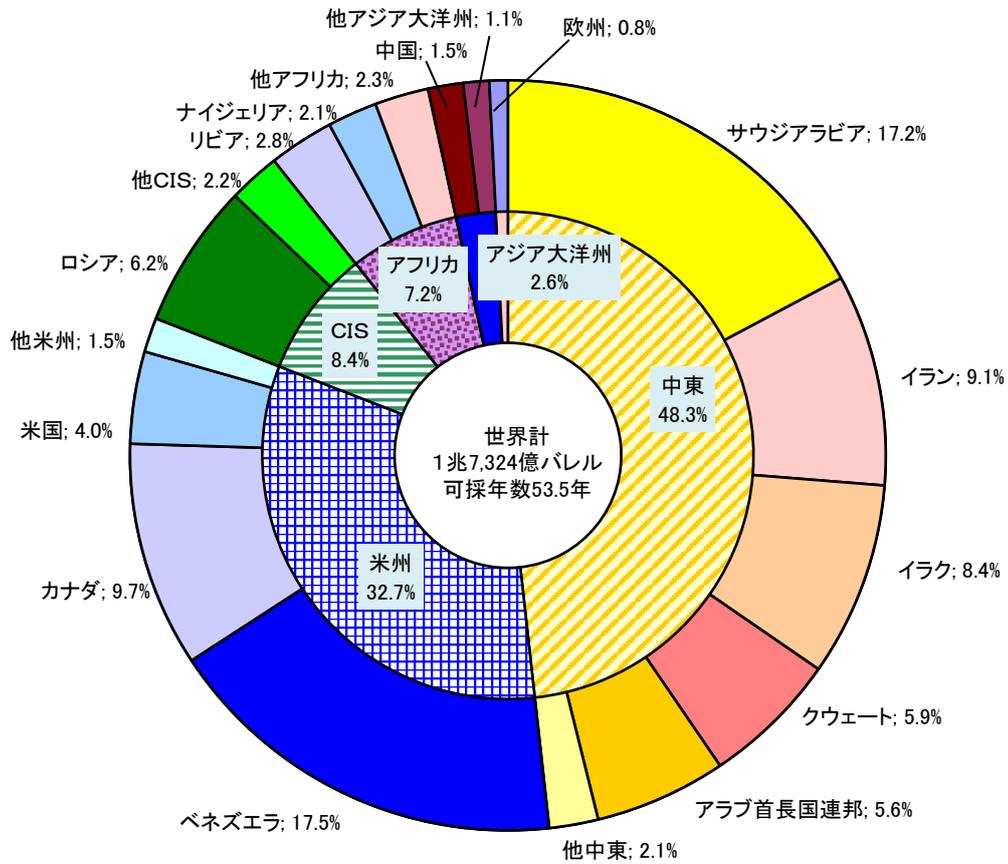
(1) 石油

①資源の分布

世界の石油確認埋蔵量は、2020年末時点で1兆7,324億バレルであり、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年代の石油危機時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。近年では、米国のシェールオイル、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年末時点では、世界最大の確認埋蔵量を有するのはベネズエラであり、長期間1位であったサウジアラビアは2010年以降2位となっています。ベネズエラの確認埋蔵量は3,038億バレルで世界全体の17.5%のシェアを占めています。サウジアラビアの確認埋蔵量は2,975億バレルで世界シェア17.2%、以下、カナダ(1,681億バレル、シェア9.7%)、イラン(1,578億バレル、シェア9.1%)、イラク(1,450億バレル、シェア8.4%)、ロシア(1,078億バレル、シェア6.2%)、クウェート(1,015億バレル、シェア5.9%)、アラブ首長国連邦(978億バレル、シェア5.6%)と主に中東産油国が続きます。中東諸国だけで、世界全体の原油確認埋蔵量の約半分を占めています(第222-1-1)。

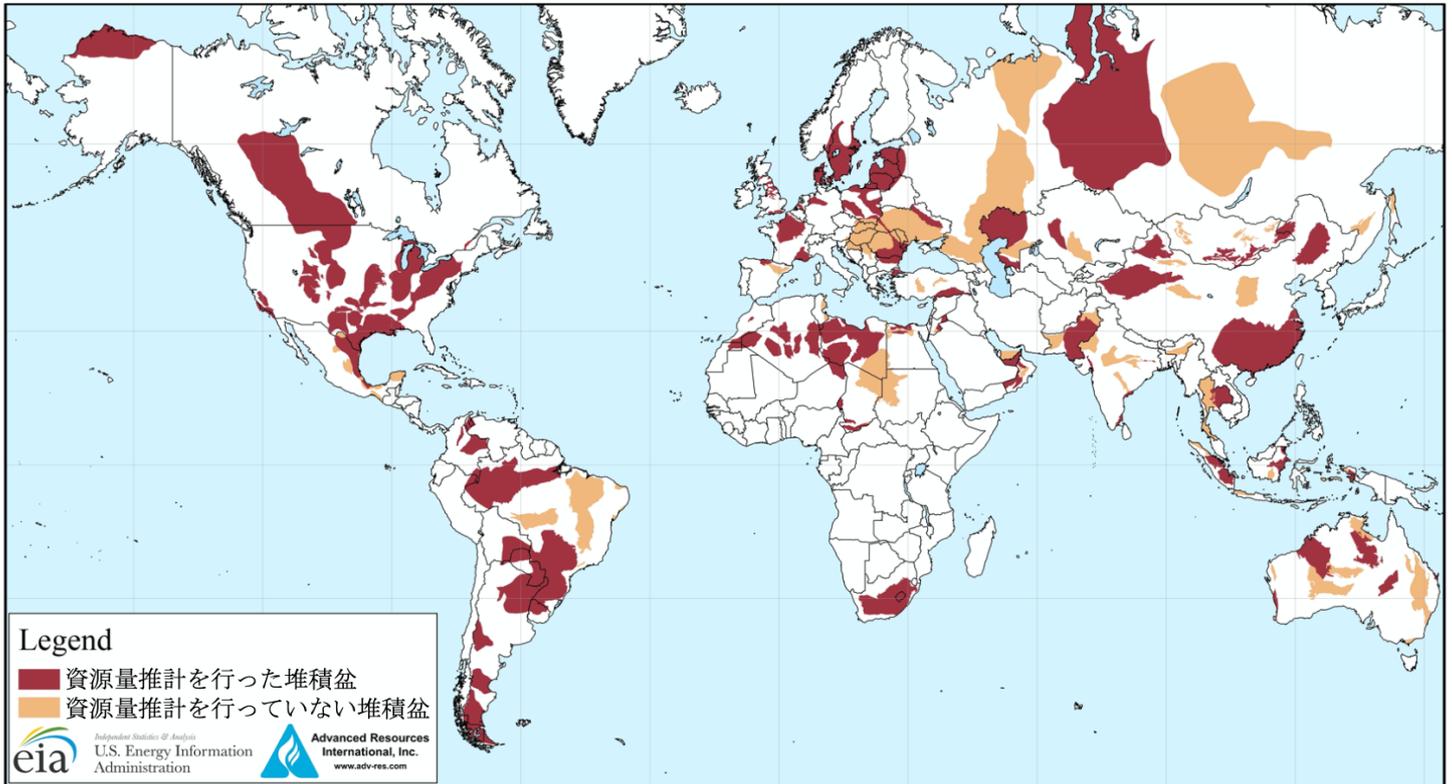
【第222-1-1】世界の原油確認埋蔵量(2020年末)



出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

近年では、在来型石油とは異なった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9月の米国エネルギー情報局(EIA)による発表では、世界のシェールオイル可採資源量は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。また2013年にはEIAがシェールオイル・シェールガス資源量評価マップを公開し、2015年に改訂版を公開しています(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)



(注)「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などを厳密に考慮していないという点で、「確認埋蔵量」よりは広い範囲の資源量を表す。

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

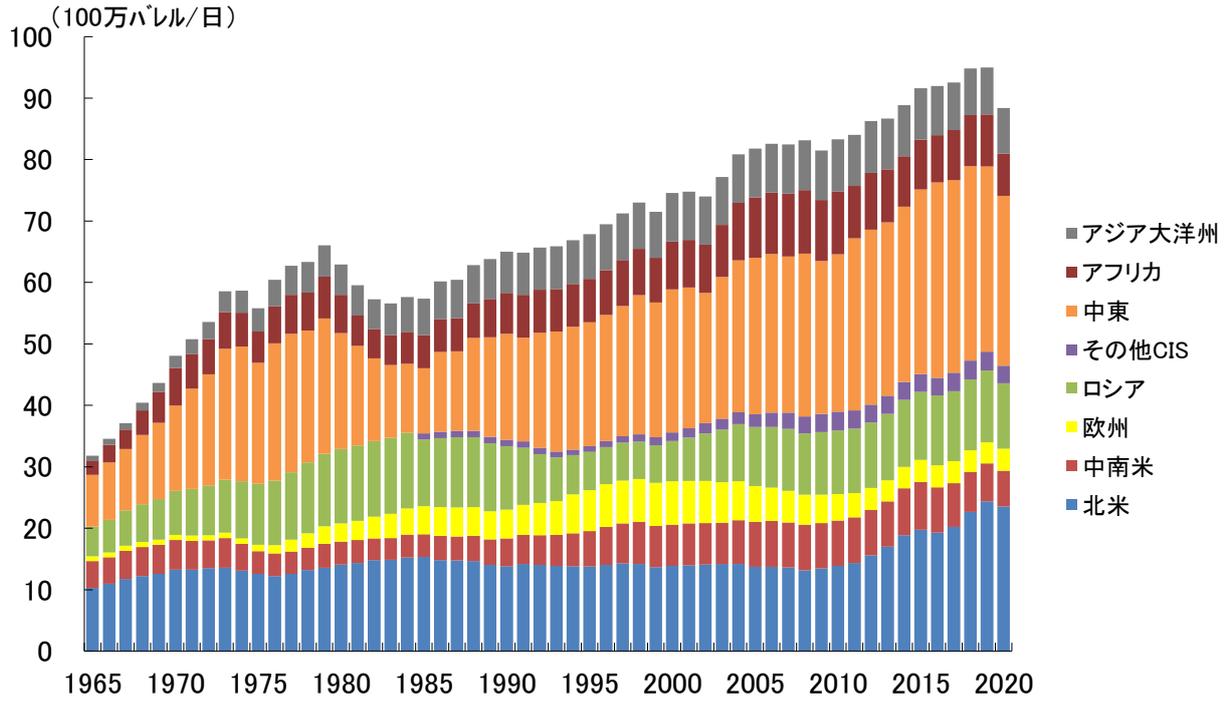
②原油生産の動向

世界の原油生産量は、石油消費の増加とともに拡大し、1973年の5,855万バレル/日から2020年には8,839万バレル/日と、この47年間で約1.5倍に拡大しました。但し、2020年世界の原油生産量は、COVID-19の影響による石油需要の減少で前年比6.9%減少しました。地域別に見ると、2000年以降、欧州で減産が進む一方、アジア大洋州とアフリカ、中南米の生産量はほぼ横ばい、ロシア、中東、北米の生産量は堅調に増加していましたが、2020年は、COVID-19の影響による石油需要の減少でほぼ全ての地域で減少しました(第222-1-3)。

OPEC産油国の生産量は1970年代までの大幅増産後、高油価を背景とする非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、世界の原油生産量に占めるOPECのシェアは、1970年代前半の5割前後から低下して1980年代半ばには3割を割り込んだものの、再び上昇し1993年から2017年までは40%台でした。しかし、2015年以降、OPECのシェアは30%台に低下しています。

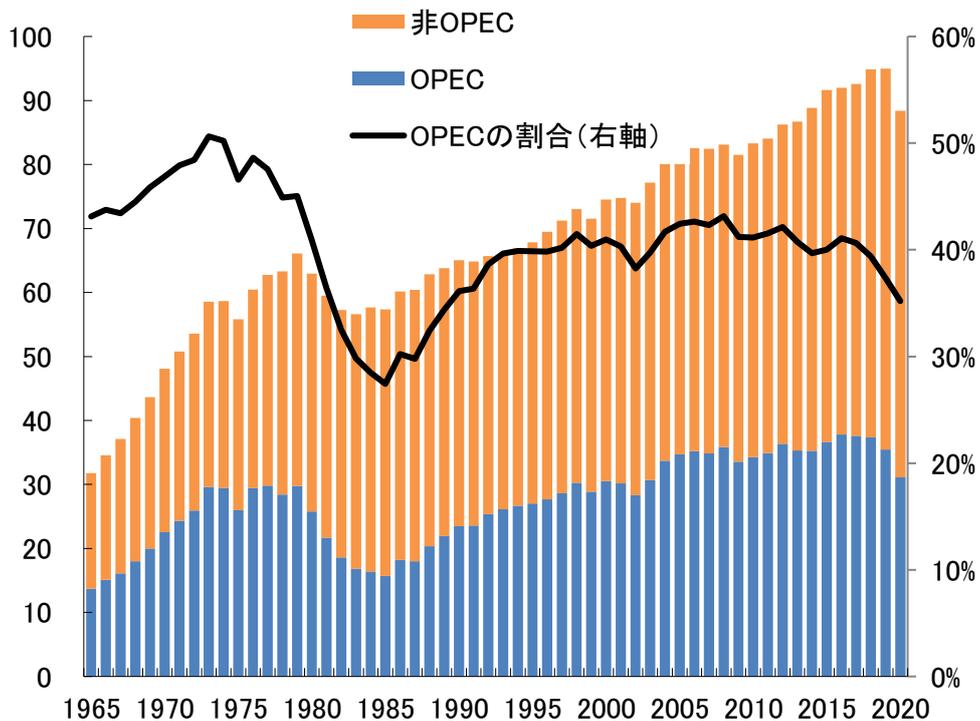
非OPEC産油国(旧ソビエト連邦諸国(CIS)、米国、メキシコ、カナダ、英国、ノルウェー、中国、マレーシア等)の生産量は1965年以降、概ね堅調に増加しており、1965年の1,808万バレル/日から、2020年には5,728万バレル/日に達しています。増加の内訳は、年代によって異なり、1970年代から1980年代にかけては北米とCISやアジア大洋州、欧州が、1990年代は欧州と中南米、また2000年代に入ってからにはCISがけん引してきました。その後2010年代以降は、シェールオイル生産の技術革新(シェール革命)により急速に生産量を増加させている米国の動向が注目されています(第222-1-4)。

【第222-1-3】世界の原油生産動向(地域別)



(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソ連邦諸国を含む。
出典:BP「Statistical Review of World Energy 2020」を基に作成

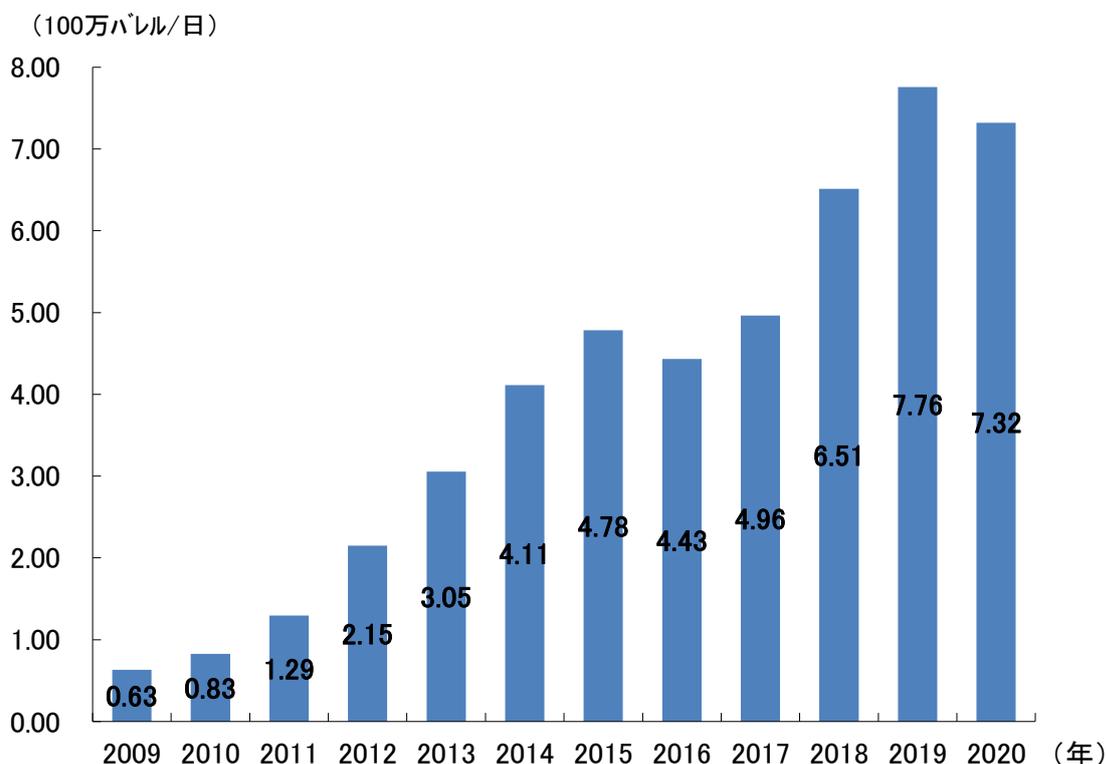
【第222-1-4】世界の原油生産動向(OPEC、非OPEC別)



(注) 上図の非OPECにはロシア等の旧ソ連邦諸国を含む。

米国の生産量は、シェールオイル増産により、近年急速に増加しました。特に原油価格が高止まりを続けた2012年から2015年にかけては、毎年50万バレル/日を超えるの生産量の増加が見られました。その後、油価の下落局面では生産量が減少する年もありましたが、シェールオイルの開発・生産コストの低下もすすみ、生産量は増加を続けています。但し、2020年はCOVID-19の影響による石油需要減少で原油価格が下落し、新規投資の抑制などで生産量が減少しました。(第222-1-5)。

【第222-1-5】米国のシェールオイルの生産量



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

OPEC/非OPECによる協調減産

シェールオイル生産量の増加に対して、当初OPEC産油国は市場シェア確保を重視して増産で対抗し、世界では供給過剰の状態が続き、その後の油価低迷を招くことになりました。OPEC(注1)と非OPEC産油国は長引く油価低迷を打開するため、2016年11月から12月の第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(180万バレル/日規模)を合意しました。これを契機に協調減産に参加したOPEC・非OPEC産油国(当初、計25ヵ国:注2)はOPECプラス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として、市場環境(原油の需給動向、在庫状況等)に合わせ、参加国間で原油生産量の調整(増減)を続けていました。しかし、世界でCOVID-19の蔓延が顕著になりだした2020年3月の第8回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、参加国間での合意に至らず、協調減産は3月末で終了することになりました。会議後すぐに、サウジアラビアやUAEは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。第9回、第10回の2度の会議を経て、COVID-19の影響による原油需要の大幅な減少への対応のため、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、7月末まで維持され、世界経済が徐々に回復傾向にあるとの見方から8月以降は、協調減産幅を縮小し2020年12月までは770万バレル/日の減産幅となりました。

2020年12月の第12回OPECプラスの協議では、2021年1月以降は現状の減産幅を50万バレル/日縮小し、720万バレル/日の減産となりました。その後の2021年1月の第13回OPECプラス協議では、ロシア、カザフスタンにのみ一部減産幅縮小を認め、減産幅は2月は712.5万バレル/日、3月以降は705万バレル/日となりました。本合意後にサウジアラビアは自主的に

2~3月に100万バレル/日の追加減産を表明し、石油需要への影響懸念を示しました。2021年3月の第14回OPECプラス協議でも、現行の協調減産を維持するとしました。ただし、ロシア、カザフスタンにのみ一部減産幅縮小を認め2021年4月の減産幅は690万バレル/日となりました。また、サウジアラビアは自主的な追加減産を4月も続けることとしました。その後、世界経済が回復していくとの見方から、8月からOPECプラスは減産幅を段階的に縮小していきました。2022年3月2日、OPECプラスの第25回閣僚級会合が開催され、2022年4月も2021年8月以降と同じ40万バレル/日の増産(減産幅縮小)を維持することで合意しました。

【第222-1-6】OPEC/非OPECの国別減産目標値推移

原則2018年10月 2021年12月~2022年1月~ 2022年2月~ 2022年3月~

| (単位:千バレル/日) | 基準量 | 生産割当目標 | 生産割当目標 | 生産割当目標 | 生産割当目標 | 減産量 |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| OPEC | A | B | C | D | E | A-E |
| アルジェリア | 1,057 | 962 | 972 | 982 | 992 | 65 |
| アンゴラ | 1,528 | 1,392 | 1,406 | 1,421 | 1,435 | 93 |
| コンゴ | 325 | 296 | 300 | 303 | 306 | 19 |
| 赤道ギニア | 127 | 116 | 117 | 118 | 120 | 7 |
| ガボン | 187 | 170 | 172 | 173 | 175 | 12 |
| イラク | 4,653 | 4,237 | 4,281 | 4,325 | 4,370 | 283 |
| クウェート | 2,809 | 2,558 | 2,585 | 2,612 | 2,639 | 170 |
| ナイジェリア | 1,829 | 1,666 | 1,683 | 1,701 | 1,718 | 111 |
| サウジアラビア | 11,000 | 10,018 | 10,122 | 10,227 | 10,331 | 669 |
| UAE | 3,168 | 2,885 | 2,916 | 2,946 | 2,976 | 192 |
| OPEC計 | 26,683 | 24,300 | 24,554 | 24,808 | 25,061 | 1,621 |
| 非OPEC | | | | | | |
| アゼルバイジャン | 718 | 654 | 661 | 668 | 675 | 43 |
| バーレーン | 205 | 187 | 189 | 191 | 193 | 12 |
| ブルネイ | 102 | 93 | 94 | 95 | 96 | 6 |
| カザフスタン | 1,709 | 1,556 | 1,572 | 1,589 | 1,605 | 104 |
| マレーシア | 595 | 542 | 548 | 554 | 559 | 36 |
| メキシコ | 1,753 | 1,753 | 1,754 | 1,753 | 1,753 | 0 |
| オマーン | 883 | 804 | 812 | 821 | 829 | 54 |
| ロシア | 11,000 | 10,018 | 10,122 | 10,227 | 10,331 | 669 |
| スーダン | 75 | 69 | 69 | 70 | 71 | 4 |
| 南スーダン | 130 | 118 | 119 | 121 | 122 | 8 |
| 非OPEC計 | 17,170 | 15,794 | 15,940 | 16,086 | 16,233 | 936 |
| OPECプラス計 | 43,853 | 40,094 | 40,494 | 40,894 | 41,294 | 2,557 |

(注1)OPEC加盟国の内、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た。

(注2)2019年1月にカタール、2020年1月にエクアドルがOPECを脱退したことにより、2020年12月時点で計23か国。

(注3)原則基準量は2018年10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

(出典) OPECプレスリリースをもとに作成

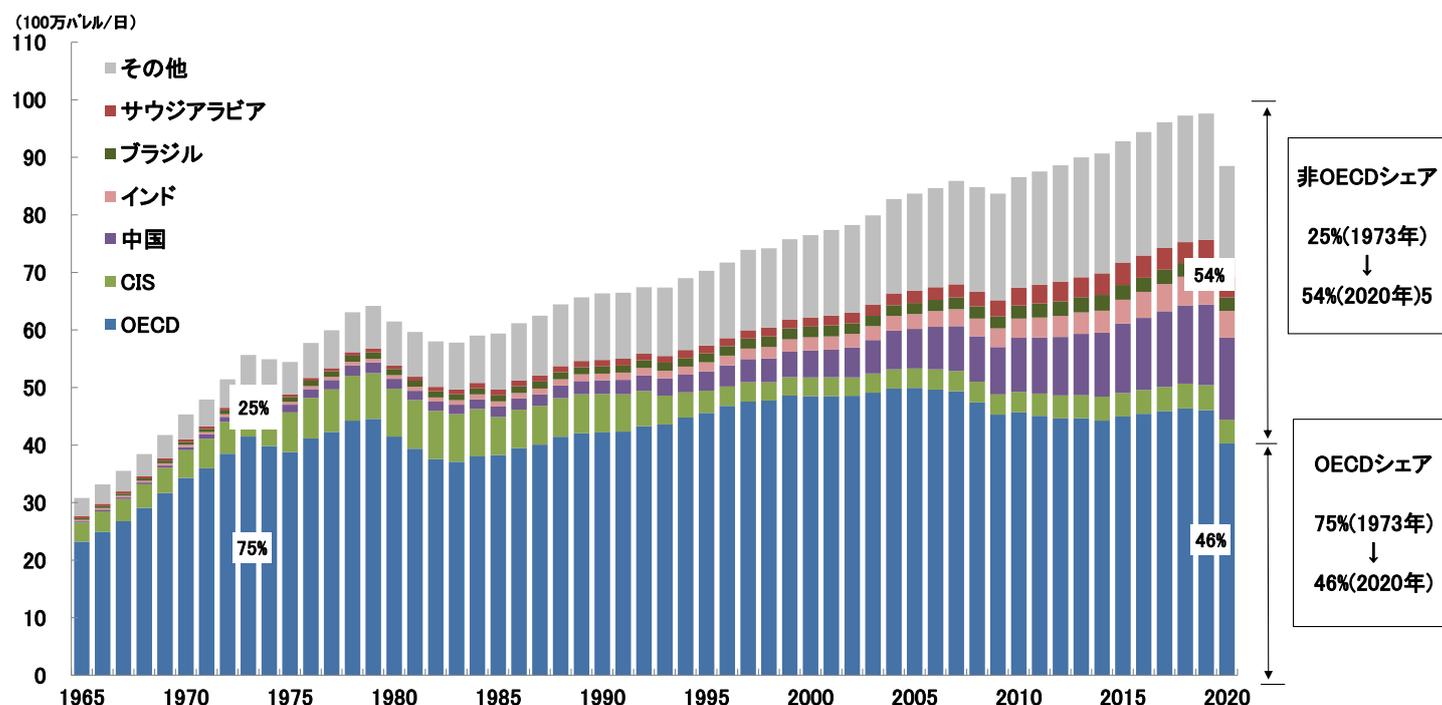
③石油消費の動向

世界の石油消費量は、経済成長とともに増加傾向をたどってきました。1973年に5,558万バレル/日であった世界の石油消費量は2019年には9,760万バレル/日まで増加しました(年平均成長率1.2%)。しかし、2020年世界の石油消費量は、COVID-19の影響で前年比9.3%減少して8,848万バレル/日になりました。

OECD諸国の石油消費量は、1973年の4,148万バレル/日から、二度の石油危機に起因する世界経済低迷に加え、原子力、天然ガス等の代替エネルギーへの転換を受け、1980年代前半まで減少しました。1980年代後半以降は、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石油価格高騰を背景に、2005年以降は減少傾向となりました。2015年以降は原油価格の下落に伴い再び増加傾向となり、原油価格が上昇した2018年でも増加は続いて4,637万バレル/日になりました。しかし、2019年は世界的な気候変動対策の高まり等から4,606万バレル/日と再び減少、さらに2020年はCOVID-19の影響が加わり4,028万バレル/日に減少しました。

非OECD諸国では著しく消費が増加しています。堅調な経済成長に伴い、1973年の1,419万バレル/日から、2019年には5,154万バレル/日に増加しました(年平均成長率2.8%)。しかし、2020年は非OECD諸国においてもCOVID-19の影響で石油消費量は前年比6.5%減少して4,820万バレル/日になりました。ただし、中国の2020年の石油消費は前年比1.6%増加しました。その結果、世界の石油消費量に占める非OECD諸国のシェアは1973年の25%から2020年には54%となり、逆に同期間内のOECD諸国のシェアは75%から46%まで低下しました(第222-1-7)。

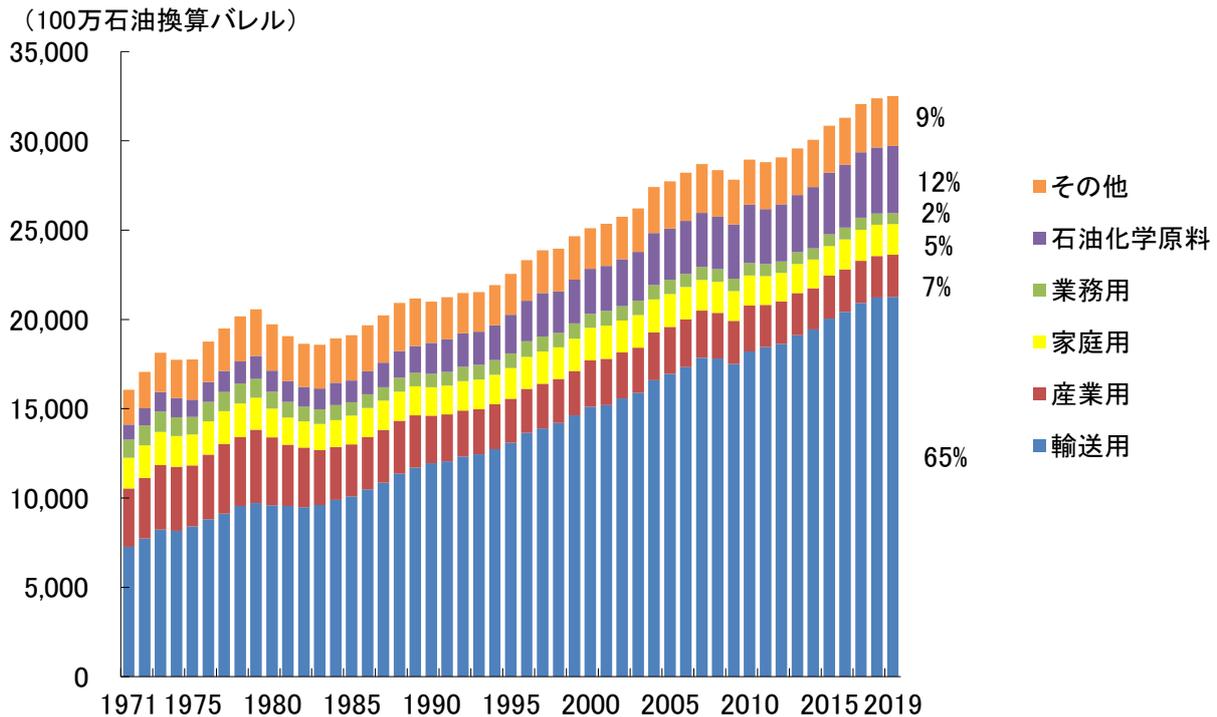
【第222-1-7】世界の石油消費の推移(地域別)



出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」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、2019年における世界の石油消費量の内、65%が輸送用となっています。輸送用の消費量は自動車保有台数の増加に伴い、1971年の7,260百万石油換算バレルから2019年には21,262百万石油換算バレルに拡大しており、世界の石油消費量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(部門別)



出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

④石油貿易の動向

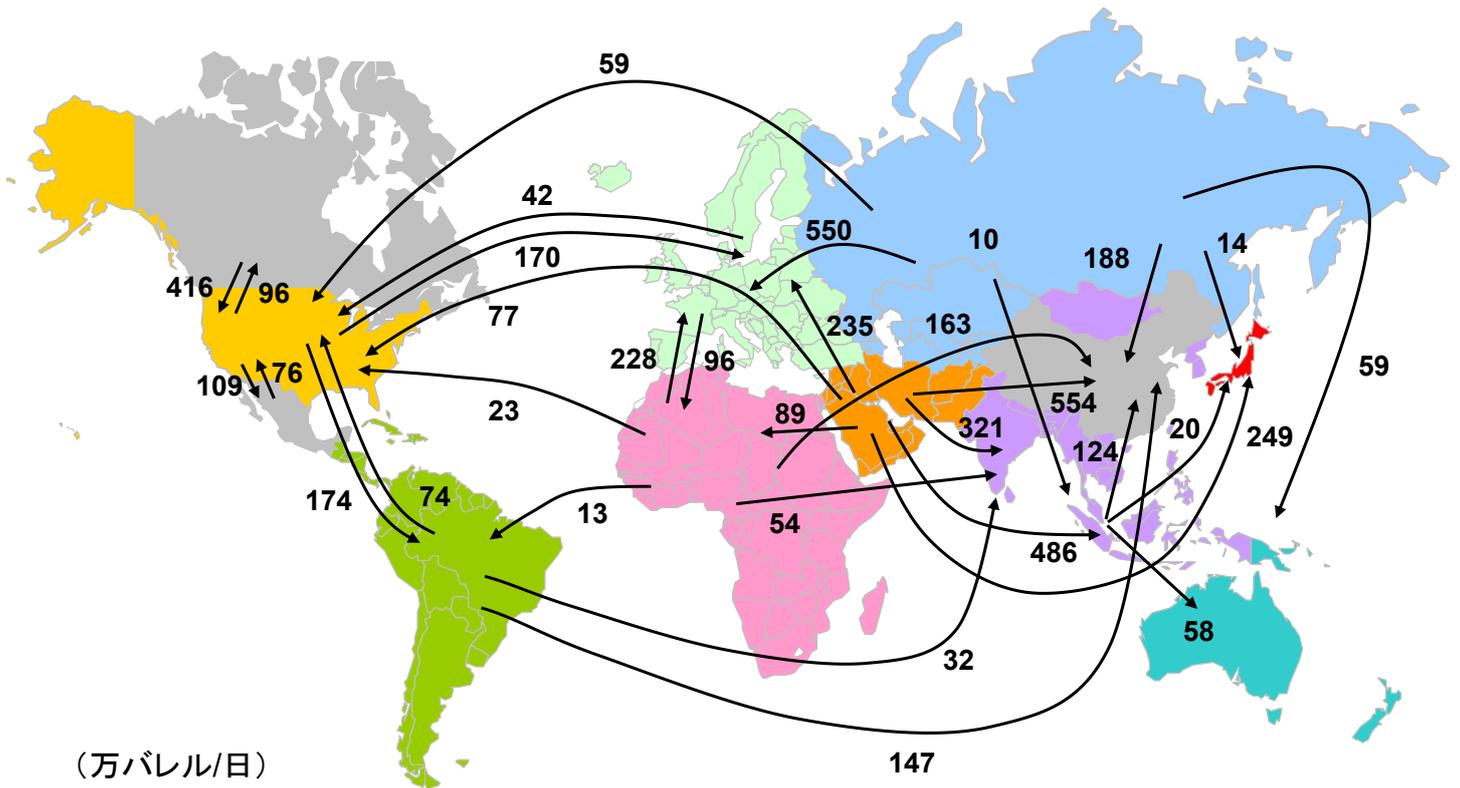
世界の石油貿易は、石油消費の増加とともに着実に拡大してきました。2020年の世界全体の石油貿易量は6,629万バレル/日であり、そのうち日米欧による輸入量が合計で2,412万バレル/日と全体の36%を占めました。一方の輸出は、中東からの輸出量が2,221万バレル/日と最大で、全体の33%を占めました。以下、北米(1,410万バレル/日)、CIS諸国(964万バレル/日)、西アフリカ(426万バレル/日)、中南米(349万バレル/日)等が主要な石油輸出地域となっています³⁶。

仕向地別では中東地域からの石油輸出量のうち、11%(235万バレル/日)が欧州向け、3%(77万バレル/日)が米国向け、77%(1,709万バレル/日)がアジア大洋州地域向けであり、中東地域にとって、アジア大洋州地域が最大の市場となっています(第222-1-9)。

なお、アジア地域の中東依存度は域内需要の増加に伴い、1990年代以降は常に欧米より高い水準で推移しています。

³⁶ BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成。

【第222-1-9】世界の石油の主な石油貿易(2020年)



(注)上図の数値は原油および石油製品の貿易量を表す。

出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基にBPの換算係数を使用して作成

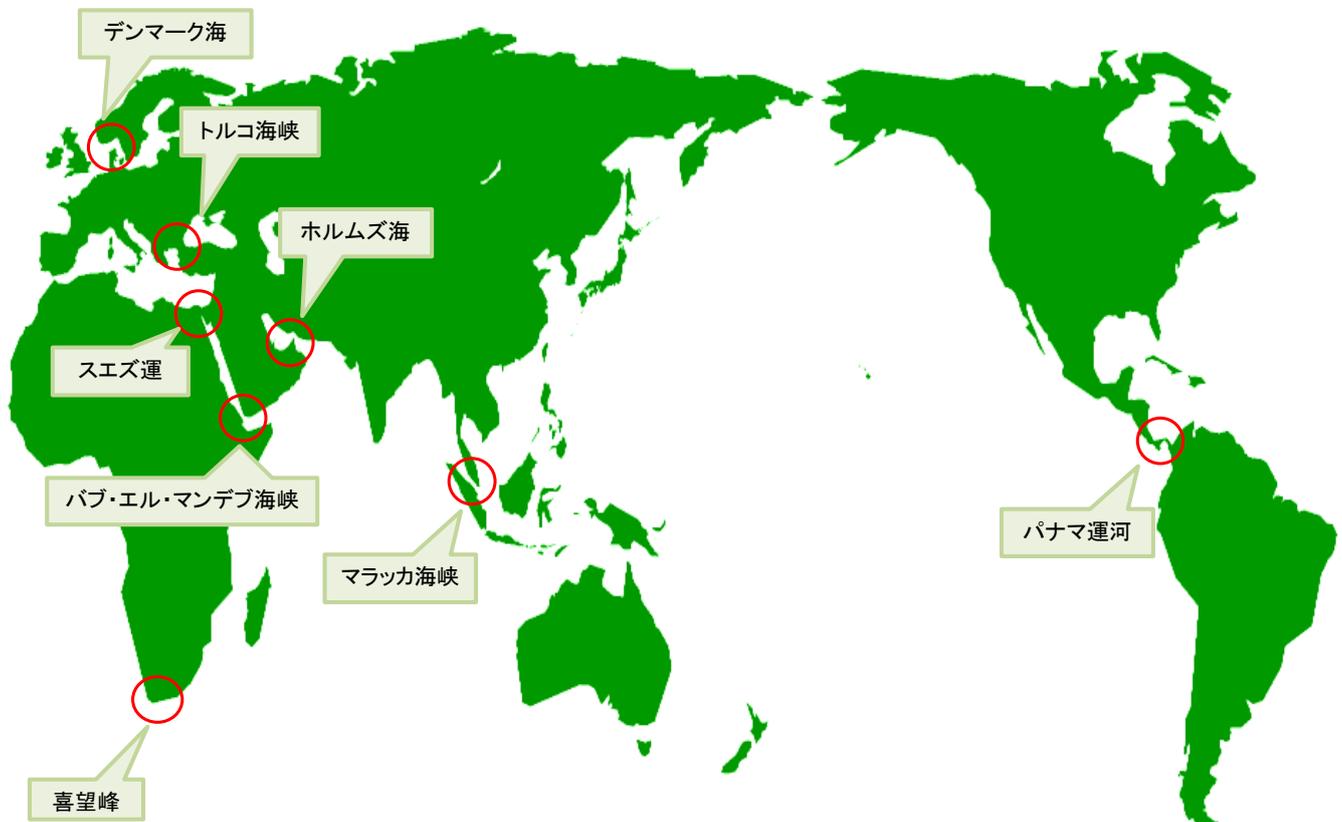
また、石油が輸送される際の安全確保は、エネルギー安全保障の上でも非常に重要です。世界的に海上輸送ルートとして広く使われる狭い海峡をチョークポイントと呼びます。チョークポイントについては、米国エネルギー省エネルギー情報局(EIA)が示したレポートにあるチョークポイント8カ所、すなわちホルムズ海峡、マラッカ海峡、バブ・エル・マンデブ海峡、スエズ運河、トルコ海峡、パナマ運河、デンマーク海峡、喜望峰を使用します。

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とらえ、チョークポイント比率を算出しました。フランスやドイツ、英国などの欧米諸国の場合、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、比較的チョークポイント比率が低く、チョークポイントを通過せずに輸入できる原油が多いことを示しています。他方、日本を始め、中国、韓国などの東アジア諸国の場合、輸入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、それに加えホルムズ海峡を通過することになるため、複数のチョークポイントを通過することでリスクが増加し、数値も上昇する傾向にあります(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 | 2020年 |
|-------------------|--------|-------|-------|
| フランス | 71.8 | 65.5 | 49.3 |
| ドイツ | 45.0 | 58.4 | 57.8 |
| 英国 | 12.7 | 8.5 | 11.5 |
| 米国 | 48.3 | 42.5 | 26.2 |
| 中国 | 142.5 | 149.6 | 153.6 |
| 日本 | 177.3 | 167.6 | 185.2 |
| 韓国 | 163.6 | 175.8 | 173.8 |

(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、総輸入量に対する割合をチョークポイント比率として計算。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。



出典: IEA「Oil information 2021 database」、中国輸入統計を基に作成

⑤原油価格の動向

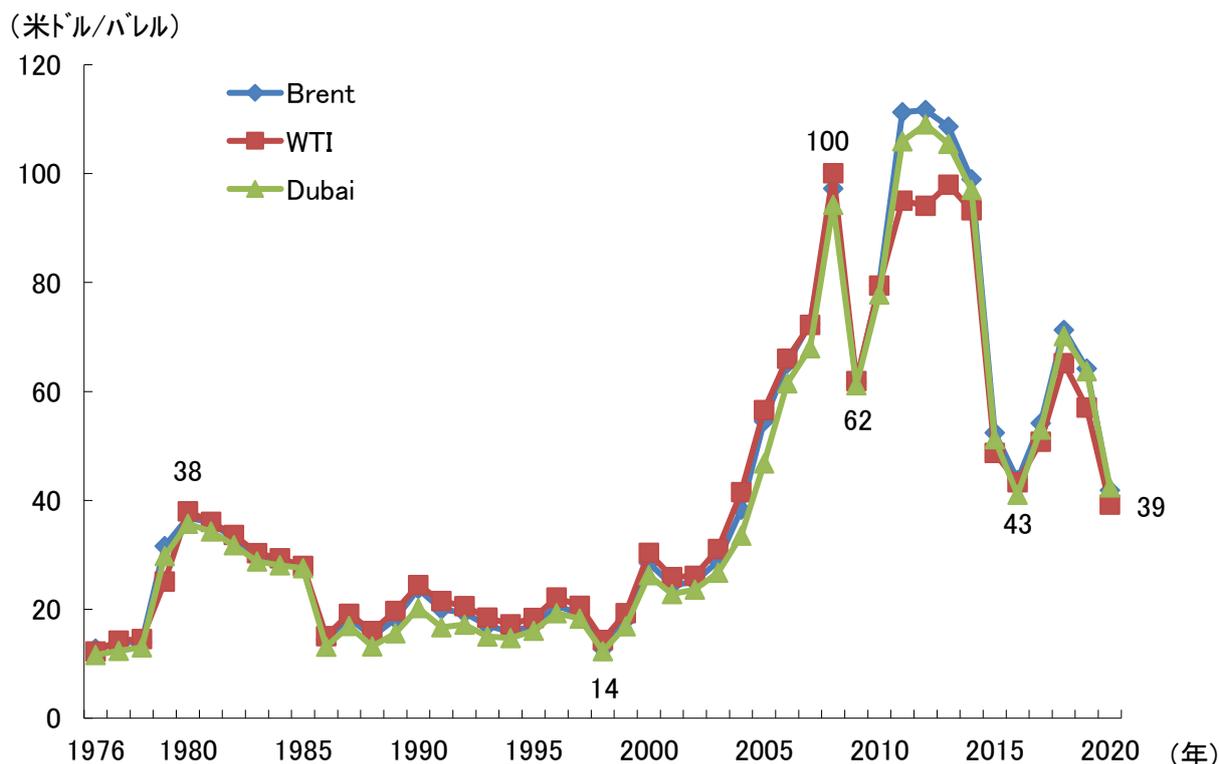
原油価格は、これまでも大きな変動を繰り返してきました。2000年代半ば以降、中国を始めとする非OECD諸国において石油需要が急増したことを受けて上昇し続けた原油価格は、2008年の米国大手証券会社の経営破綻に端を発する経済危機(リーマンショック)に伴って急落しました。その後は、非OECD諸国がけん引する形で世界経済が回復したことや、OPEC産油国が減産することで、価格は上昇に転じました。2011年から2014年までの年間平均価格は、ブレント原油で1バレル99ドルから112ドル、WTI原油で93ドルから98ドルの範囲で推移しました(第222-1-11)。

2014年の夏以降は、米国を筆頭とする非OPEC産油国の供給増加、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、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、原油価格は急速に下落しま

した。その後、2017年1月からのOPECプラス協調減産も奏功し、価格は回復しました。2018年後半には需給緩和懸念によって価格が急落したこともあり、OPECプラスは2019年1月より減産量を見直し、価格は上昇しました。

2020年に入り、世界でCOVID-19の影響が顕著になりだす中、徐々にOPECプラス参加国の足並みが揃わなくなり、2020年3月末に協調減産体制は終了しました。協調体制終了に伴いサウジアラビアやUAEは4月から増産を打ち出したものの、COVID-19による移動制限や経済活動の停滞に伴い、世界の原油需要は大きく落ち込み、原油価格は大幅に急落しました(第222-1-11)。それを受け、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8月からOPECプラスは協調減産幅を段階的に縮小していきました。2020年秋以降、経済活動が徐々に再開されるなかで、石油需要が増加し、減産の効果もみられ、原油価格は2022年1月時点で1バレル80ドル台まで上昇しています。

【第222-1-11】国際原油価格の推移



(注) 図中価格の数字はWTIの数字

出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

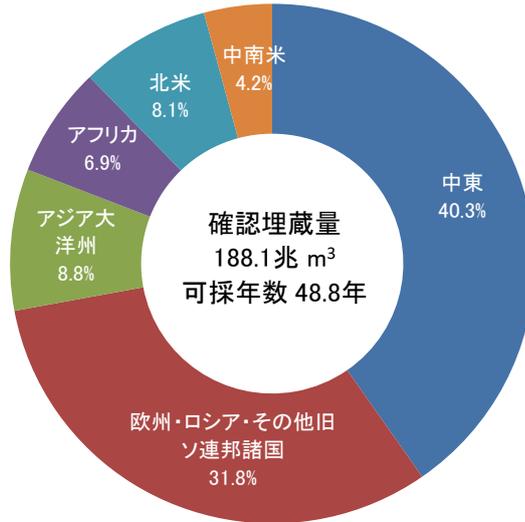
(2) ガス体エネルギー

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年末で約188.1兆 m^3 でした。中東のシェアが約40.3%と高く、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国が約31.8%で続きます(第222-1-12)。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言えます。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。

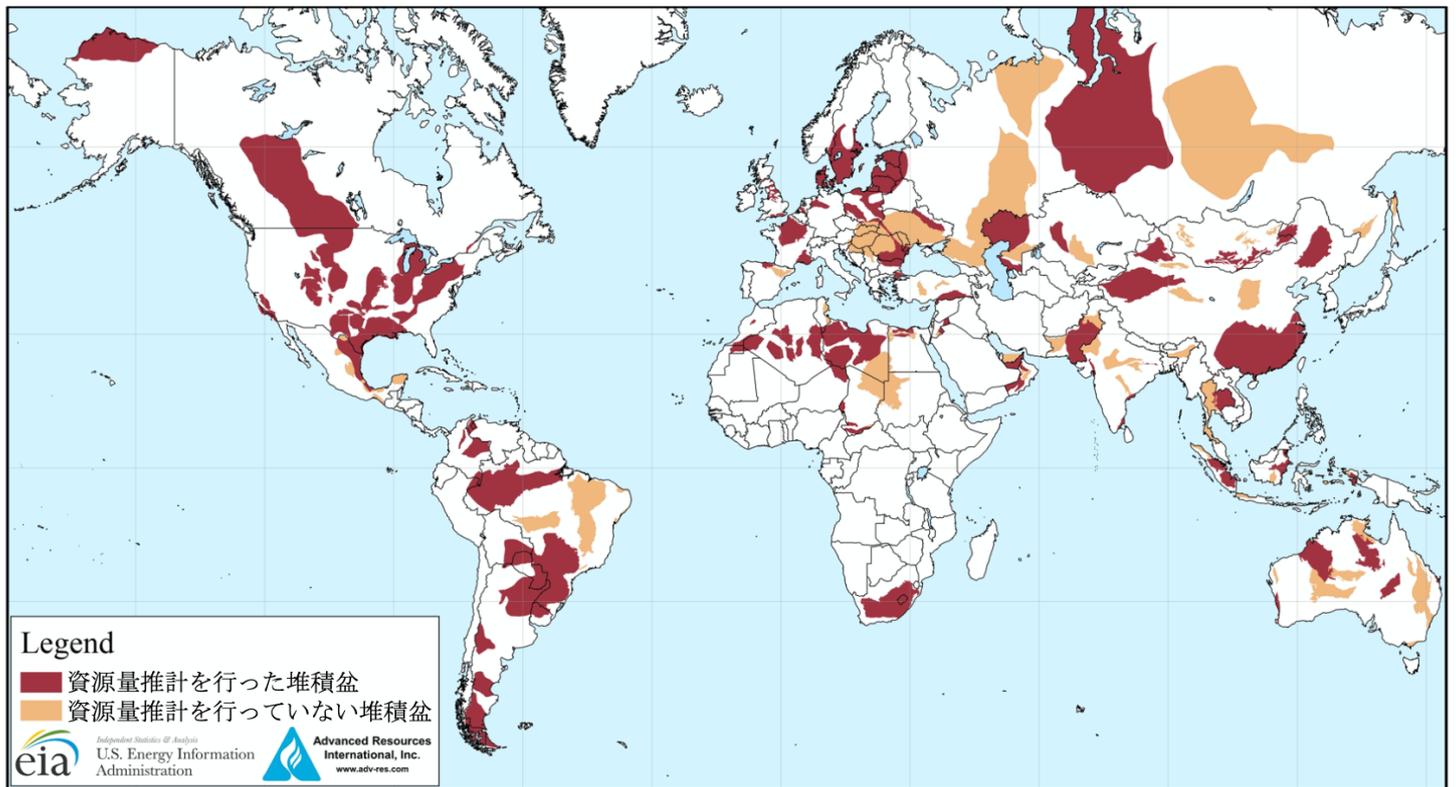
【第222-1-12】地域別天然ガス埋蔵量(2020年末)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典: bp 「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

近年は、シェールガスや炭層メタンガス(CBM)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大きな資源量が見込まれています。2015年9月に更新された米国エネルギー情報局(EIA)の評価調査によると、シェールガスの技術的回収可能資源量は、評価対象国合計で214.4兆m³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。また、地域的な賦存では、北米以外にも、中国、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222-1-13)。



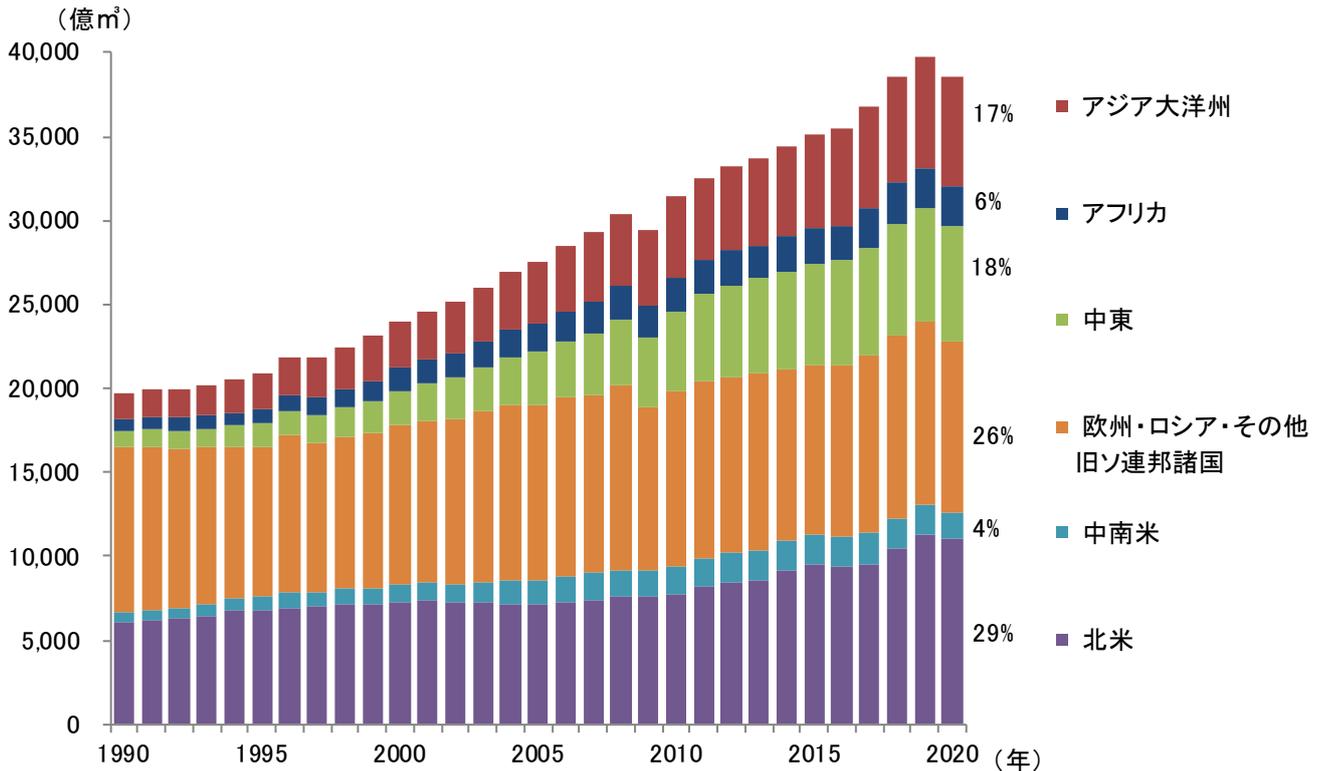
出典: EIA「World Shale Resource Assessments」(2015年9月) を基に作成

(イ) 天然ガス生産の動向

2020年の天然ガス生産量は約3.9兆 m^3 でした。天然ガスの生産量は2010年から2019年まで増加を続け、この間の年平均伸び率は2.4%となりました。しかし、2020年は、COVID-19の影響による天然ガス需要の減少から前年比0.3%の減少となりました。

地域別には、2020年時点では北米が世界の生産量の約29%、欧州・ロシア及び旧ソ連邦諸国が約26%を占めました(第222-1-14)。シェール革命で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地域で、天然ガス生産量の大きな増加を示しています。

【第222-1-14】地域別天然ガス生産量の推移



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典: bp「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

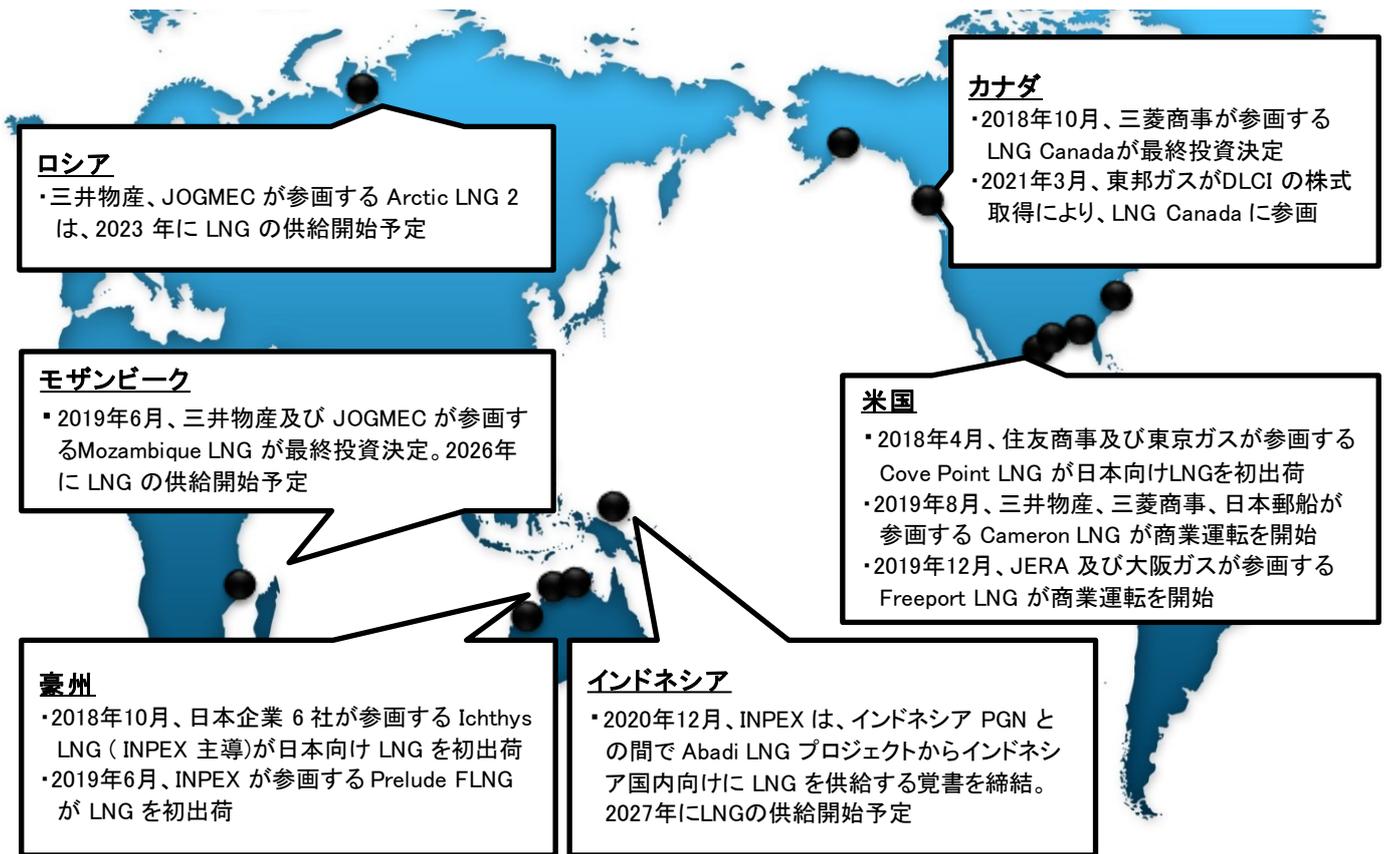
世界的な天然ガス消費の伸びに対応するため、大規模な天然ガス資源開発が進められています。豪州や米国での相次ぐ新規LNGプロジェクト稼働開始により、LNGの供給が増加しています(第222-1-15)。2020年は油価低下の影響を受け、新規LNGプロジェクトの最終投資決定は低迷しましたが、堅調なLNG需要に対応するため、今後も新規プロジェクト投資が必要であると考えられます。

また、GTL(Gas to Liquids)³⁷やDME(Di-Methyl Ether)³⁸等、天然ガスの新たな利用可能性を広げる技術について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。

³⁷ GTL(Gas to Liquid)とは、天然ガスを化学反応によって常温で液体の炭化水素製品に転換したものを指します。主に輸送用の燃料として用いられます。

³⁸ DME(Di-Methyl Ether)とは、GTL同様、天然ガスを原料として生産される炭化水素製品ですが、常温では気体です。ただし、比較的低い圧力で液化するので液化石油ガス(LPガス)などと同様に扱われます。現在はスプレー用のガスとして用いられることが多いですが、今後輸送用の燃料としても用いられることが期待されています。

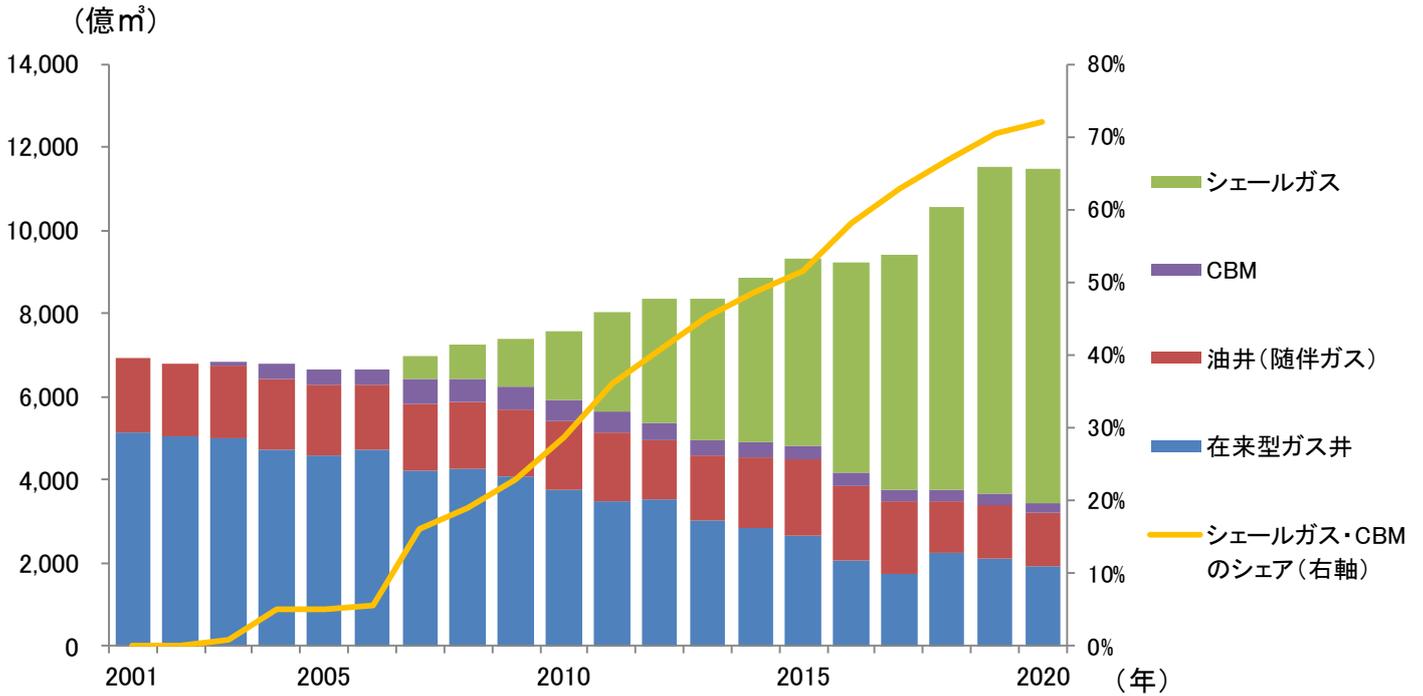
【第222-1-15】日本企業が参画する近年の主要なLNGプロジェクト



出典: 各種資料を基に作成

世界各国でシェールガスやCBM等の非在来型天然ガスの開発計画が立てられており、特に米国におけるシェールガス増産が顕著です。EIAによると、米国のCBM生産量は2003年の53億 m^3 から2008年には572億 m^3 へと10倍以上に増加しましたが、それ以降減産し、2020年は232億 m^3 となっています。それに対して、シェールガスの生産量は2007年から右肩上がりに急増し、2020年には8,046億 m^3 に達しています(第222-1-16)。

【第222-1-16】米国の在来型ガス、シェールガス及びCBM生産量



(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。
 出典: EIA「Natural Gas Data」を基に作成

(ウ) 天然ガス消費の動向

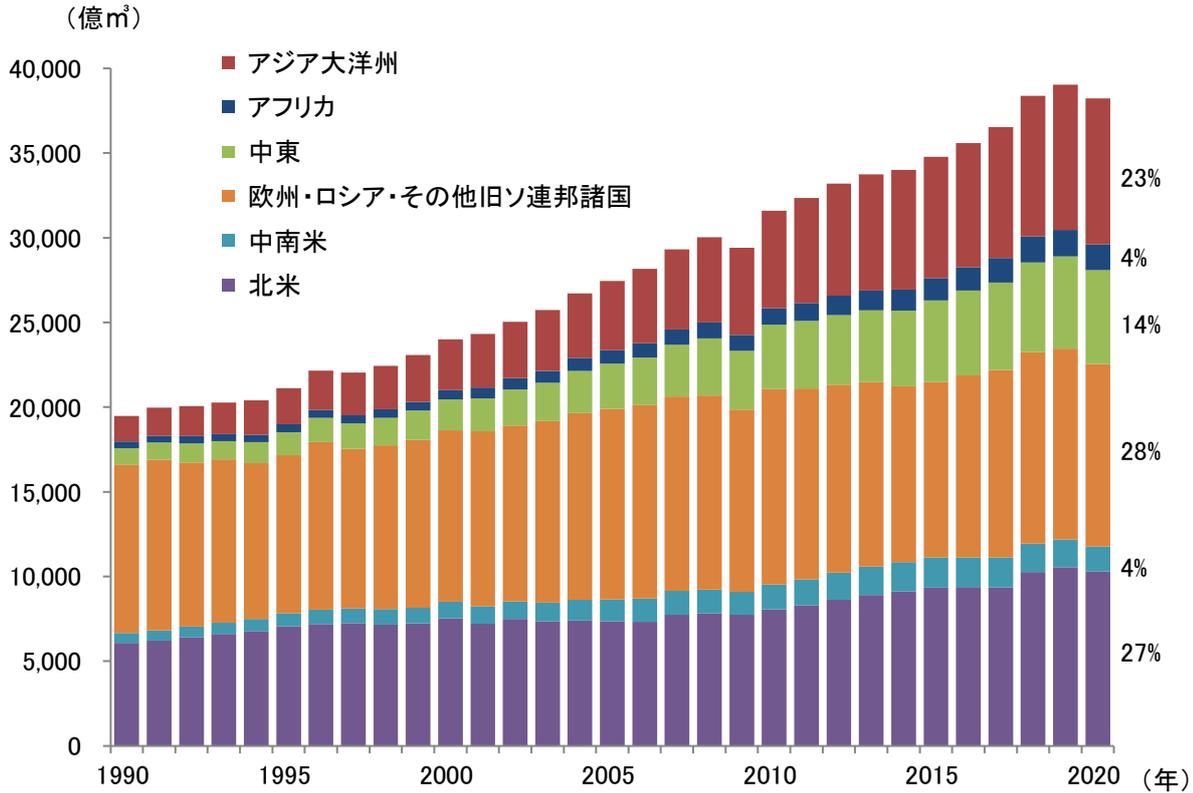
2020年の天然ガス消費は北米、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国で世界の約55%を占めました(第222-1-17)。

この理由としては、これらの地域内で豊富に天然ガスが生産されており、天然ガスの利用が進んでいること、既にパイプライン・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利用することが可能であることが挙げられます。アジアでも天然ガスの消費が急激に増加しています。

2010年から2019年の間、世界の天然ガス消費は増加を続け、この間の年平均年率は2.4%となりました。しかし、2020年、COVID-19の影響から前年比2.1%の減少となりました。天然ガスはほかの化石燃料に比べて環境負荷が低いこと、コンバインドサイクル発電³⁹等の技術進歩、競合燃料に対する価格競争力の向上によって近年までは利用が拡大してきました。

³⁹ コンバインドサイクル発電とは、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式です。

【第222-1-17】天然ガスの消費量の推移(地域別)



(注) 端数処理の関係で合計100%にならない場合がある。

出典: bp「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

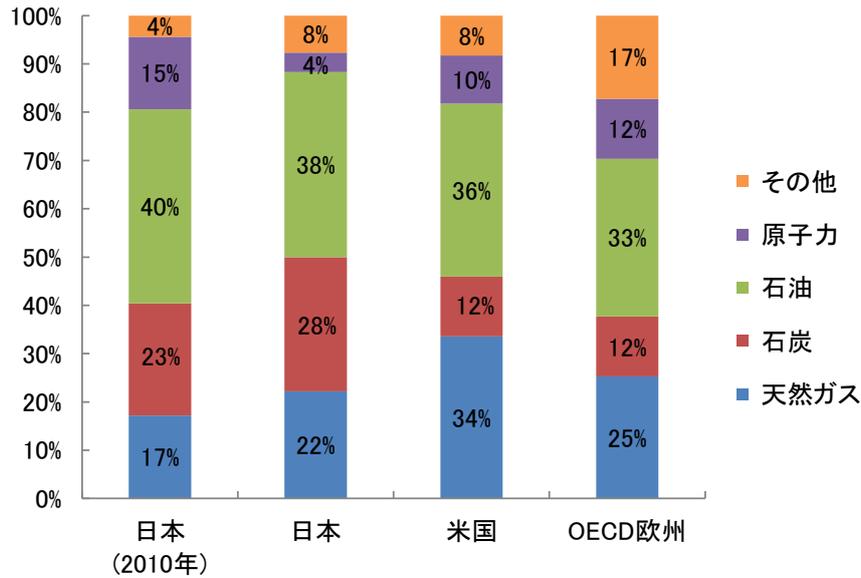
2019年の一次エネルギー総供給量に占める天然ガスの割合は、米国の34%、OECD欧州の25%に対して、日本もOECD欧州と同程度の22%となっています。以前は、日本の一次エネルギー供給に占める天然ガスの比率は米国や欧州と比較して低いものでした。これは、欧米では自国若しくは周辺国で天然ガスが豊富に生産されるため天然ガスの利用が進んできた一方、我が国は、天然ガスのほかのエネルギーに対する競争力が十分でないためでした。しかし、東日本大震災後に停止した原子力発電の多くを天然ガス火力発電で代替したことが影響し、2010年の17%から5%上昇しました(第222-1-18)。

天然ガスの用途を見ても我が国と欧米とでは大きな差異があります。我が国では発電用としての利用の割合が全体の69%を占めており、産業用は12%、民生・その他用は19%に過ぎません。これに対して、米国、OECD欧州では発電用としての利用の割合がそれぞれ38%、29%と日本よりも低く、その分、民生・その他用や産業用としての利用の割合が高くなっています(第222-1-19)。

このように利用形態が異なっている主な理由としては、割高であった我が国の天然ガス輸入価格に加え、①LNG輸入という形態でしか天然ガスが導入できなかったこと、②このため、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されたという経緯があります。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、需要に応じてパイプラインが徐々に延伸するという我が国特有のインフラ発展形態となりました。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、天然ガス利用は相対的に遅れています。

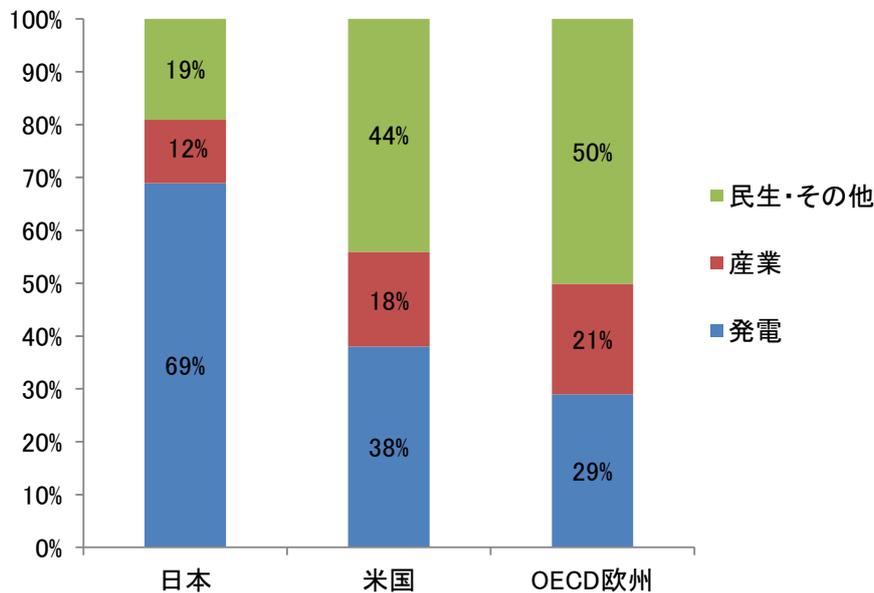
一方、欧米では、民生用、産業用への天然ガス利用が先に進みました。米国では、2019年の発電用天然ガス消費量が2010年と比較して52%上昇しており、近年発電利用も増加しています。(第222-1-19)。

【第222-1-18】日本・米国・OECD欧州の一次エネルギー構成(2019年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典: IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

【第222-1-19】日本・米国・OECD欧州における用途別天然ガス利用状況(2019年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典: IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

(エ) 天然ガス貿易の動向

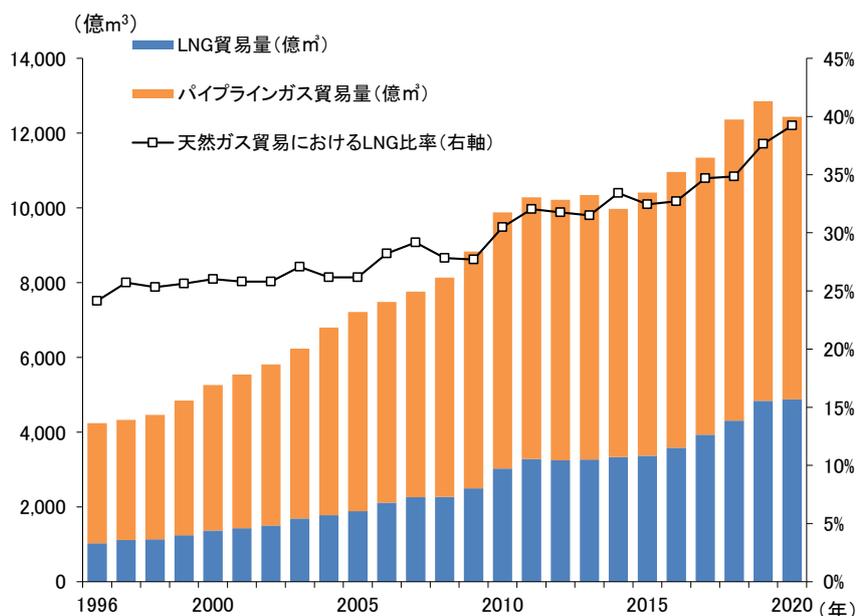
2020年の1年間で取引された天然ガスの貿易量1兆2,437億 m^3 のうち、パイプラインにより取引された量は7,558億 m^3 (貿易量全体の61%)、LNGによる取引は4,879億 m^3 (同39%)でした(第222-1-20)。

2020年の世界全体の天然ガス生産量の32.3%が生産国では消費されずに、他国へ輸出されました(第222-1-21)。天然ガスの貿易量は増加しているものの、その割合は、生産量の73.6%が輸出される石油ほどではありません。

主な輸入地域は欧州、北東アジアの2地域であり、その他は地域内の輸出入が主体でした。輸送手段別には、パイプラインによる主な輸出国はロシア、ノルウェー等であり、同じくパイプラインによる主な輸入国は米国、ドイツ等でした(米国は世界有数のパイプラインガス輸出国でもある)。LNG貿易はアジア向け輸出を中心として拡大し、2020年のLNG貿易量の21%は日本向け(アジア全体で71%)でした。LNGの輸出国はアジア大洋州地域、中東が中心です(第222-1-22、第222-1-23)。

また、シェールガス等、非在来型天然ガスの生産が急激に拡大した結果、米国国内では多くのLNG輸出プロジェクトが計画されており、2016年2月には同国本土から初めてのLNGカーゴが出荷されました。

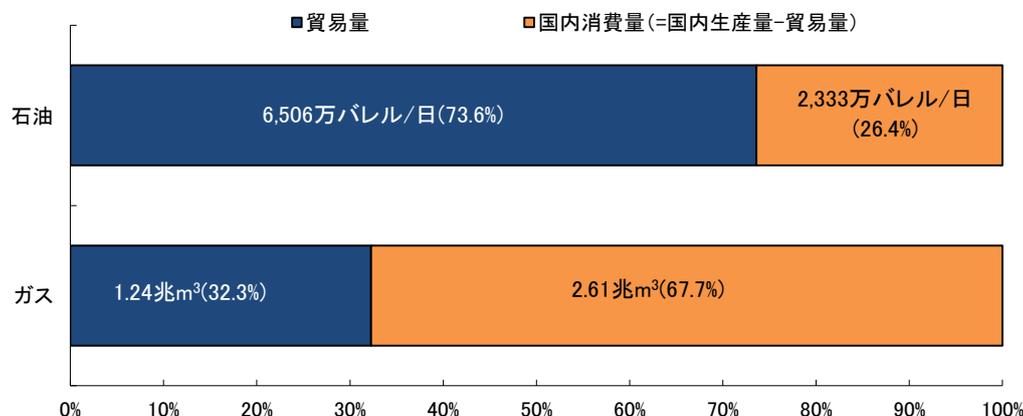
【第222-1-20】世界の輸送方式別天然ガス貿易量の推移



(注)2008年以前の数値には旧ソ連域内における貿易量を含んでいない。

出典: bp「Statistical Review of World Energy」(各年版)を基に作成

【第222-1-21】石油、天然ガスの貿易比率(2020年)



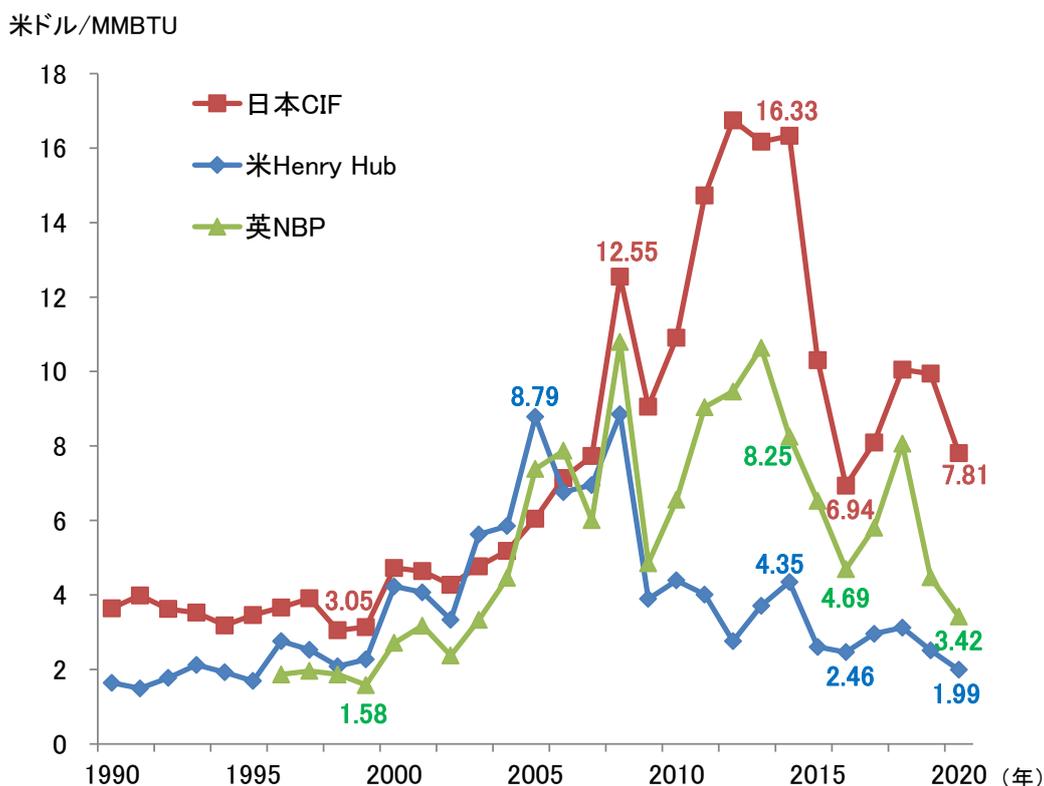
出典: bp「Statistical Review of World Energy」(各年版)を基に作成

(オ) 価格の動向

日本向けの天然ガス(LNG)価格(CIF)⁴⁰は、1990年代には、3-4ドル/MBTU(百万BTU)で推移しました。2000-2005年は4-6ドル/MBTU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年の半ばまで高値が続きました。2014年時点では、日本向けのLNG平均価格(CIF)は16.33ドル/MBTUとなっており、米国国内の天然ガス価格4.35ドル/MBTU(Henry Hub⁴¹スポット価格)や英国内の天然ガス価格8.25ドル/MBTUと比べて割高でした(第222-1-24)。これは、アジア市場の需給がひっ迫していたこと、流動性が低かったこと、日本向けのLNG価格が原油価格の水準を参照して決められるものが多く、原油価格の影響を大きく受けたためです。しかし、原油価格低下及びLNG需給緩和によって、2015年に入ってから日本と欧米の価格差は縮小しています。

なお、2020年のLNGのスポット及び短期取引の世界のLNG取引全体に占める割合は40%との報告があります(第222-1-25)。

【第222-1-24】主要価格指標の推移(1991年-2020年)

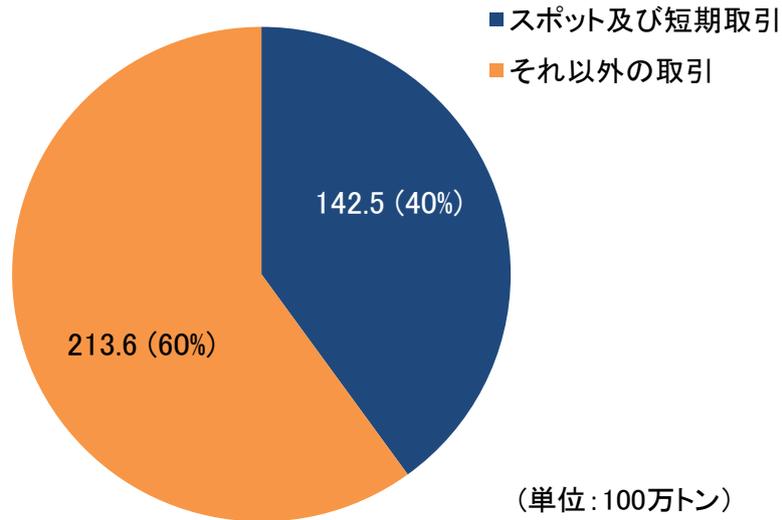


出典: bp「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

⁴⁰ 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。

⁴¹ 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。ヘンリーハブ価格を元に日本のLNG輸入価格との比較を行う場合には、天然ガスの液化・気化コストやLNG船舶輸送コスト等を考慮する必要がある。

【第222-1-25】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(2020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。

出典: GIIGNL「The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2021」を基に作成

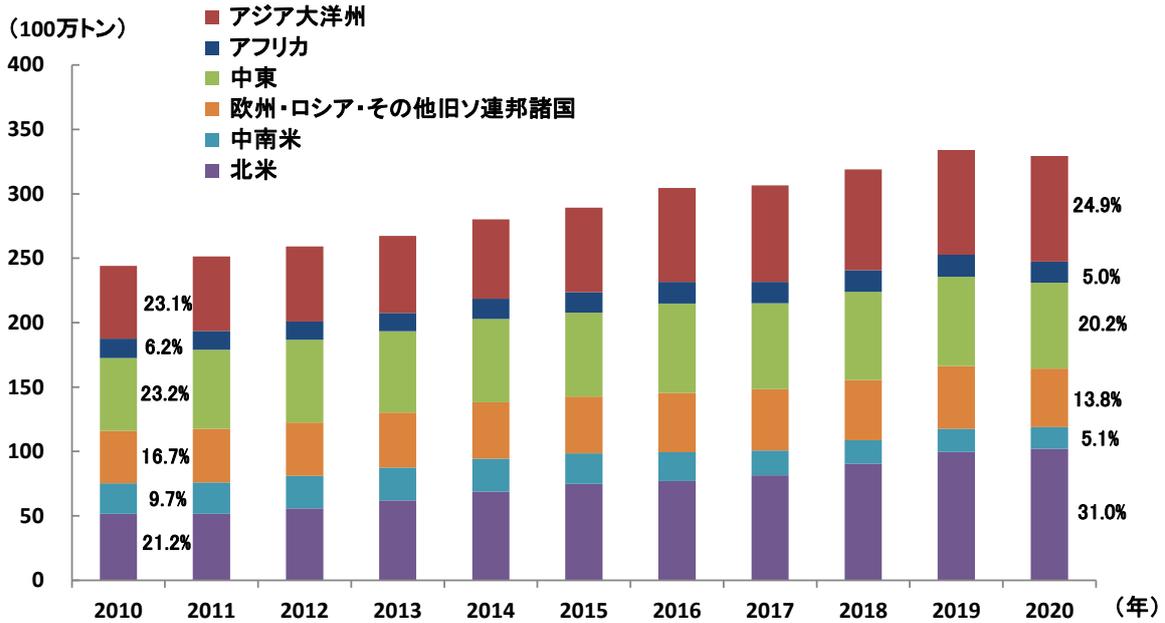
②LPガス

(ア) 生産の動向

2020年の世界のLPガス生産量は約3.29億トンでした。2010年から2019年までLPガスの生産量は増加を続け、この間の年平均伸び率は3.5%でした。しかし、2020年はCOVID-19の影響によるLPガス消費量の減少から生産量は前年比1.4%減少しました。2020年の生産量のうち、ガス田及び油田の随伴ガスから約64%、製油所から約36%が生産されました。

地域別に見ると、2020年は北米地域が31.0%と前年に引き続き最大のシェアを占めており、シェールガス由来のLPガス生産量が増えています。続いてアジア大洋州地域が24.9%、中東地域が20.2%の順となっています。(第222-1-26)。

【第222-1-26】世界のLPガス地域別生産量



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典: Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2021」を基に作成

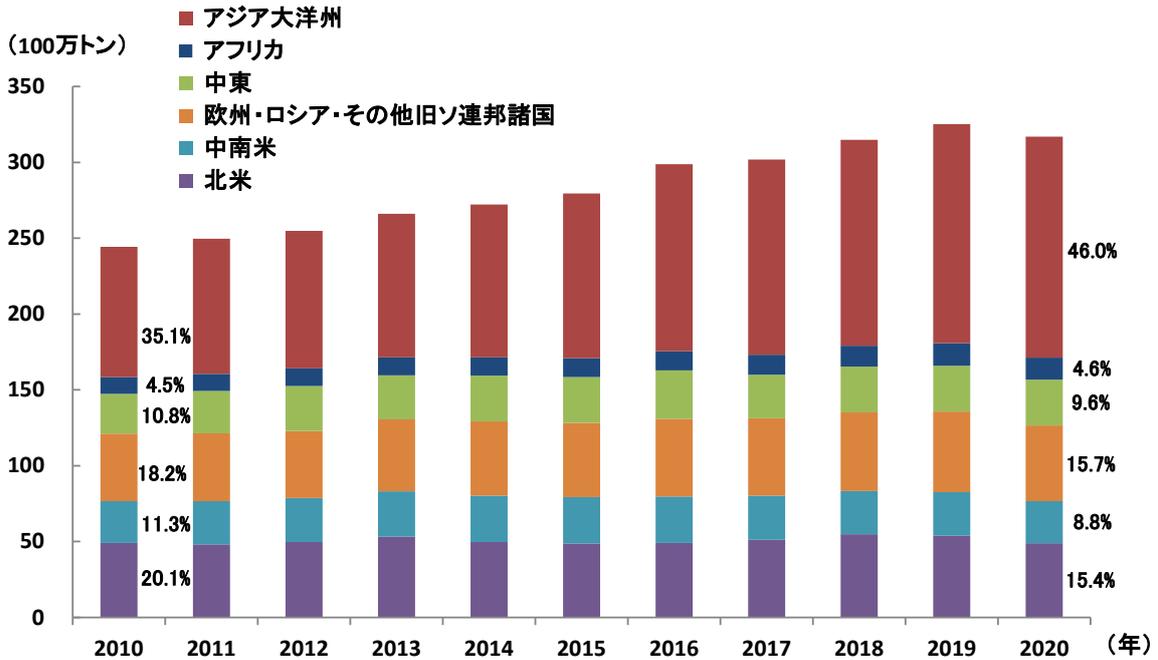
(イ) 消費の動向

2020年の世界のLPガス消費は約3.17億トンでした。2010年から2019年までLPガスの消費量は増加を続け、この間の年平均の伸び率は3.2%でした。しかし、2020年はCOVID-19の影響でLPガスの消費量は前年比2.5%のマイナスとなりました。

地域別に見ると、最大消費地域であるアジア大洋州地域は2010年の35.1%から、2020年には46.0%とシェアが増加しました。(第222-1-27)。

2020年の消費を用途別に見ると、家庭・業務用が44.3%、化学原料用が27.6%、工業用が9.9%、輸送用が7.7%、精製用が9.5%となりました。さらに、これを地域別に見ると、中東地域、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国地域と北米地域は化学原料用のシェアが最も高く(それぞれ72.5%、41.3%、31.8%)、アフリカ地域、中南米地域、アジア大洋州地域では家庭・業務用のシェアが最も高く(それぞれ78.0%、66.3%、53.7%)となりました(第222-1-28)。

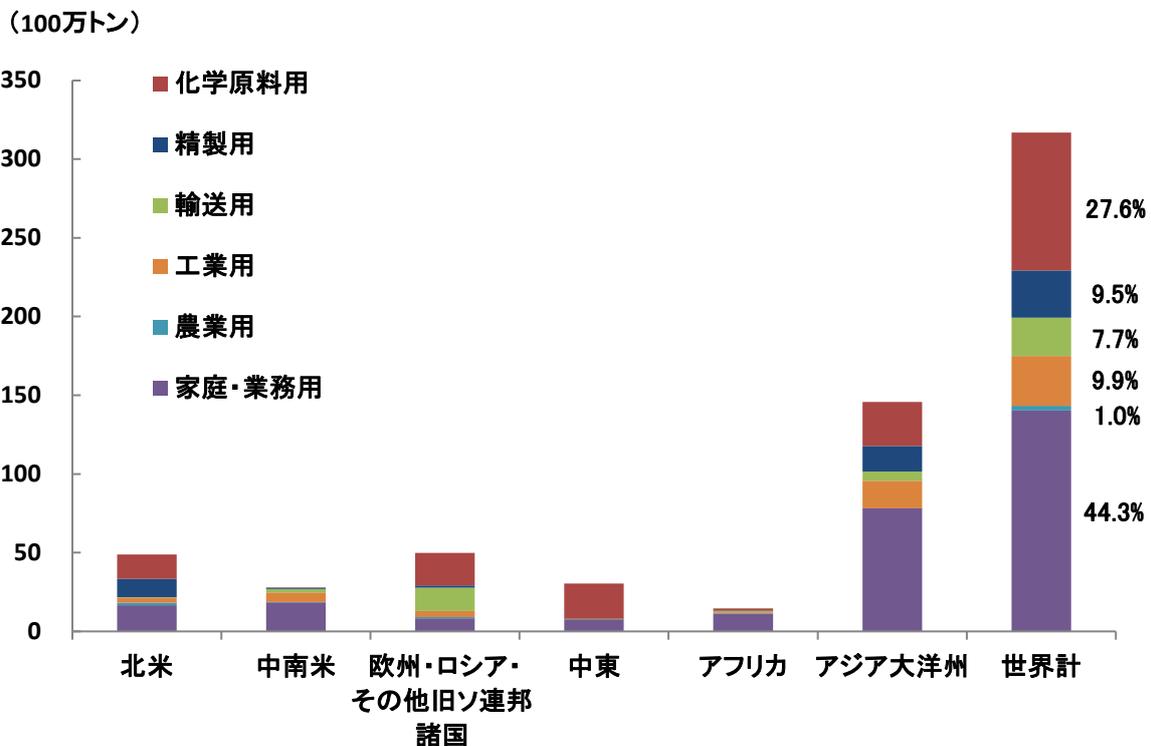
【第222-1-27】世界のLPガス地域別消費量



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある

出典: Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2021」を基に作成

【第222-1-28】世界のLPガス用途別消費量(2020年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある

出典: Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2021」を基に作成

(ウ) 価格の動向

世界のLPガスの価格は、原油価格の動向に大きく影響を受けて形成されています。主要な価格を形成する市場地域としては、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⁴²(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・アジア大洋州地域を中核にした地域)の3つのゾーンに大別されています。それぞれの価格形成市場地域の価格差を埋めるように裁定取引が発生することにより、需給調整がなされています。

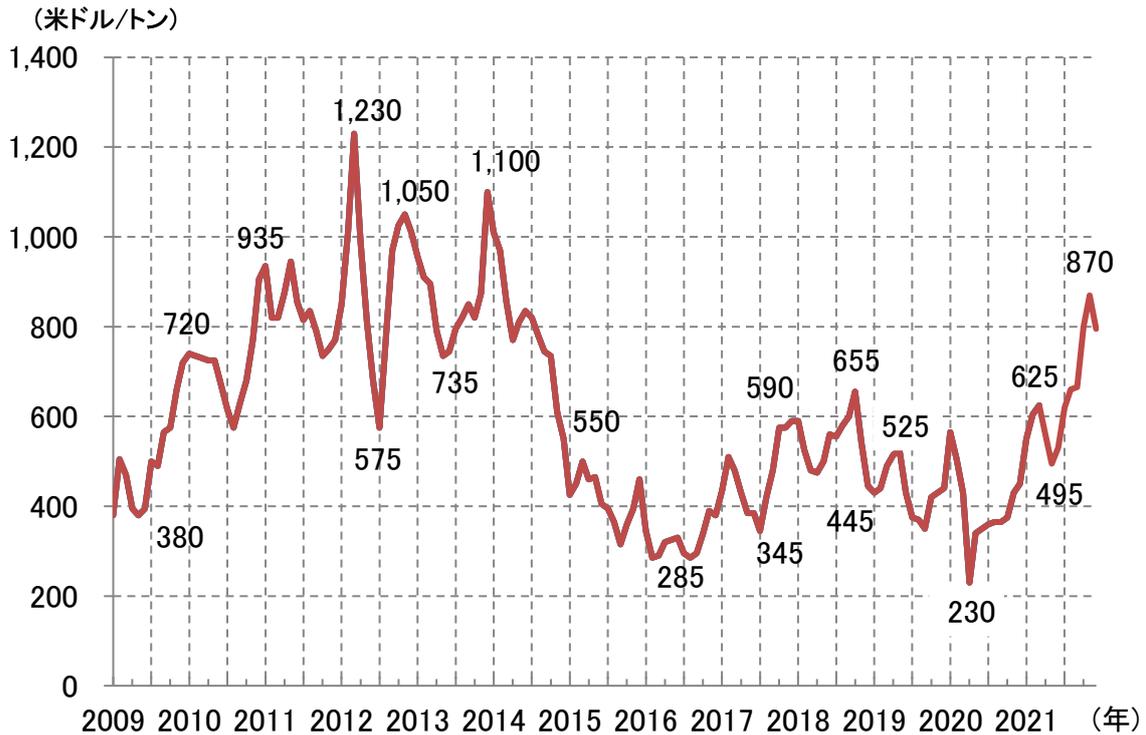
我が国のLPガス輸入指標となるサウジアラビアの公定契約価格は、ある程度スポット市場の値動きが反映されていますが、基本的にはサウジ側から一方的に通告される価格であり、我が国を含む消費国においては、価格決定プロセスの不透明性が指摘されてきました。ただし、近年では米国からのLPガス輸出が増加しており、サウジアラビア等、既存のLPガス輸出国との競争も激しくなっています。

原油価格の高騰とともに、3つのゾーンとも2000年から2008年7月までLPガス価格は上昇基調を続けてきました。その後、2009年1月には、プロパン価格(FOB⁴³価格)が、サウジアラビア産(サウジアラムコCP)で380ドル/トンまで低下しました。原油価格が回復するにつれてLPガス価格も上昇し、2012年3月には1,230ドル/トンまで上昇しましたが、2014年から再び価格低下に転じ、2017年からは概ね300~600ドル/トン台で推移していました。2020年4月には一時的に、サウジアラビア等の原油増産に伴うLPガスの供給量増加見込みにより、サウジアラムコCPは前月(同3月)の約半分となる230ドル/トンに急落しましたが、翌月からは上昇を続け、2021年1月には600ドル/トン台になりました。2021年5月にかけてインドや日本などアジアでのCOVID-19感染拡大の影響による経済低迷からの需要減とOPECプラスによる協調減産の段階的緩和による供給増加見通しを背景とした原油価格の低下により、サウジアラムコCPは495ドル/トンまで下落しました。その後は、COVID-19感染拡大の減速による経済回復からエネルギー需要が回復し、さらに世界的な脱炭素化の潮流や厳冬見通しにより、サウジアラムコCPは2021年11月に約8年振りの高値である870ドル/トンに達しました(第222-1-29)。

⁴² 2006年までは北海のBP価格指標(BPAP: BP Agreed Price)が使用されていた。

⁴³ Free On Board価格の略称で積地引渡し価格を指します。

【第222-1-29】サウジアラビア産(サウジアラムコCP)プロパン価格推移



出典:石油情報センター「LPG価格の動向」を基に作成

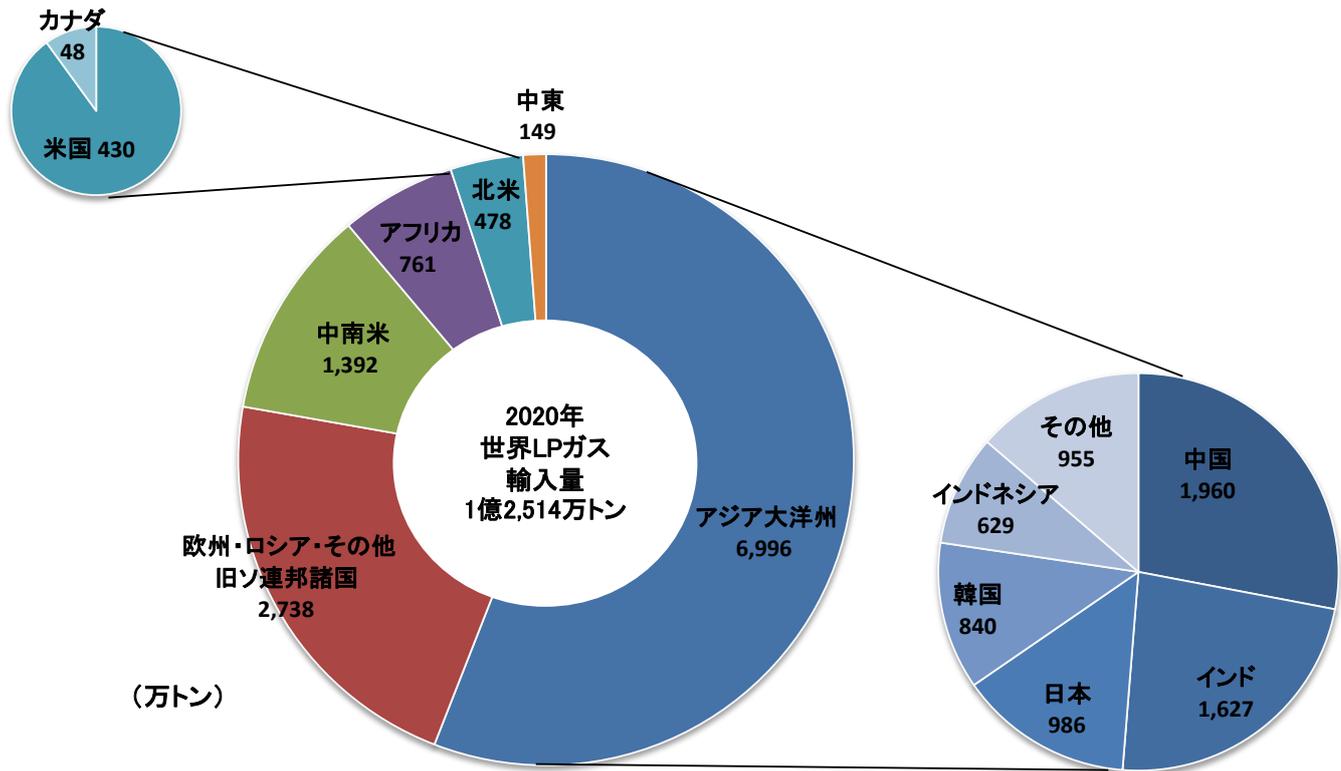
(エ) 貿易の動向

北米地域の2020年の輸出量は5,506万トンで、前年に引き続き最大のLPガス輸出地域となりました。そのうち米国の輸出量は4,935万トンであり、世界最大の輸出国です。北米地域に続くのは中東地域で、輸出量は3,778万トンでした。中東地域で最大規模の輸出国はカタールとUAE、サウジアラビアで、それぞれの輸出量は1,047万トン、923万トン、685万トンです。北米、中東地域に続く輸出地域は、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国(2,167万トン)となっています。

一方、輸入面ではアジア大洋州地域が最大の輸入地域で、2020年の輸入量は6,996万トンでした。アジア大洋州地域に続く輸入地域は、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国で2,738万トンでした。アジア大洋州地域の最大の輸入国は中国で、輸入量は1,960万トン、続いてインド(1,627万トン)、我が国(986万トン)、韓国(840万トン)、インドネシア(629万トン)となりました。また、その他の地域では米国の輸入量が430万トンで最大でした。(第222-1-30)。

世界のLPガス貿易市場は、(ウ)価格の動向において既述のとおり、大きく3地域(米州地域、欧州地域、アジア地域)に分割されており、従来は、基本的にこの各域内で貿易取引が行われていました。しかし、1999年を境にそれまで供給余剰であったアジア市場が一転して不足状態となり、スエズ以西からLPガスが流入するようになりました。近年では北米地域、特に米国からアジアや欧州への輸出が増加しています。米国シェールガス田由来のLPガスの生産量の増加、2016年のパナマ運河拡張による米国から東アジアへのLPガス輸出増加等も大きな要因となっています。

【第222-1-30】世界のLPガス地域別輸入量(2020年)



注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある

出典: Argus Media Group 「Statistical Review of Global LPG 2021」を基に作成

(3) 石炭

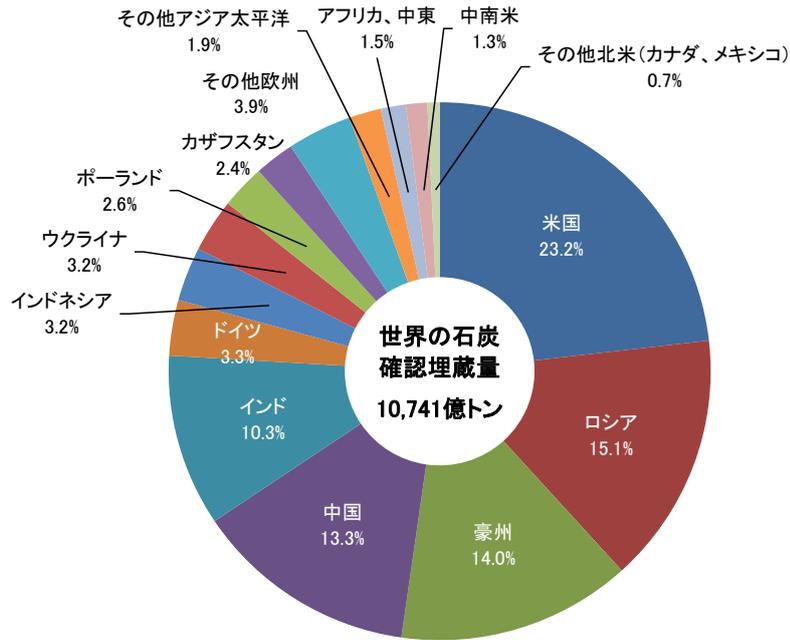
①資源の分布

石炭の確認埋蔵量は10,741億トンで、国別には、米国(23.2%)、ロシア(15.1%)、豪州(14.0%)、中国(13.3%)、インド(10.3%)等で多く埋蔵されています(第222-1-31)。石炭の炭種別には、瀝青炭と無煙炭が7,536億トン、亜瀝青炭と褐炭で3,205億トンです⁴⁴。

石炭の持つメリットとしては、石油、天然ガスに比べ地域的な偏りが少なく、世界に広く賦存していることが挙げられます。また、可採年数(R/P ratio、確認埋蔵量/年産量)が139年(BP統計2021年版)と石油等のエネルギーよりも長いのも特徴です。

⁴⁴ 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言います。石炭は、石炭化度により無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭、褐炭、泥炭に分類されますが、日本では無煙炭から褐炭までを石炭と呼んでいます。

【第222-1-31】世界の石炭確認埋蔵量(2020年末時点)



(注)四捨五入のため、各国・地域の比率を合計しても100%にならない。
出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

②石炭生産の動向

世界の石炭生産は2000年代に入り、急速な拡大を遂げました。2000年時点の生産量は46億3,805万トンでしたが、2013年には79億7,618万トンに達しました。その後、中国、欧州、北米等での石炭需要の減少に伴い石炭生産は減少し、2016年には72億9,302万トンに落ち込みました。しかし、2017年以降、中国の需要の増加等を背景に増加に転じ、2019年の石炭生産量は79億6,001万トンまで増加、その後2020年はCOVID-19感染拡大により需要が落ち込み生産量は75億7,536万トン（見込み値、以下同じ）に減少しました。

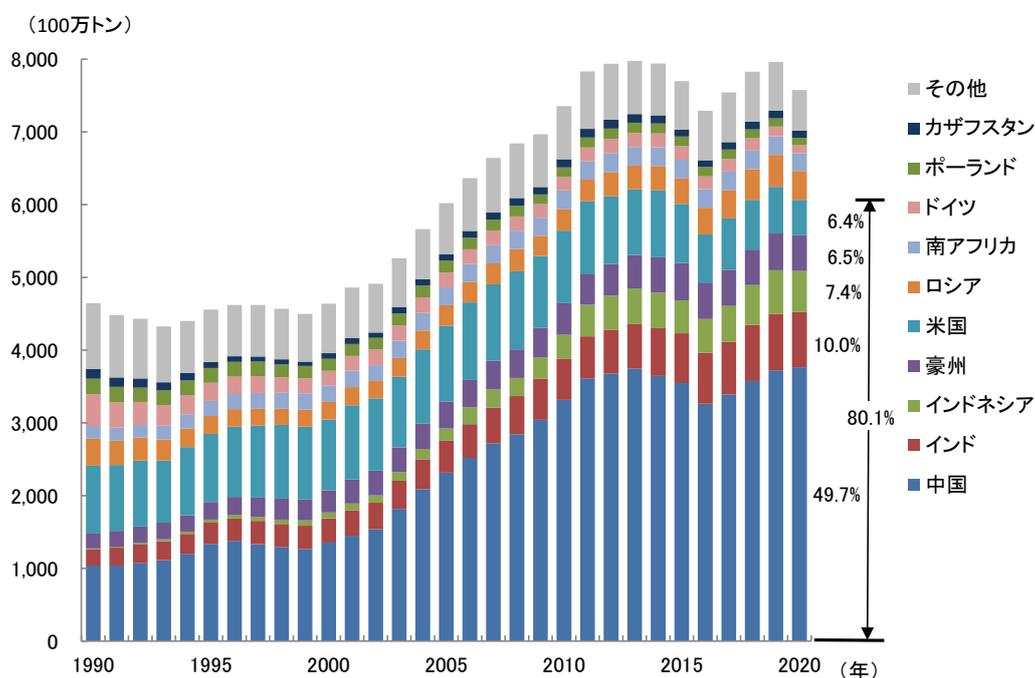
2020年の石炭生産量を国別シェアで見ると、中国(49.7%)とインド(10.0%)の2か国で世界の生産量の半分以上となる59.7%を占めました。さらに、インドネシア、豪州、米国までの上位5か国の生産量を合計するとそのシェアは80.1%でした。また、2020年における石炭生産量の上位10か国(上述の5か国のほか、ロシア、南アフリカ、ドイツ、ポーランド、カザフスタンを加える)の生産シェアは92.6%となっています。うち、2000年時点と2020年を比較して石炭生産量が減少しているのは米国、ドイツ、ポーランドの3か国で、ほかの7か国では増加しました(第222-1-32)。米国の生産量の減少は、環境対策や、シェールガスの生産増加により天然ガス価格が低下しガス火力発電の経済性が向上、その結果、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、ドイツ、ポーランドの生産量の減少は、EUの気候変動対策を背景に国内消費が減少傾向にあるためです。

石炭生産量が世界第1位の中国は2000年代以降、電力分野を中心に急拡大する国内消費に因應するため、生産量を大幅に伸ばしてきました。2014年から2016年までは主に大気汚染対策等により消費が減少し生産量は減少しましたが、2017年から2020年は増加が続いています。第2位のインドでは、国内需要の拡大に伴い生産量は年々増加していますが、2020年は前年比2.0%の減少でした。石炭輸出国である豪州では、アジア向けを中心とした輸出の拡大に伴い2015年まで生産量が増加してきました。2016年以降は輸出需要の停滞と国内消費の減少から生産量は減少傾向で推移し、2019年は増加に転じましたが、2020年は再び減少しました。インドネシアでは、1980年代初めに政府の外資導入政策により炭鉱開発に外国資本が参入し、1990年代以降アジア向けを中心とした輸出と国内需要の拡大により生産量は増加してきました。2014年から2015年にかけては、中国、インド向けの輸出量の減少により生産量は減少しましたが、2016年から2019年までは増加傾向で推移し、2020年は再び減少しました。このように上位4か国で近年増加していた石炭生産量は2020年には、COVID-19感染拡大による石炭需要の減少から低下しました。

2020年の世界の石炭生産量(75億7,536万トン)のうち78.2%に相当する59億2,100万トンは発電用燃料や一般産業で利用される一般炭で、生産量は2000年代に入り急速に増加しました。コークス製造に用いられる原料炭も2000年代に入り生産量が倍増していますが、2020年の原料炭生産量は総生産量の約13.4%に相当する10億1,586万トンでした。熱量が低く、生産地で

の発電燃料などの用途に限られる褐炭生産量は、2000年以降8億トン台で推移していましたが、2019年以降は減少して2020年の生産量は6億3,849万トンになりました(第222-1-33)。

【第222-1-32】世界の石炭生産量の推移(国別)

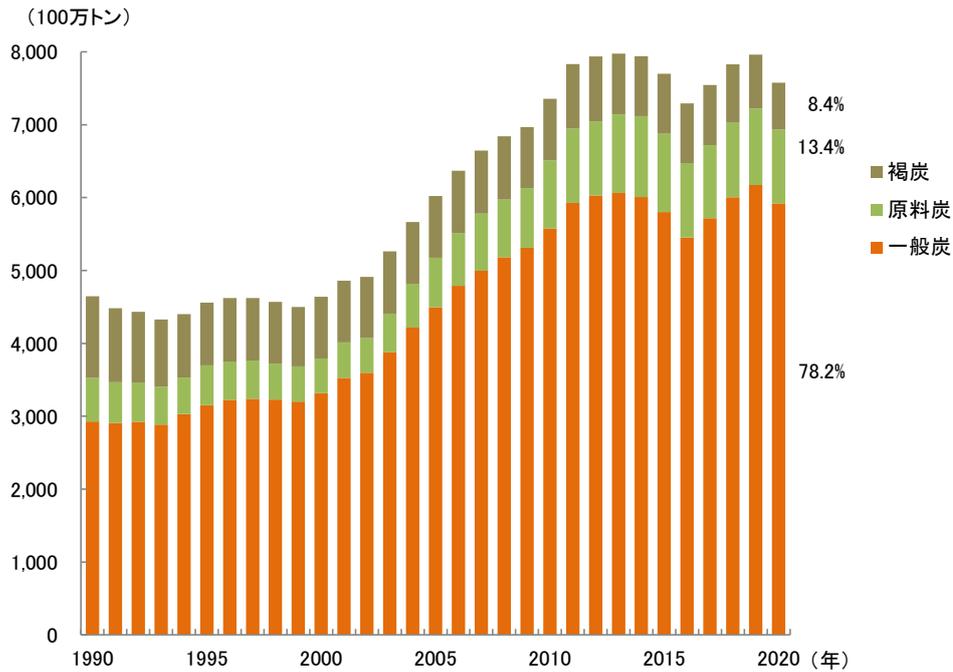


(注1) 2020年データは見込み値。

(注2) 四捨五入のため、上位5か国の比率と各国の比率の合計には差異がある。

出典:IEA「Coal Information 2021」を基に作成

【第222-1-33】世界の石炭生産量の推移(炭種別)



(注) 2020年データは見込み値。

出典:IEA「Coal Information 2021」を基に作成

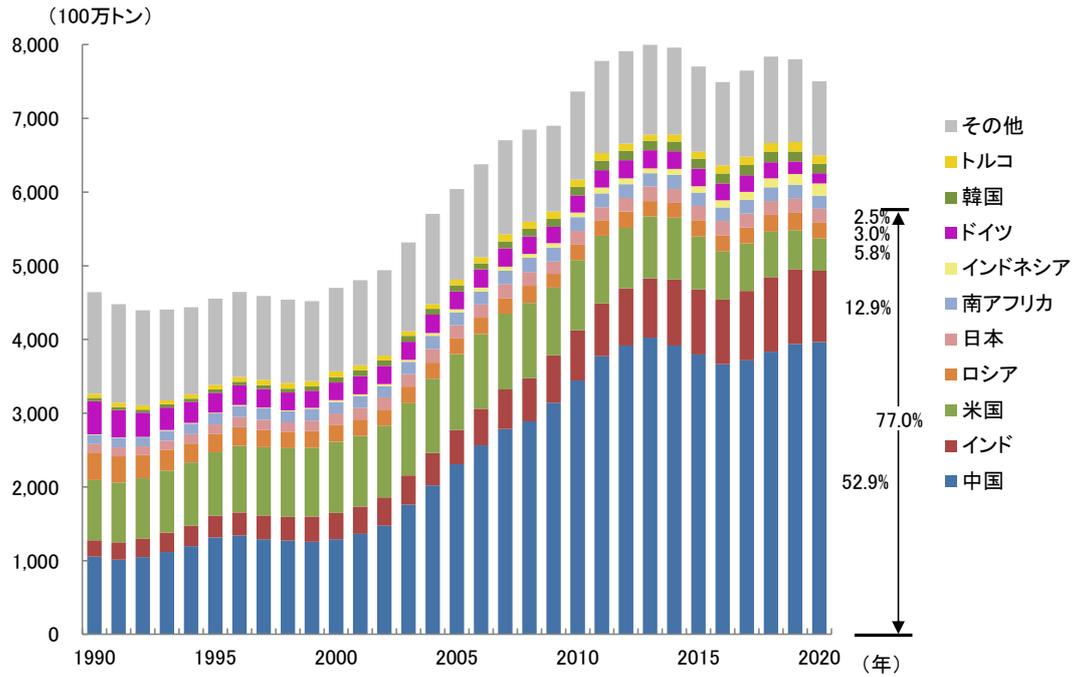
③石炭消費の動向

2020年の世界の石炭消費量は75億452万トンと推計されており、前年比3.8%減となりました。2020年の石炭消費の国別シェアを見ると、中国の消費量は39億6,623万トンと、中国だけで世界合計の半分を消費しています。中国は2000年代に入り石炭消費量を急激に増加させ、2013年の消費量は40億トンを上回りました。その後2016年までは大気汚染対策等を背景に減少しましたが、2017年以降再び増加しています。また、中国とインド(総消費量の12.9%)の2か国で世界の石炭消費量の65.8%を占め、これらに米国、ロシア、日本を加えた上位5か国で世界の77.0%を消費しました。我が国の2020年の石炭消費量は1億8,422万トンで、世界第5位ですが、全体に占める割合は2.5%となっています(第222-1-34)。

2019年の世界の石炭消費量を用途別に見ると、発電用に66.6%、鉄鋼生産に用いるコークス製造用に12.7%、製紙・パルプや窯業を始めとする産業用に12.6%が消費されました(第222-1-35)。

石炭を利用する場合においては、地球温暖化対策の観点から、高効率化の技術開発、またこの技術を電力需要が急増する国々を中心に広く普及させるといった対策が併せて求められています。

【第222-1-34】世界の石炭消費量の推移(国別)

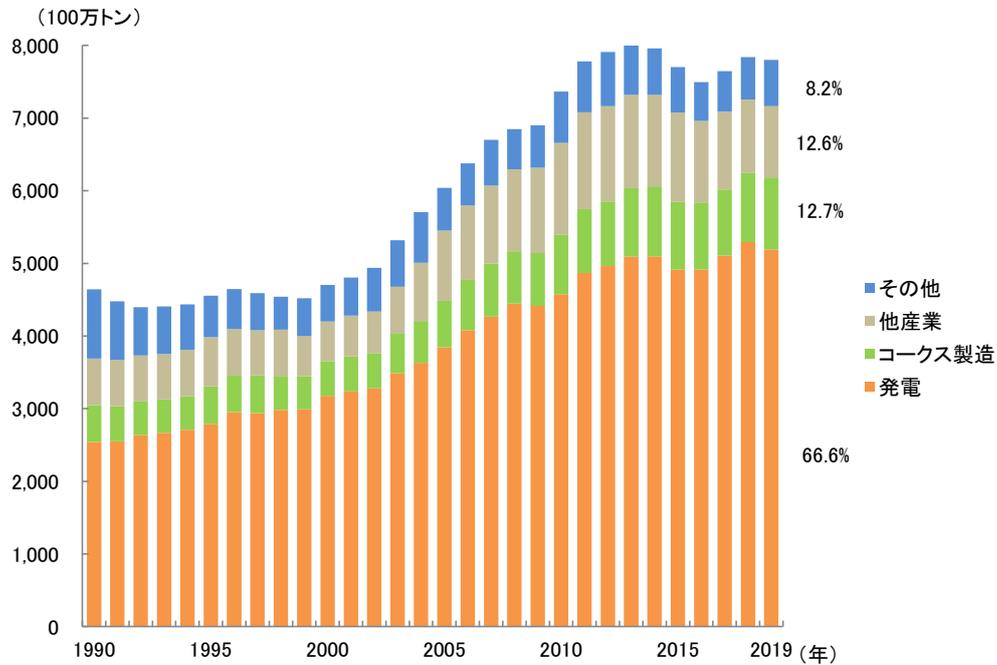


(注1) 2020年データは見込み値。

(注2) 四捨五入のため、上位5か国の比率と各国の比率の合計には差異がある。

出典:IEA「Coal Information 2021」を基に作成

【第222-1-35】世界の石炭消費量の推移(用途別)



(注1) その他にはIEAの統計誤差を含む。

(注2) 用途別の内訳は2019年が最新の値。

(注3) 四捨五入のため、用途別の比率を合計しても100%にならない。

出典:IEA「World Energy Statistics 2021」を基に作成

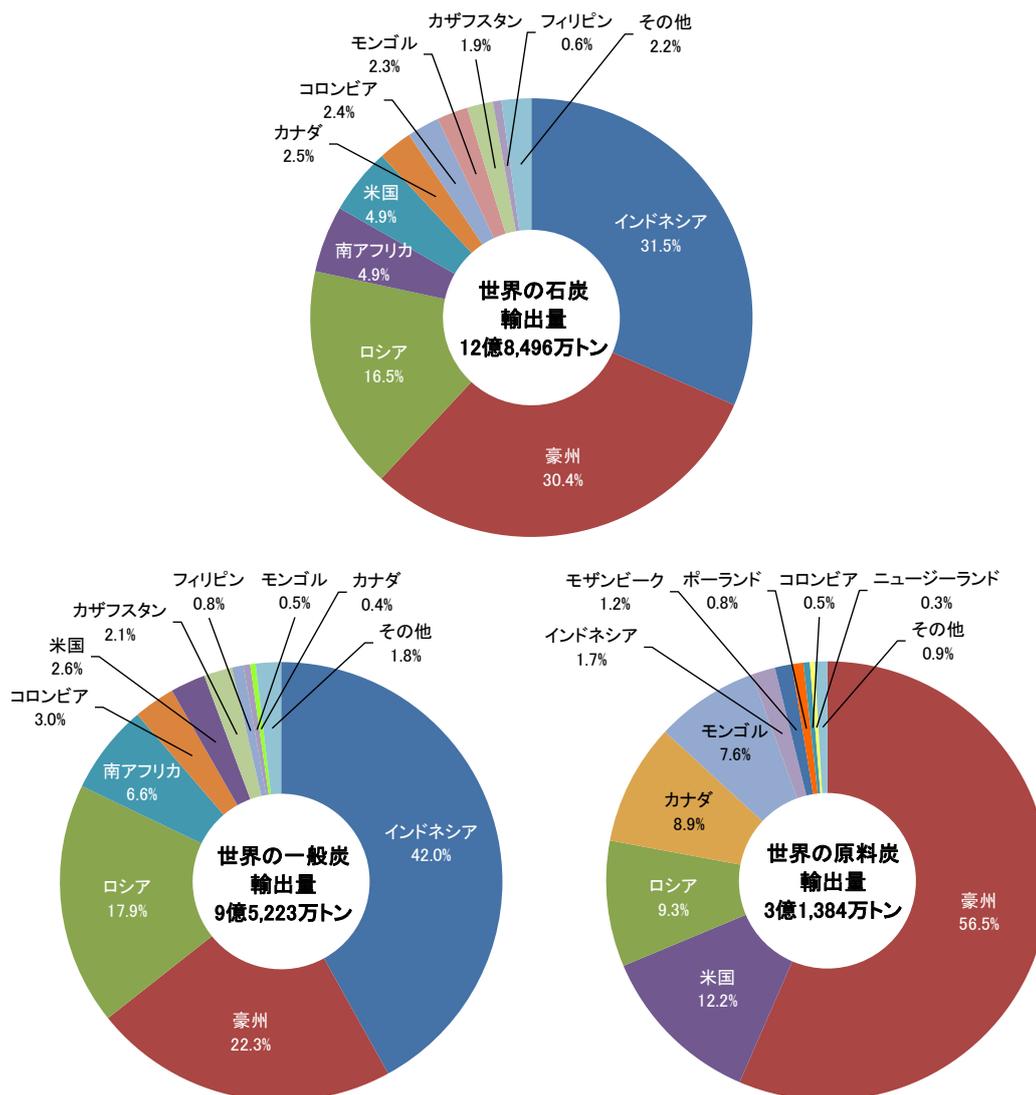
④石炭貿易の動向

2020年の世界の石炭輸出量は12億8,496万トンと推計されています。インドネシアが世界最大の輸出量となっており(4億505万トン)、全体の31.5%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位の豪州は世界の輸出量の30.4%を占め、次いでロシアが16.5%と続き、以下、南アフリカ、米国、カナダの順となりました。これら上位6か国で世界の石炭輸出量の90.7%を占めました(第222-1-36)。

一般炭と原料炭の別に見ると、2020年の一般炭輸出量は9億5,223万トン、原料炭輸出量は3億1,384万トンと推計されています。輸出国別では、一般炭の最大の輸出国はインドネシアで、世界の一般炭輸出量の42.0%を占め、次いで豪州が22.3%、ロシアが17.9%、南アフリカが6.6%、コロンビアが3.0%と続き、これら5か国で全体の91.8%を占めました。一方、原料炭の最大の輸出国は豪州で、世界の原料炭輸出量の56.5%を占め、次いで米国12.2%、ロシア9.3%、カナダ8.9%、モンゴル7.6%と続き、これら5か国で全体の94.4%を占めました。

インドネシアからの輸出が急拡大した理由としては、石炭需要が拡大しているインドや東南アジア諸国、また中国や韓国など東アジアに地理的に近いこと、発熱量は低いものの安価な石炭を多く生産していること等が挙げられます。一方、豪州が多くの石炭を輸出している理由としては、高品質の石炭が豊富に賦存すること、石炭の生産地が積出港の近くにあること、鉄道や石炭ターミナルのインフラがほかの輸出国と比較して整備されていることが挙げられます。

【第222-1-36】世界の石炭輸出量(2020年見込み)



(注1) 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。

(注2) 四捨五入のため、各国の比率を合計しても100%にならない場合がある。

出典:IEA「Coal Information 2021を基に作成

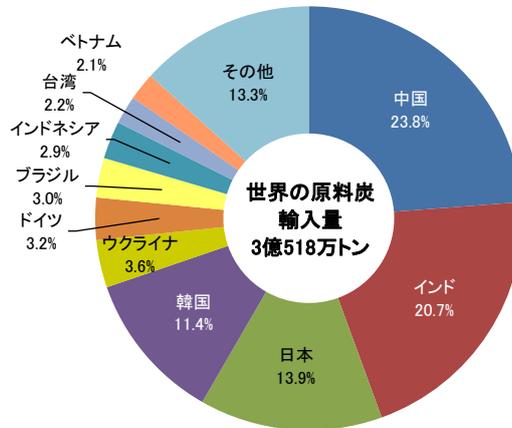
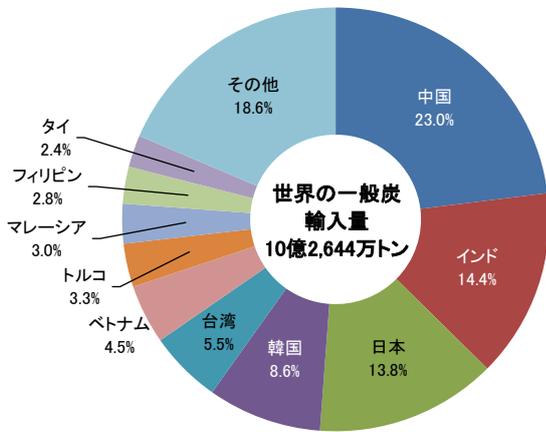
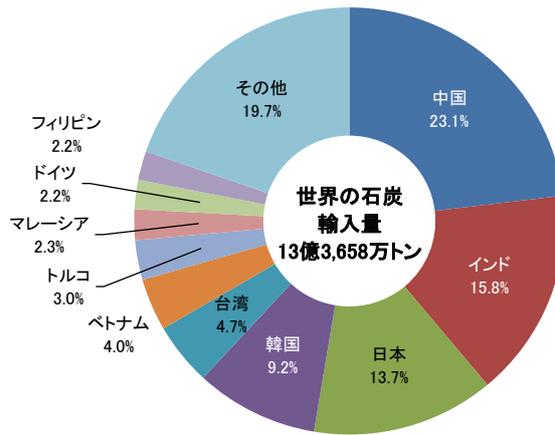
一方、2020年の世界の石炭輸入量は13億3,658万トンと推計されています。中国の輸入量が3億885万トンと世界最大(シェアは23.1%)、次いでインドが2億1,125万トン(同15.8%)と推計されています。我が国の輸入量は1億8,343万トン(同13.7%)で、世界第3位の輸入国となっています。以下、韓国1億2,349万トン(9.2%)、台湾6,326万トン(4.7%)と続き、これら5か国で全体の66.6%を占めました(第222-1-37)。

長年に亘り世界第1位の石炭輸入国は日本でしたが、中国、インド等アジア諸国では電力需要の増加に伴い石炭火力発電所での石炭消費が増加し、石炭輸入量が増加しています。中国の石炭輸入量は、2009年に1億トンを超え、2011年には2億トン超、2013年には3億トン超と、急激に拡大し、2011年に日本の輸入量を抜いて最大の輸入国になりました。また、2014年にはインドの輸入量が日本の輸入量を上回り、世界第2位の輸入国となりました。

一般炭と原料炭の別に2020年の輸入国を見ると、一般炭は中国が最大の輸入国で、以下、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、以下、インド、日本、韓国、ウクライナの順となりました。

2020年の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、インド及び日本を中心とするアジア地域と欧州地域の二つに大きく分かれています。近年はアジア市場の規模が大きくなっています(第222-1-38)。

【第222-1-37】世界の石炭輸入量(2020年見込み)

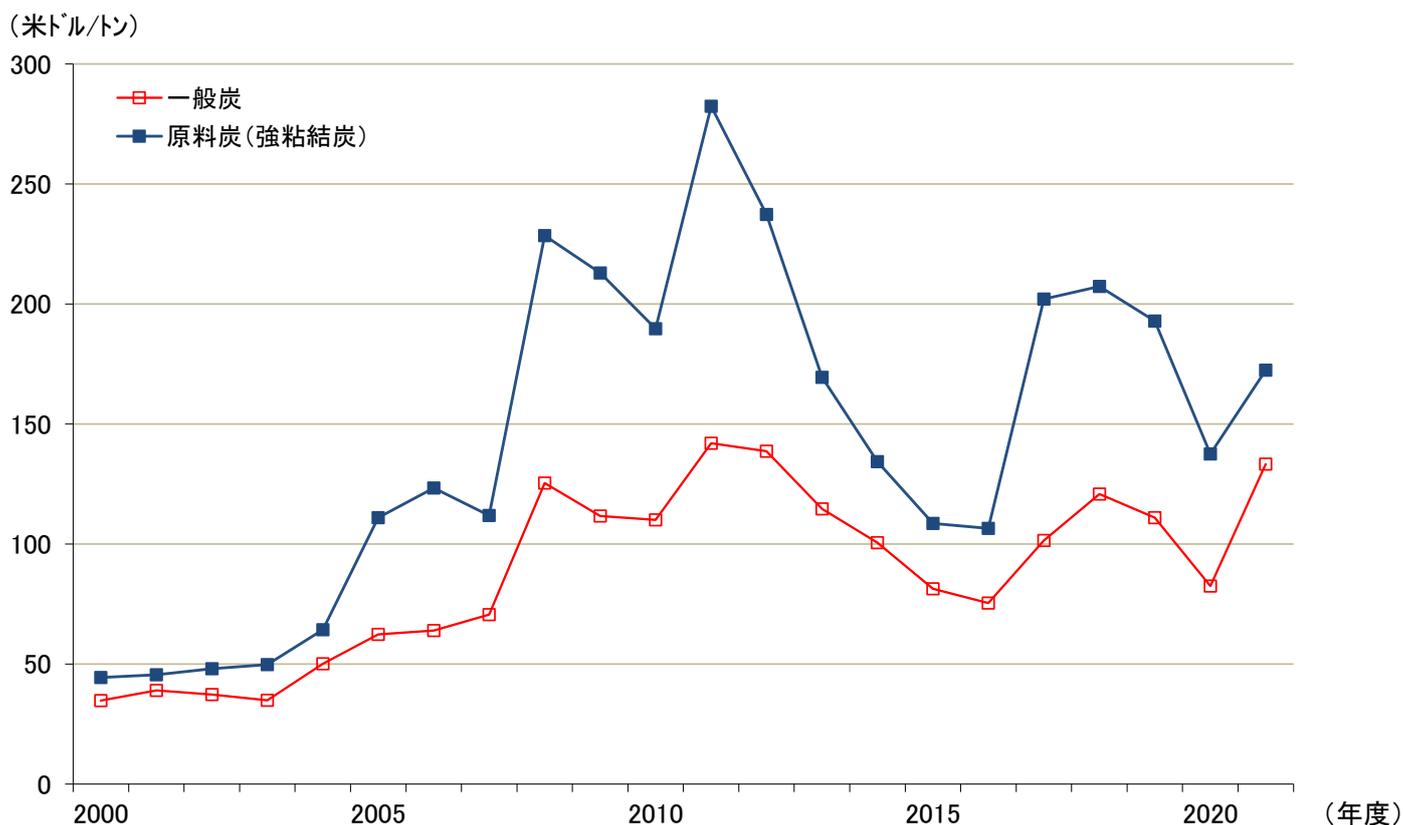


(注1) 各国・地域の輸入量を積み上げたもので、第222-1-36の輸出量合計と一致しない。

(注2) 四捨五入のため、各国の比率を合計しても100%にならない場合がある。

出典:IEA「Coal Information 2021」を基に作成

【第222-1-39】我が国の豪州炭輸入CIF価格の推移



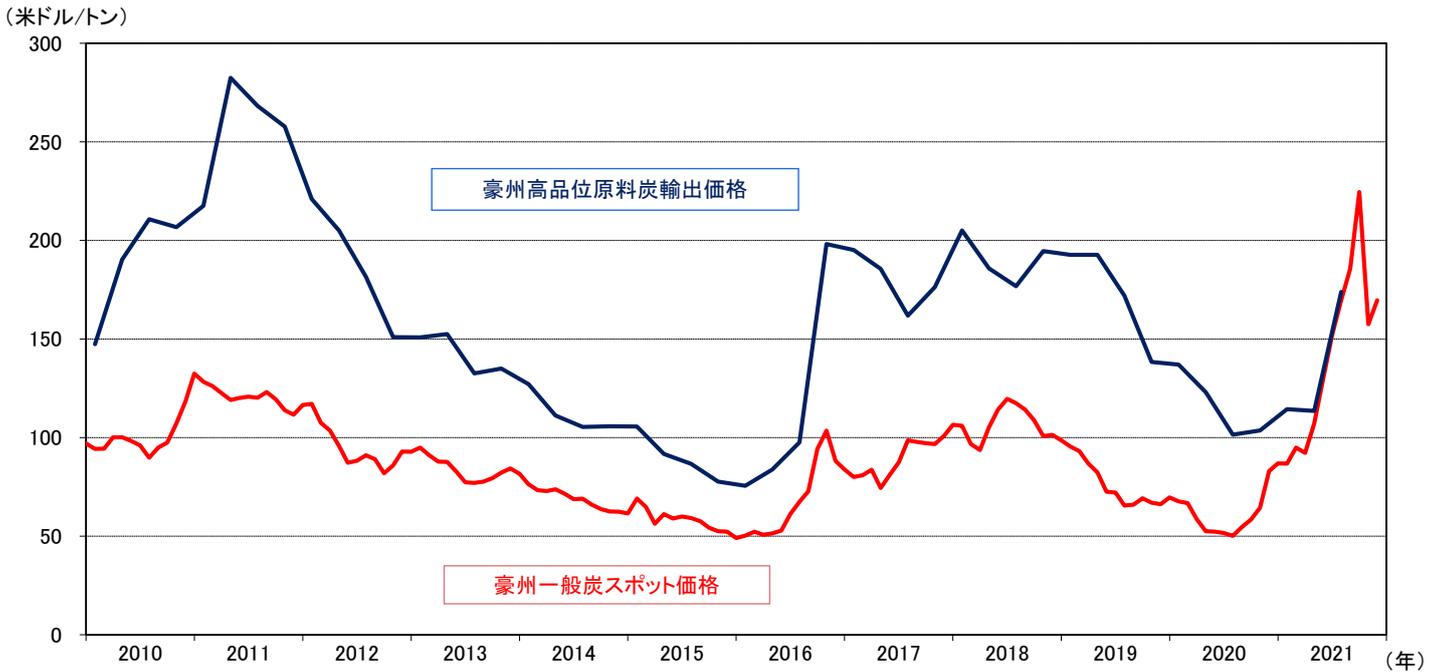
(注) 2021年の値は速報値。

出典: 財務省「日本貿易統計」を基に作成

近年、日本の石炭輸入価格に影響を与える国際市場価格は大きく変動しています。一般炭スポット価格(豪州のニューキャッスル港出し一般炭価格(月平均))は2016年初めに50ドルを割り込みましたが、その後上昇し、同年末頃には一時的に100ドル超まで高騰しました。この高騰の主な要因は中国の需要が増加に転じると同時に、中国政府が国内生産を政策的に抑制した(炭鉱の操業日数を減じた)こと等により国内需給がタイトになり、輸入量が増加したためです。一方輸出国では、長引いた価格低迷による不採算炭鉱の閉山や休山が進み供給力の調整が進んでいたことが挙げられます。その後は中国の生産調整が緩和されたこと等から80ドル前後に低下しましたが、2017年下半期に入り、中国やASEANの輸入が堅調な中、インドの輸入量も対前年比で増加し、再び上昇に転じ、2018年7月には120ドルまで高騰しました。しかしその後、主な需要国での輸入が停滞したことから一般炭供給は過剰気味となり、スポット価格は下落し、2019年後半以降60ドル台後半で推移しました。2020年第一四半期頃までは同水準で維持していましたが、COVID-19感染拡大による石炭需要の落ち込みから5月には50ドル台前半に下落、8月には近年の底値(2016年1月)に迫る50ドルまで下落しました。そうした中で、供給事業者が生産量を絞る一方で、中国の輸入需要が維持されたこと等から、2020年12月には80ドル台まで持ち直しました。2021年に入って一般炭スポット価格は、石炭輸入国での石炭需要が増加していることから夏期の需要期に向けて上昇し、その後は中国国内市場の動向に大きくけん引されて、上昇しました。しかし、中国政府が国内生産を増加するなどの対策をとったことから、11月の一般炭価格は下落しました(第222-1-40)。

豪州高品位原料炭輸出価格(4半期平均価格)を見ると、2015年第4四半期から2016年第1四半期かけて80ドルを割り込みましたが、一般炭と同様の要因により2016年第4四半期には200ドル近くまで上昇しました。2017年第3四半期には160ドル台まで下落しましたが、中国及びインドの輸入増や供給が滞ったこと等から2018年第1四半期には200ドル超まで戻し、その後は170ドルから190ドル台で推移しました。2019年に入り中国を除いて主な需要国の輸入が停滞し、さらに同年後半には中国の輸入も減速したため、一般炭と同様に原料炭も供給過剰気味となり、原料炭輸出価格は2019年第4四半期には140ドルを下回り、さらに2020年第3四半期には100ドル近くまで下落しました。2021年に入り110ドル台まで戻しましたが、原料炭輸出価格も主に中国国内市場の動向にけん引され、第3四半期には170ドル台まで急騰しています。

【第222-1-40】豪州一般炭・高品位原料炭価格の推移

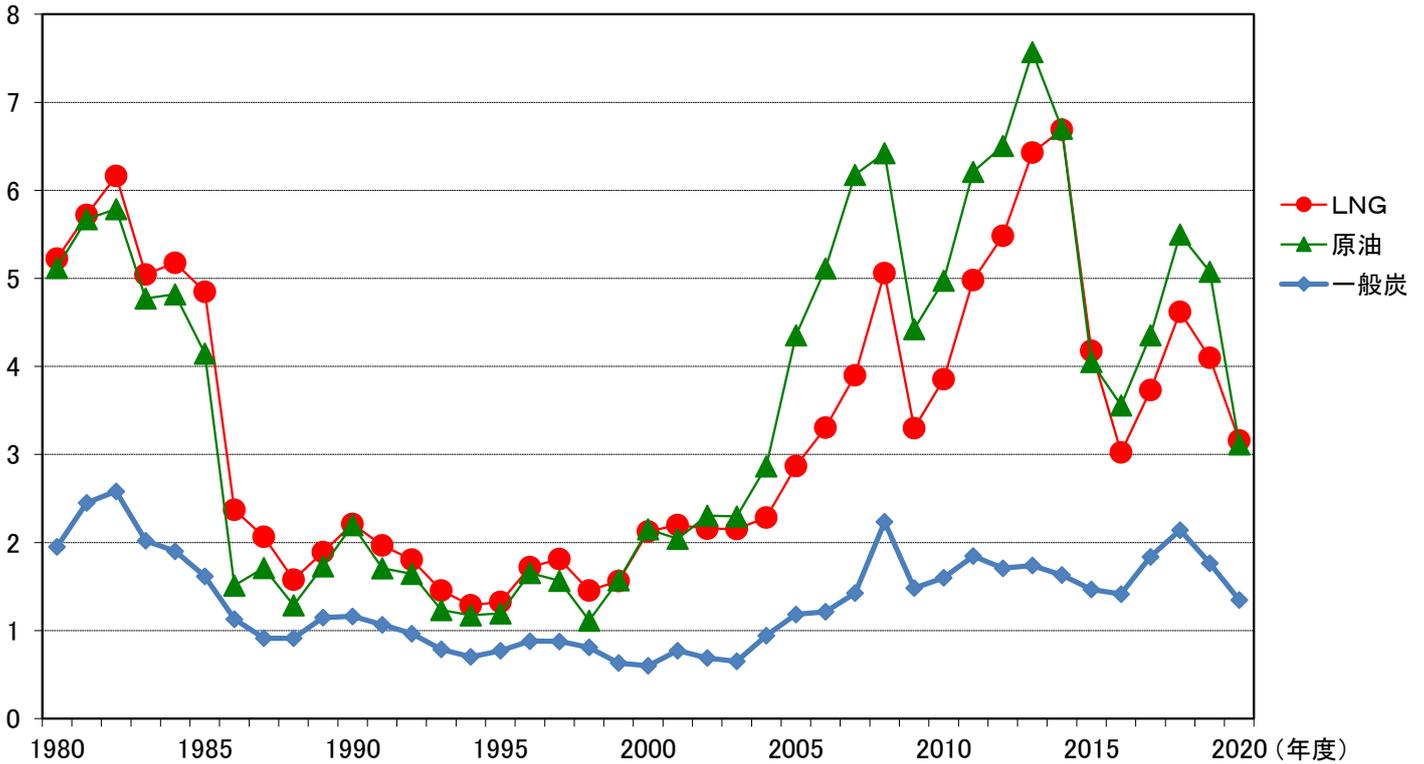


(注) 豪州一般炭スポット価格: World Bankが公表する豪州ニューキャッスル港出し一般炭スポットFOB価格(月平均)。
 豪州高品位原料炭輸出価格: 豪州DISERが公表する豪州高品位原料炭輸出FOB価格(四半期平均)。
 出典: World Bank及びDepartment of Industry, Science, Energy and Resources (DISER), Australia Government, 「Resources and Energy Quarterly - December 2021」を基に作成

石炭(一般炭)の価格とほかの化石エネルギーの価格を同一の発熱量(1,000kcal)当たりのCIF価格で比較すると、石炭の価格が原油やLNGの価格よりも低廉かつ安定的に推移していることが分かります(第222-1-41)。1980年代前半では石炭の価格優位性は非常に高いものでしたが、1986年度以降はその価格差が縮小しました。しかし、1999年度以降再び価格差は増大し、石炭の優位性が増してきました。2004年度以降、原油価格の上昇に合わせてほかの化石エネルギーの価格も上昇していますが、発熱量当たりのCIF価格で比較すると、石炭の上昇幅はほかの化石エネルギーよりも小さいものでした。2012年度以降は上述したように石炭価格の下落により発熱量当たりのCIF価格も低下しました。2017年度、2018年度にはいずれの化石エネルギー価格も上昇し、2019年度、2020年度に低下しましたが、石炭価格は原油及びLNG価格と比較し、優位性を維持しています。

【第222-1-41】化石エネルギーの単位熱量当たりCIF価格

(円/千kcal)



出典: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

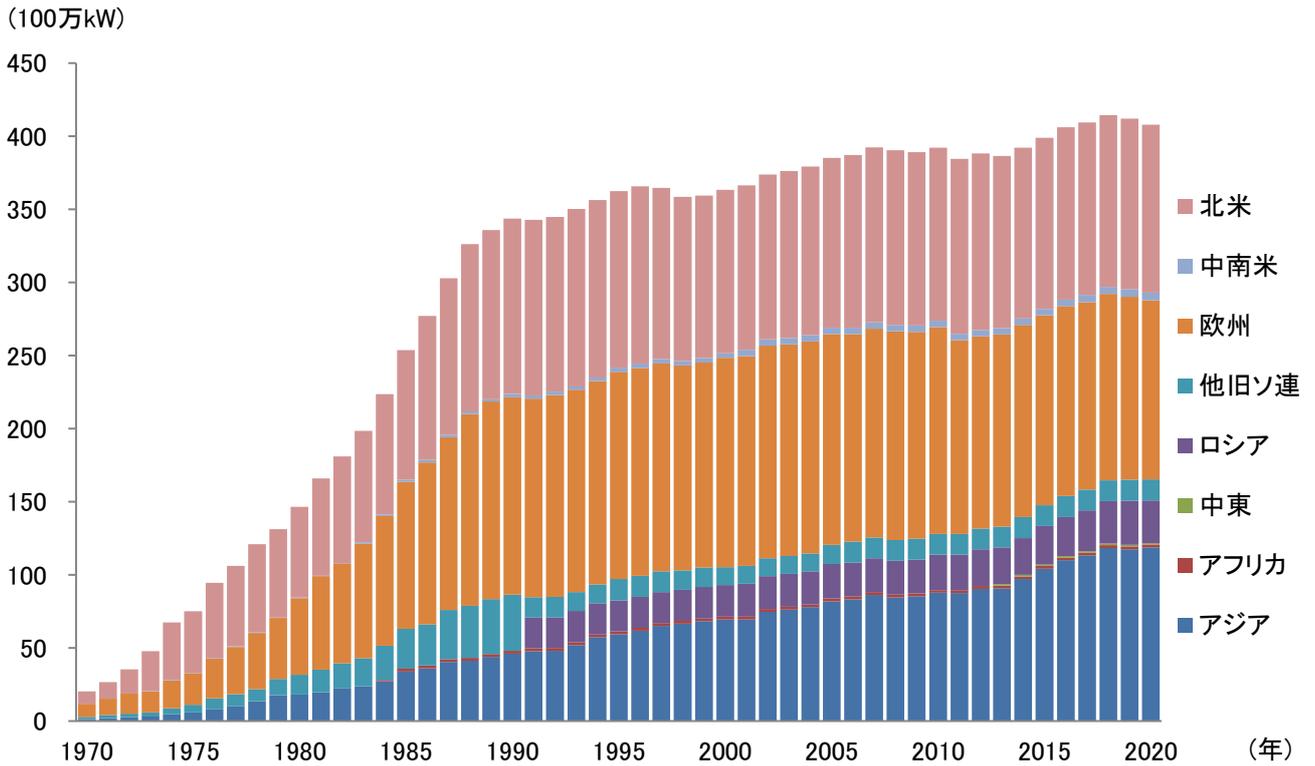
2.非化石エネルギーの動向

(1)原子力

①世界の原子力発電の推移

1951年、世界初の原子力発電が米国で開始されて以来、二度の石油ショックを契機として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年代後半からは世界的に原子力発電設備容量の伸びが低くなりました(第222-2-1)。

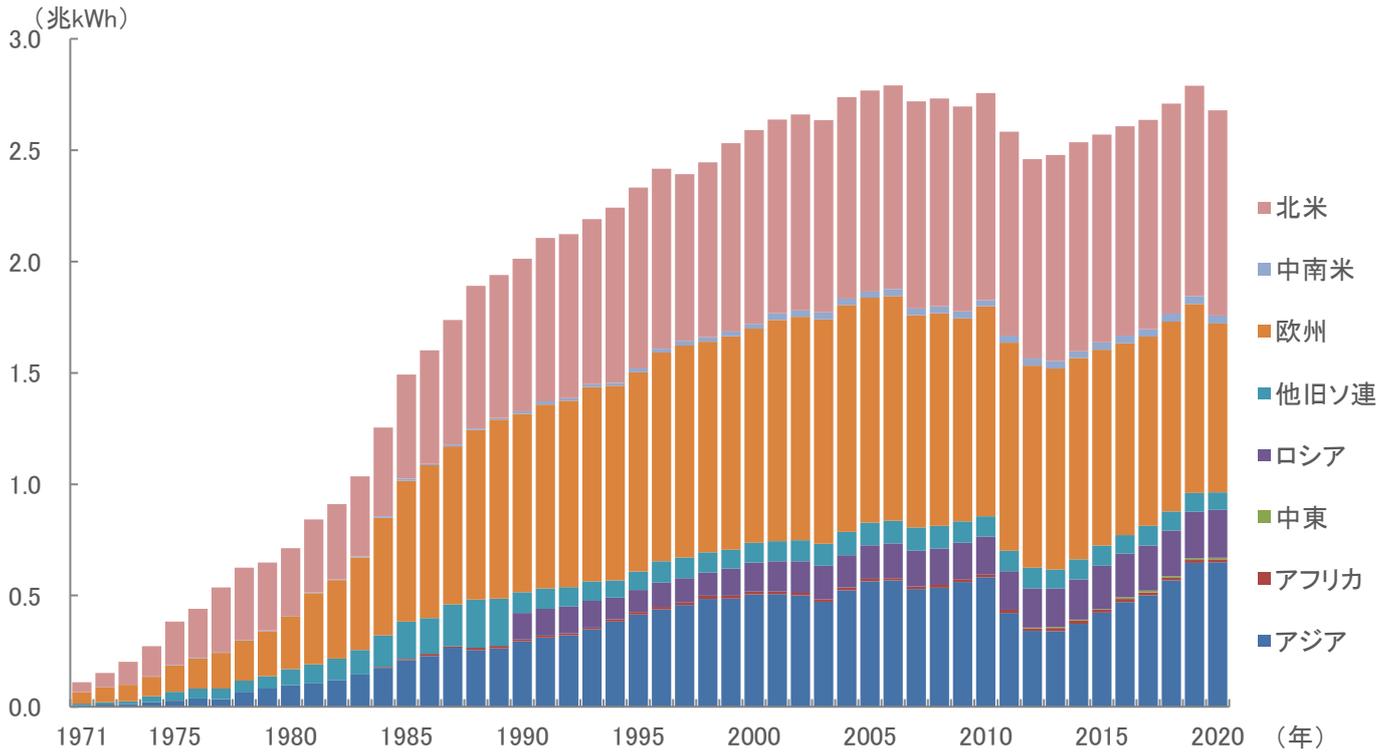
【第222-2-1】原子力発電設備容量(運転中)の推移



出典:日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2021年版」を基に作成

しかし、化石燃料資源の獲得を巡る国際競争の緩和や地球温暖化対策のため、特にアジア地域では、原子力発電設備容量が着実に増加してきました。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、アジア地域の原子力発電電力量は減少しましたが、2014年に再び増加に転じました(第222-2-2)。

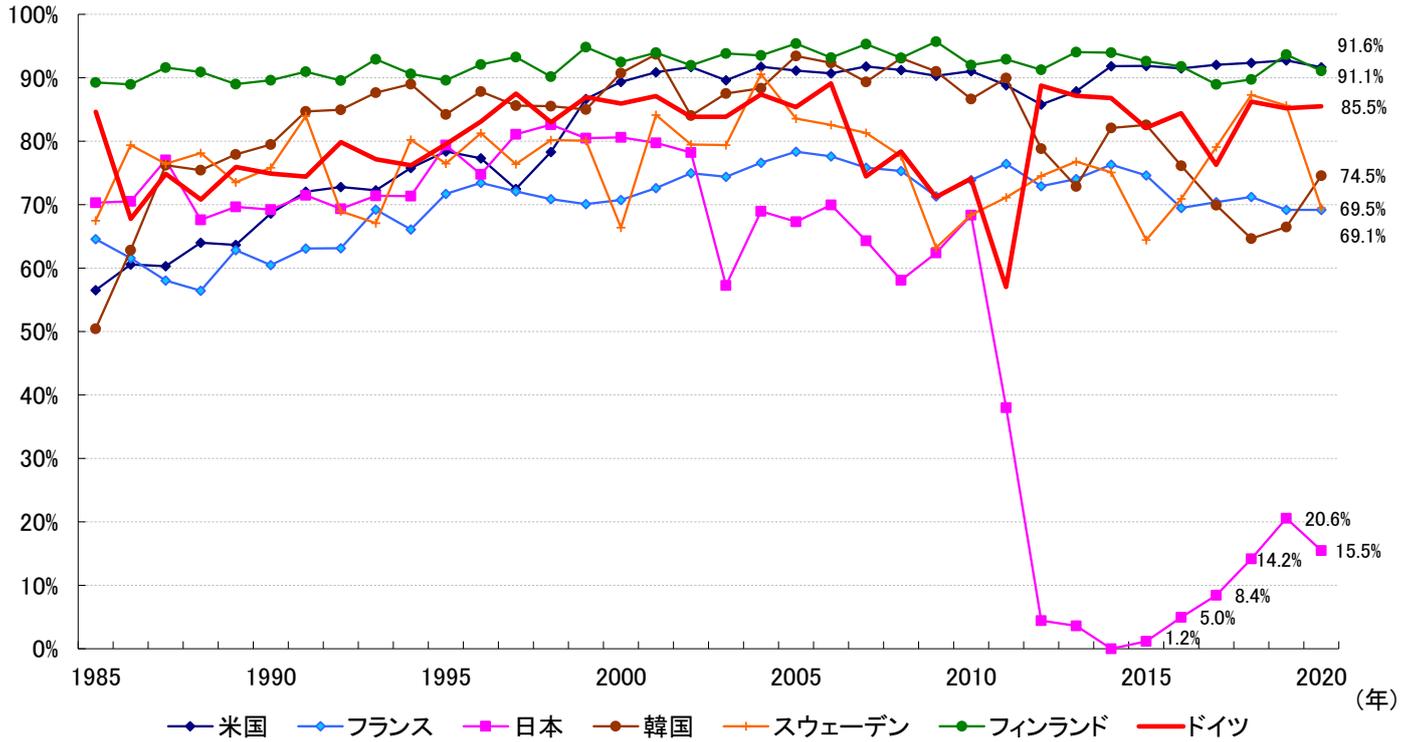
【第222-2-2】世界の原子力発電電力量の推移(地域別)



出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

一方、欧米地域においては、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よって、発電電力量は増加傾向となってきました。設備利用率で見ると、例えば、米国では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、近年では設備利用率9割前後で推移しています。一方、日本では東日本大震災後、原子力発電所は長期稼働停止しており、2015年8月に新規規制基準施行後初めて再稼働した九州電力川内原子力発電所1号機を始め、2022年3月までに10基が再稼働したものの、設備利用率は低迷したままです(第222-2-3)。また、エネルギー需要が急増する新興国を中心に、原子力発電所の新規導入若しくは増設の検討が進められています。

【第222-2-3】世界主要原子力発電国における設備利用率の推移



出典: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・地域の現状について説明します(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 | 94 | 10,035 | 823 | 92 | 19 |
| フランス | 56 | 6,404 | 354 | 69 | 67 |
| 中国 | 48 | 4,988 | 366 | 83 | 5 |
| 日本 | 33 | 3,308 | 39 | 15 | 4 |
| ロシア | 34 | 2,931 | 216 | 77 | 20 |
| 韓国 | 24 | 2,342 | 160 | 75 | 27 |
| カナダ | 19 | 1,451 | 98 | 77 | 15 |
| ウクライナ | 15 | 1,382 | 76 | 62 | 54 |
| 英国 | 15 | 1,036 | 50 | 58 | 16 |
| ドイツ | 6 | 855 | 64 | 85 | 11 |
| スペイン | 7 | 740 | 58 | 89 | 23 |
| スウェーデン | 6 | 707 | 49 | 69 | 30 |
| インド | 22 | 678 | 43 | 73 | 3 |
| ベルギー | 7 | 623 | 34 | 63 | 39 |
| チェコ | 6 | 421 | 30 | 82 | 37 |

(注)基数・発電能力は2021年1月1日時点。発電量・設備利用率・発電電力量構成比率は2020年時点(年ベース)。

出典: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2021年版」を基に作成、発電量・発電電力量構成比率はIEA「World Energy Balance 2021年版」を基に作成、設備利用率はIAEA「Power Reactor Information System (PRIS)」を基に作成

(ア)米国

米国では運転中の原子力発電所の基数が94基(合計出力1億35万kW)あり、その規模は世界一で、原子力発電により発電電力量の19%を賅っています(2020年)。また、平均設備利用率は92%(2020年)と順調な運転を続けてきました。2022年3月時点で85基の原子力発電所について、運転期間(認可)を60年とする延長が認められており、3基が延長を申請する予定であることを表明しています。また2017年7月、原子力規制委員会(NRC)は80年運転に向けたガイダンスを確定し、認可を受けた原子力発電所においては80年運転が可能となりました。これまでにフロリダ・パワー&ライト社のターキーポイント3、4号機、セントルーシー1、2号機、エクセロン社のピーチボトム2、3号機、ドミニオン社のサリー1、2号機、ノースアナ1、2号機、ネクストエラ社のポイントビーチ1、2号機、デュークエナジー社のオコニー1、2、3号機、が80年運転に向けた2回目の運転期間延長申請をしています。このうち、NRCはターキーポイント3、4号機に対して2019年12月に、ピーチボトム2、3号機に対して2020年3月に、サリー1、2号機に対して2021年5月に運転期間延長の認可を発給しました。

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」に基づいて、建設遅延に対する政府保険、発電量に応じた一定の税額控除、政府による債務保証制度が整備されました。そのようなインセンティブ措置の導入を受け、原子力発電所の新規建設に向けて、2007年以降19件の建設・運転一体認可(COL)申請がNRCに提出されました(2022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、エネルギー省は、前月に発表した2012年会計年度のエネルギー省予算のうち、原子力発電所新設支援のための融資保証枠360億ドルは変更しない、と発表し、原子力政策の維持を表明しました。さらに同年3月30日にオバマ大統領はエネルギー政策に関する演説を行い、そこで原子力の重要性に言及しました。

原子力発電を重視する姿勢は2017年1月20日のトランプ大統領就任後も変更はなく、トランプ大統領が議会に提出した2018年会計年度、2019年会計年度各々の予算教書において、オバマ前政権が打ち切ったユッカマウンテンにおける使用済燃料の深地層処分場建設計画の許認可審査活動の再開及び中間貯蔵プログラムの開始について新たに予算措置を提案したほか、2017年9月29日にはエネルギー省が建設費用の増加が見込まれるボーグル発電所3号機、4号機に対し、建設継続のために37億ドルの追加融資保障の適用を提案しました。一方、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、トランプ政権はユッカマウンテン計画を進めず、代替の解決策を開発し、実行可能な方策に州を関与させていく方針を表明しました。2021年1月には新たにバイデン政権が発足しましたが、バイデン大統領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。

他方で、米国内でシェールガス開発が進み天然ガス価格が下落している等の要因を含む経済性の観点から、原子力発電所の閉鎖も発表されています。2012年から2021年までの10年間に、デュークエナジー社のクリスタルリバー3号機、ドミニオン社のキウォーニー原子力発電所、サザンカリフォルニアエジソン社のサンオノフレ2、3号機、エンタジー社のバーモントヤンキー原子力発電所、ピルグリム1号機、インディアンポイント2、3号機、オマハ電力公社のフォートカルフォーン1号機、エクセロン社のオイスタークリーク原子力発電所、スリーマイルアイランド1号機、ネクストエラ社のデュアンアーノルド1号機が閉鎖されたほか、エンタジー社のパリセード原子力発電所、パシフィックガスアンドエレクトリック社のディアブロキャニオン1、2号機についても、経済性の観点から閉鎖が決定されました。また、新設についても、建設費用の大幅な増加に伴い、2017年3月29日の、ボーグル発電所3号機、4号機及びV.C.サマー発電所2号機、3号機の建設工事を請け負うウエスチングハウス社による米国連邦倒産法第11章に基づく再生手続の申立てを受け、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いで公表される状況を鑑み、温室効果ガス削減や雇用など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、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温暖化防止策「クリーン・エネルギー基準(CES)」が承認されたほか、同年12月に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包括的エネルギー法案、2017年10月にコネチカット州内で稼働するミルストーン原子力発電所2、3号機への支援措置を可能にする「ゼロ炭素電力の調達に関する法案」が成立、2018年5月にはニュージャージー州で州内の原子力発電所に対する財政支援プログラムである「ゼロ排出クレジット(ZEC)」を盛り込んだ法案が成立しました。2019年7月には、オハイオ州で同様の法案が成立しています。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エクセロン社のバイロン1、2号機とドレスデン2、3号機が運転を継続できることとなりました。

米国では、エネルギー省が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(GAIN)プログラム」や2020年5月に立ち上げられた「新型炉実証プログラム(ARDP)」を中心に、連邦政府が新型炉開発支援を積極的に行っています。

2018年以降、米国議会でも新型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。

(イ)欧州

(i)英国

英国では15基の原子力発電所が運転中で、発電電力量の16%を賅っています(2020年)。2007年7月、英国政府は、新しいエネルギー白書「Energy White Paper: meeting the energy challenge」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面での支援方針を表明しました。さらに2008年1月には、原子力発電所新規建設に向けた体制整備やスケジュール等を盛り込んだ原子力白書を発表しました。2011年7月には、英国下院において8か所の原子炉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-CfD:Feed-in Tariff with Contracts for Difference)を実施することが規定されています。このFIT-CfDについては、EDFエナジー社のヒンクリー・ポイントCにおける原子力発電所新設案件への適用について、欧州委員会よりEUの国家補助(State Aid)規則に違反する可能性につき調査が行われましたが、2014年10月に同規則に違反しないとの判断が下されました。ヒンクリー・ポイントC発電所計画では、2013年10月に英国政府と事業者の間で、具体的な固定買取価格(ストライク・プライス)が発表されており、2015年10月には、フランス電力(EDF)と中国広核集团有限公司(CGN)の間で、同計画に対して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ました。2016年7月にはEDFの取締役会が最終投資決定を行い、同年9月には英国政府、EDF及びCGNが、同計画を実行するための最終的な契約・合意文書に調印、2017年3月、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、サイズウェルC発電所の2021年末の建設開始を目指すと発表しました。ムーアサイド発電所での新規建設事業を進めていた東芝は、2018年11月、英国での原子力発電所新規建設事業からの撤退と、100%出資していたニュージェネレーション社の解散を決定しました。次いで、日立製作所が100%出資するホライズン・ニュークリア・パワー社は、ウィルファ・ニューウィッド発電所及びオールドベリーB発電所の新設計画を進めていましたが、2019年1月、日立製作所がホライズンプロジェクトの凍結を発表し、2020年9月には英国での原子力発電所新規建設事業からの撤退を発表しました。2021年3月現在、英国内ではEDFエナジー社のヒンクリー・ポイントC発電所、サイズウェルC発電所、中国広核集团有限公司(CGN)のブラッドウェルB発電所の新設計画が進められています。

2017年11月に発表された「Industrial Strategy」を受け、2018年6月、英国政府は「Nuclear Sector Deal」を公表しました。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政府の支援策を示し、英国内民生用原子力産業に対し、総額2億ポンドを投じるとしています。2020年11月、英国政府は「グリーン産業革命に向けた10ポイント計画」を発表し、原子力の分野では大型原子炉及び小型モジュール炉や先進的モジュール炉に最大約5億5,000万ポンド投資する方針を明らかにしました。

2021年10月には政府より、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)モデルの導入が発表されました。RABモデルは、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、この仕組みでは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います。

(ii)フランス

フランスは原子力発電所の基数が56基と米国に次ぐ世界第2位の原子力発電規模を有しており、発電電力量の67%を賅っています(2020年)。発電設備が国内需要を上回っているという状況から、新規原子力発電所の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を利用可能とするため、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、新規原子力発電所としてフラマンビル3号機(欧州加圧水型原子炉:EPR)を建設することを決定し、2007年12月に着工しました。しかし、同機は建設に大幅な遅延が生じており、2021年11月時点でも運転を開始していません。

東京電力福島第一原子力発電所事故後の2011年3月以降も、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、オランド大統領率いる社会党政権が、原子力発電の発電量について、2025年までに50%まで割合を引き下げ、現行の発電容量(63.2GW)を上限とする内容の「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年までに原子力比率を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社により、計画通り実施した場合、2020年以

降の電力供給の不足やCO₂の削減目標の未達が生じるとの懸念が示されたほか、2017年5月に就任したマクロン大統領政権下の閣僚からは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月に原子力比率引下げの目標年次の延期が決定され、2019年11月、2035年までに原子力比率を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。「エネルギー転換法」の取り決めにより、新たな原子力発電所を完成させる前に古いものを閉鎖しなければならなくなったこともあり、2019年9月に政府とEDFはフェッセンハイム1、2号機の早期閉鎖について合意しました。両機は2020年2月と6月にそれぞれ閉鎖されました。

2021年2月、規制当局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。1978～1987年に商業運転開始した原子炉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(PSR)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ます。今回の決定により、90万kW級原子炉の全般的評価フェーズが完了し、今後、順次個別レビューが行われ、2031年までには全てのPSRが完了する予定です。

2015年7月、EDFは、経営難に陥っていた同国の原子力複合企業アレバ社の再建策として、同社の原子力サービス部門であるアレバNP社の株式の少なくとも51%を取得することでアレバ社と合意したと発表しました。2016年11月、アレバ社は、アレバNP社の原子力サービス部門から、建設が遅延しているオルキルト3号機関連を除く事業を継承する新会社New NP社の株式の少なくとも51%をEDFが取得することで、正式にEDFと合意しました。最終的な出資比率はEDFが75.5%、三菱重工が19.5%、フランスのエンジニアリング会社のアシシステムが5%となり、2018年1月、フラマトムに名称変更しました。同月、燃料サイクル部門のニューアレバも、オラノに名称変更しました。最終的なオラノへの出資比率は、政府45.2%、仏原子力庁(CEA)4.8%、アレバSA(政府100%出資のアレバ本体)40%、日本原燃5%、三菱重工5%となりました。2018年2月の日本企業による増資完了をもって一連の業界再編は完了しました。

(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国内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、「脱原子力政策」が見直されました。2010年9月、原子力発電所の運転延長を認める法案が閣議決定され、電力会社は経営判断に基づき既設炉の運転延長を判断することができるようになりました。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、連立政権も同年4月には脱原子力を推進する立場へと転換しました。2003年11月にシュターデ発電所が、2005年5月にオブリヒハイム発電所が廃止され、2011年時点で国内17基の原子炉がありましたが、それらを段階的に廃止し、再生可能エネルギーとエネルギー効率改善により代替していくための法案が、同年6月30日に下院で、7月8日に上院で可決し、7月31日の大統領署名を経て、8月1日から施行となりました。この政策変更により、8基の原子炉が即時閉鎖となりました。また、残り9基の原子炉については、2022年までに順次閉鎖されることになり、それに基づき2015年6月にグラーフエンラインフェルト発電所が、2017年12月にグンドレミンゲンB発電所が、2019年12月にフィリップスブルク発電所2号機が、そして2021年12月にブロックドルフ発電所、グローンデ発電所、グンドレミンゲンC発電所が永久停止し、ドイツの運転中原子力発電所は3基となりました。原子力発電による、発電電力量構成比率は11%です(2020年)。

(iv)その他の欧州

スウェーデン6基(発電電力量の30%)、スペイン7基(同23%)、ベルギー7基(同39%)、チェコ6基(同37%)、スイス4基(同35%)、フィンランド4基(同34%)、オランダ1基(同3%)の原子力発電所が運転中です(基数:2021年1月時点。発電電力量シェア:2020年時点)。

このうちスウェーデンでは、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することとされ、1997年には新設禁止を定めた原子力法が制定されました。それに基づき1999年12月にバーセバック1号機を、2005年5月に同2号機を閉鎖しました。しかしその後、原子力発電所廃止見直しの機運が高まり、2010年6月、新設禁止を定めた原子力法を改正し、国内10基の既設原子炉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。これにより新規建設は法律上可能となりました。これまでは、電気事業者は既設発電所の出力向上に優先的に注力しており、正式な建設計画は提出されていませんでしたが、2012年7月、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。2014年10月に発足したロヴェーン新首相率いる新政権は、2040年までに電力の全てを再生可能エネルギー

ギーで賄うことを目標としていましたが、2016年6月の社会民主党を始めとする5党の枠組合意では、原子力発電所の熱出力に課されている税が2017年から2年間で段階的に廃止されることとなりました。2040年は原子力発電所の全廃の期限ではないことが確認され、低炭素化における原子力発電の重要性を認める形となりました。他方、2019年12月及び2020年12月、バッテリーホール社は経済性の悪化を理由に早期閉鎖を予定していたリングハルス2号機及び1号機を閉鎖しました。

ベルギーでは、2003年1月、脱原子力発電法が成立し、これに基づき、国内7基の原子炉は、建設から40年を経たものから順次閉鎖する予定となりました。一方2008年3月に発足した前・連立政権時には、専門家による検討を踏まえ、2009年10月に原子炉3基の運転期間を10年延長することを決定する等の動きも見られましたが、2011年10月末、新政権設立を目指す政党間で、2003年の脱原子力発電法の基本方針を踏襲すること、運転期間の10年延長は撤回されることで合意されました。2012年7月4日、ベルギー政府は建設から40年を経たものから順次閉鎖との基本方針を踏襲し、ドール1号機、2号機を2015年に廃炉にすることを決定する一方で、国内最古の原子力発電所の一つであるチアンジュ1号機については10年延長(2025年まで運転)することを決定しました。2014年10月に発足した新政権は、ドール1号機、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。2015年12月、ベルギー政府とエンジー社は、ドール1号機、2号機の運転期間の10年延長と、運転に伴う新たな賦課金システムに関する協定に調印したと発表しました。2018年3月にベルギー政府から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月にベルギー政府はドール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。

チェコでは、2011年10月、国営電力CEZ社がテメリン原子力発電所の増設のための入札を開始し、東芝・ウエスチングハウス、ロスアトム、アレバの3社から入札を受けました。2014年4月、CEZ社は現状の制度の下では投資回収が見込めないことを理由に入札を中断しました。2015年5月、チェコ政府は、2040年時点における原子力比率を約49%にまで高めることを含む新たなエネルギー政策を承認しました。政府は原子力発電所の増設のための投資・事業モデルに関する調査を行い、2019年7月、ドコバニ原子力発電所においてリプレース用の原子炉を2基増設する計画について、CEZ社のグループが100%子会社を通じて建設資金を調達するという投資家モデルを政府が承認しました。同年11月には、バビシュ首相が、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を明らかにしました。最初の1基について、供給企業の選定を2022年末までに終え、遅くとも2029年までに建設工事を開始、2036年までに同炉の運転開始を目指すとしています。2021年3月に規制当局がドコバニ原子力発電所の2基増設の立地許可を発行し、2022年3月にはチェコ政府が建設企業を選定する入札を開始しました。入札資格はフランスのEDF、米国のウエスチングハウス、韓国水力・原子力会社(KHNP)にのみ与えられています。

フィンランドでは、2003年12月、TVO社が同国5基目の原子炉となるオルキルオト3号機にアレバ社のEPR(160万kW級PWR)を選定しました。同機は2005年12月の着工から工期が長引きましたが、2021年12月に初臨界を達成し、2022年3月から電力供給を開始しています。2010年7月には、議会がTVO社とフェノボイマ社の新規建設(各1基)を承認しました。また、フェノボイマ社は2012年1月にピュハヨキ(ハンヒキビ)1号機建設の入札を行い、2013年12月、ロスアトム社が選ばれました。AES-2006(120万kW級VWWR)の建設が、2023年に開始される予定です。運転中の原子力発電所としては、2017年1月TVO社がオルキルオト1、2号機の2038年末までの運転延長申請をし、2018年9月に承認されました。

リトアニアでは、2011年7月、ピサギナス原子力発電所の建設のために、日立が戦略的投資家(発電所建設の出資者)として優先交渉企業に選定されました。2012年10月には、国政選挙と併せて実施された国民投票で6割強が原子力発電建設に反対し、政権も交代したためプロジェクトは停滞しましたが、2014年3月にはウクライナ情勢を受けてエネルギー安全保障への関心が高まり与野党間で再度プロジェクト推進の合意がなされました。2014年7月には、リトアニア・エネルギー省と日立の間で、事業会社の設立に向けたMOUが署名されました。しかし、2016年11月、政府は費用対効果が高くなるか、エネルギー安全保障上必要となるまで計画を凍結すると発表しました。

(ウ)アジア地域

(i)中国

中国では、48基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の約5%を原子力発電で賄っています(基数:2021年1月時点。発電電力量シェア:2020年時点)。2007年の原子力発電中長期発展規則では、2020年までに4,000万kWまで拡大する計画とされていました。また、2011年3月に安全確保を前提条件としてより効率的な原子力開発を行う方針を示した「国民経済と社会発展第12次5か年計画」を採択しました。この全体計画に基づき、2013年1月には「エネルギー発展第12次5か年計画」が公表され、2020年の原子力発電所設備容量を5,800万kW(2013年時点では1,500万kW)とする目標が示されました。この目標は、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」及び2016年11月に公表された「電力発展第13次5か年計画」にも引き継がれています。2018年に陽江5号、海陽1号、三門1、2号、田湾3、4号、台山1号が、営業運転を開始したこと

により、日本を抜いて世界第3位の原子力発電大国となりました。2019年には海陽2号、台山2号、陽江6号、2020年には田湾5号、2021年には福清5号、田湾6号機、紅沿河5号機が営業運転を開始しました。

中国は2018年8月に「原子力発電の標準化強化事業に関する指導意見」を公表し、10年後に世界の原子力標準化で中国が主導的な役割を果たすとの目標を示しました。2019年7月には、規制当局が2015年以来初めて、新規原子炉の建設を承認しました(3地点にそれぞれ2基ずつの建設を予定)。2020年9月には中国が開発を進めてきた第3世代原子炉「華龍一号」を採用する4基の建設を承認しました。また、2021年5月にはロシア製第3世代炉4基の建設が開始されました。

(ii)台湾

台湾では、4基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の11%を原子力発電で賄っています(基数:2021年1月時点。発電電力量シェア:2020年時点)。2005年の「全国エネルギー会議」では、既存の3か所のサイトでの原子力発電の運転と現在の建設プロジェクトの継続が確認されましたが、それ以降は原子力発電所の新規建設は行わず、既存炉が40年間運転した後、2018年から2024年の間に廃炉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。2014年4月、野党や住民による原子力発電反対の声が高まったことを受け、台湾当局は、建設中のプロジェクトを凍結し、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との与党国民党(当時)立法委員総会の決議を受け入れることを表明しました。2017年1月、立法院(議会)は、2025年までに全ての原子力発電所で運転を停止することを含んだ電気事業法の改正案を可決しました。2018年12月には金山1号機、2019年7月には同2号が40年の営業運転を経て廃止されました。また、2021年7月には國聖1号機も廃止されました。他方で、2017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で運転を停止する」との条文が削除されました。2021年12月には、凍結されている龍門原子力発電所の建設再開是非を問う国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

韓国では、24基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の27%を原子力発電で賄っています(基数:2021年1月時点。発電電力量シェア:2020年時点)。2014年1月、韓国政府は官民を交えた議論を経て、第2次国家エネルギー基本計画を閣議決定し、2035年の原子力発電比率を29%とすることを決定しました。しかし、2017年5月の大統領選挙により誕生した文政権は、同6月に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生可能エネルギー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。同ロードマップでは、建設許可が既に下りていた新古里5、6号機については、建設の是非に関し国民の意見集約を実施するために設置した公論化委員会の勧告に基づき建設準備作業を再開するとして一方、これら2基以降の新設原子力発電所建設計画を全面白紙化することに加え、原子力発電所の運転期間延長を認めないこととしました。同ロードマップに沿って策定された第8次電力供給基本計画は、2017年12月に閣議決定されました。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%まで削減するとしてきました。この方針に基づき、2018年6月、月城1号機の早期閉鎖と新ハンウル3、4号機と天地1、2号機の建設計画の中止が決定されました。2019年6月、政府は、第3次国家エネルギー基本計画を閣議決定し、原子力発電を段階的に縮小する方針を示しましたが、数値目標は見送られました。2019年8月、新古里4号機が営業運転を開始し、設備容量は過去最大となりました。2020年12月に発表された第9次電力供給基本計画では、2034年の発電設備容量に対する原子力の割合を10.1%まで削減するとしてきました。

(iv)インド

インドでは、22基の原子力発電所が運転中であり、発電電力量の約3%を原子力発電で賄っています(基数:2021年1月時点。発電電力量シェア:2020年時点)。電力需要が増大する中、原子力に対する期待が高まっています。2005年7月、米印両国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。同協定は、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)の決定や国際原子力機関(IAEA)による保障措置協定の承認、米印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よる例外化の決定以来、インドは、米国のほか、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。東京電力福島第一原子力発電所事故以降も、電力需給のひっ迫が続くインドでは原子力発電の利用を拡大するとの方針に変化はなく、2021年6月にはロシア製PWRを採用したクダングラム5号機の建設が開始されました。ただし、第12次のエネルギー政策では2032年に原子力の設備容量6,300万kWを目標としていましたが、政府は2018年3月、2031年までに2,248万kWとする見通しを示しました。

(エ)ロシア

ロシアでは1986年のチェルノブイリ原子力発電所(現在のウクライナに所在)事故以降、新規建設が途絶えていましたが、その後は積極的に推進するようになってきました。2021年1月時点で34基を運転中であると同時に、3基が建設中、14基が計画中となっています。2020年時点では、原子力発電によって発電電力量の20%を賅っています。

2011年3月、ロスアトム社キリエニコ総裁及びシュマトコエネルギー大臣は、東京電力福島第一原子力発電所事故のいかんにかかわらず、原子力発電開発をスローダウンする意向はないと表明しています。

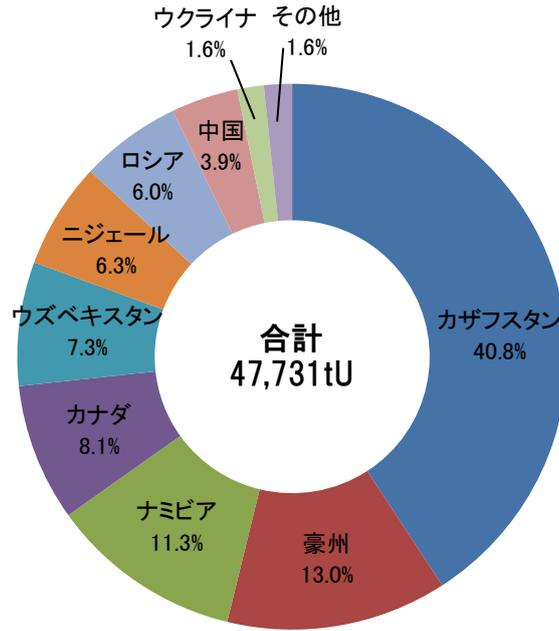
ロシア政府は、2007年に連邦原子力庁「ロスアトム」を国営公社ロスアトム社へ再編し、同社がロシアの原子力の平和利用と軍事利用及び安全保障を一体的に運営することになりました。この結果、ウラン探鉱・採掘、燃料加工、発電、国内外での原子炉建設等民生原子力利用に関して国が経営権を完全に握っていたアトムエネルギープロムも、ロスアトム社の傘下に入ることとなりました。2009年11月に政府により承認された「2030年までを対象期間とする長期エネルギー戦略(2030年戦略)」では、原子力の総発電量に占めるシェアが2008年の16%弱から2030年には20%近くまで引き上げられ、発電量は2.2-2.7倍に増大することを想定していました。2014年1月、エネルギー省は「2035年までを対象期間とする長期エネルギー戦略(2035年戦略)」の草案を発表し、これは2019年10月に公表されました。この戦略では、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まで増加するという見通しを示しました。2019年5月、ノボボロネジII-2号機が運転を開始するとともに、同年12月、ロシアの浮体式原子力発電所が初めて系統に接続されました。2020年10月にはレニングラードII-2号機が運転を開始しました。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、2021年11月現在、海外で35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

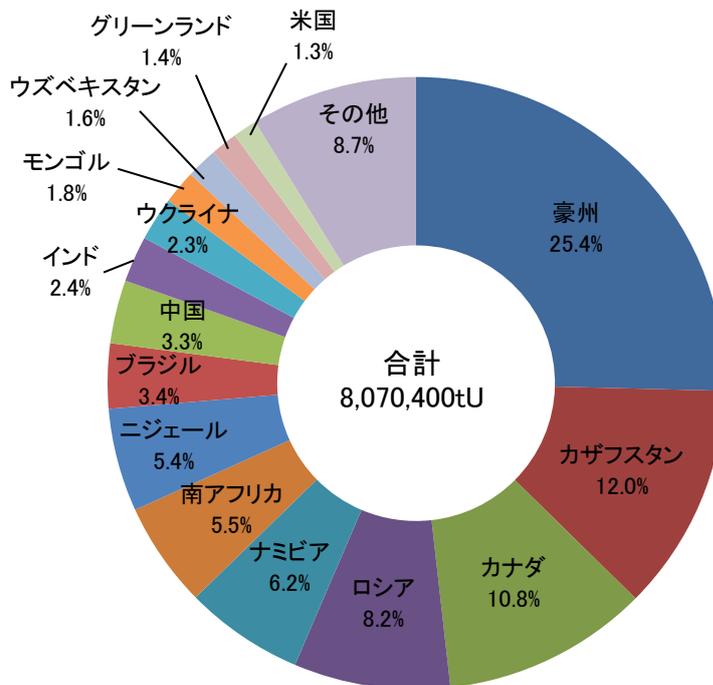
ウラン資源は世界に広く分布しており、カナダ、豪州、カザフスタン、ナミビア等が生産量、資源量ともに上位を占めています(生産量:2020年時点、資源量:2019年1月1日時点。第222-2-5、第222-2-6)。

【第222-2-5】世界のウラン生産量(2020年)



出典: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(2019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(2019年1月1日時点)。

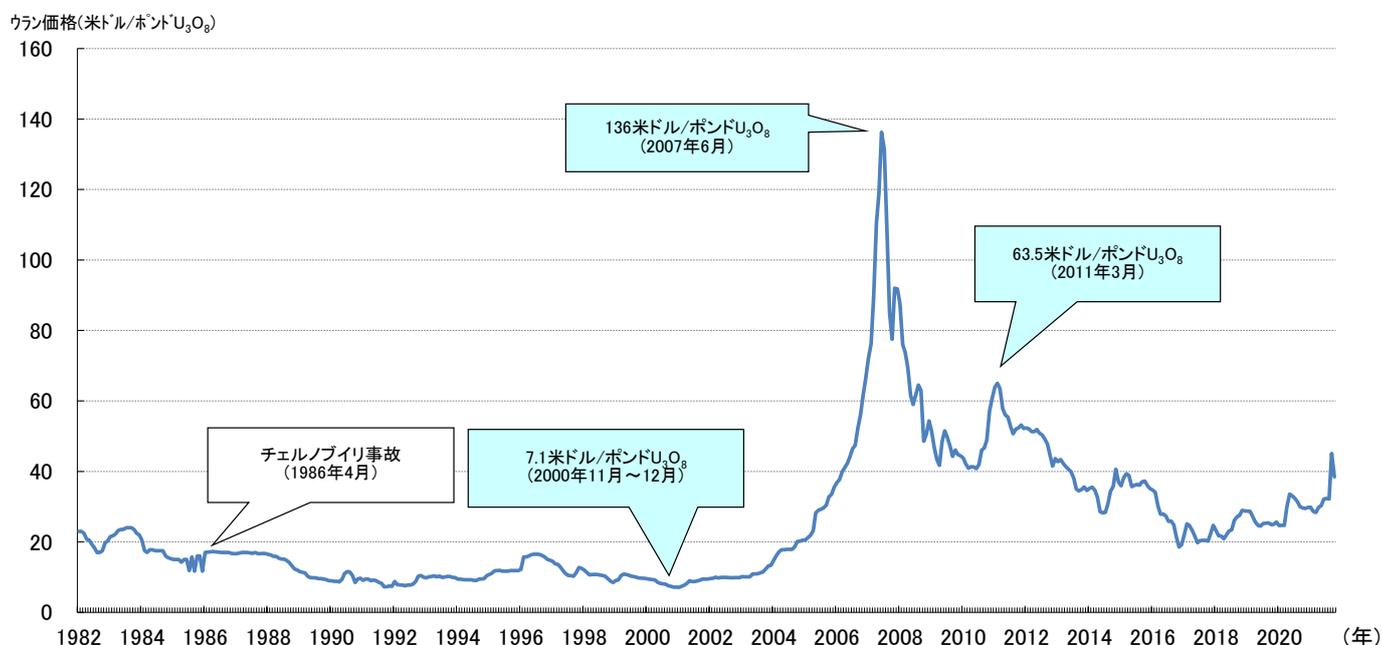
(注2)世界のウラン需要量は5.92万トンU(2018年)。

(注3)端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

出典:OECD/NEA-IAEA「Uranium 2020: Resources, Production and Demand」を基に作成

ウラン価格(スポット価格)は、1970年代、特に第一次石油危機後の原子力発電計画の拡大を受けて上昇しましたが、スリーマイル島事故、チェルノブイリ事故を受けて新規原子力発電建設が低迷したことから下落し、低価格で推移してきました。その後、2003年頃から価格が上昇し、2007年には一時136ドル/ポンド U_3O_8 になりました。2008年のリーマンショックの影響で価格は急落しましたが、2011年3月時点でも60ドル/ポンド U_3O_8 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、世界的な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起因したと考えられています。2011年以降は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、最低で約20ドル/ポンド U_3O_8 の水準まで下がりましたが、その後は低炭素な安定電源として原子力が再び注目されるようになったことなどから価格が再び上昇し、40ドル/ポンド U_3O_8 前後にまで達しています(第222-2-7)。

【第222-2-7】ウラン価格(U_3O_8)⁴⁵の推移



出典:International Monetary Fund「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、2018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社で約89%のシェアを占めています⁴⁶。

我が国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月から年間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、一部の新型遠心分離機への置き換えや生産機能停止によって、現在の施設規模は年間450トンSWUです。今後は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。

⁴⁵ 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。

⁴⁶ World Nuclear Association「Uranium Enrichment」、(2020年9月更新)より。

(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。フランスのアレバ社再編により誕生した新会社のオラノは、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・アークに有しています(ただし、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)。

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THORP(処理能力:900トン・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

MOX燃料⁴⁷の使用は、海外では既に相当数の実績があります。1970年代から2020年末までにフランス、ドイツ、スイス、ベルギーなどの9か国で、約50基の発電プラントにおいて、MOX燃料約7,300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(2020年末現在)。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

海外の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、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は処分方法を決定している国としては、全て地層処分の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状況

| 国名 | 廃棄物形態 | 処分実施主体 | 処分予定地 | 操業予定 |
|--------|---------------------|--|--------------|--------|
| 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 | オルキオト(注2) | 2023年 |
| 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) | 2031年頃 |
| 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)/ 放射性廃棄物管理会社(RWM) 2014年子会社 | 未定(注6) | 2075年頃 |

(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。

(注3) SKB社が2011年3月に提出した使用済燃料処分場の立地・建設許可申請書に記載した建設予定地。規制機関はSKB社が安全に処分を実施できるとの見解を政府に示しており、これを受けて政府から許可が発給されれば正式決定となる。

(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、2021年頃頃には処分場の設置許可申請が実施される予定。

⁴⁷ MOX燃料: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。

(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「地層処分場」に基づいて3段階で進められている。その第1段階として、2011年11月末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か所が正式に選定された(低中レベル放射性廃棄物を合わせると計6か所)。その後、第2段階として「地質学的候補エリア」の検討が行われた結果、2018年11月、「ジュラ東部」、「チューリッヒ北東部」、「北部レグレン」が、サイト選定の第3段階に進む候補エリアに決定された。NAGRA(放射性廃棄物管理共同組合)は各候補エリアにおいてボーリング調査を実施中。

(注6) カンブリア州と同州内の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サイト選定プロセスからの撤退を議決。2市の議会はプロセスへの継続参加に賛成していたが、州と市の両方のレベルで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。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た白書を公表。2018年から新しいサイト選定プロセスを実施中。現在、カンブリア州のコープランド市とアラデル市の2自治体が、調査エリアの特定に向けて、ワーキンググループを設置。

(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。

出典: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(2021年版)」(2021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。米国エネルギー省(DOE)によって、処分場に適しているかどうかを判断するための調査が1988年から実施され、2001年に報告書がまとめられました。2002年には、エネルギー長官が大統領にユッカマウンテンを処分サイトとして推薦。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出しましたが、ユッカマウンテンを処分場に指定する立地承認決議案が連邦議会上院・下院で可決され、大統領がこれに署名して法律として成立することにより、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DOEは、2020年の処分場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原子力規制委員会(NRC)へ提出しました。

その後、2009年2月にオバマ政権が示した予算方針において、ユッカマウンテン関連予算は許認可手続きのみに必要な程度に削減し、高レベル放射性廃棄物処分の新たな戦略を検討する方針が示されました。2010年3月、DOEは許認可申請の取下げ申請書をNRCに提出しましたが、NRCの原子力安全・許認可委員会(ASLB)は取下げを認めない決定を行いました。その後、NRCはASLBの決定が有効であるとした上で、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について、一時停止することを指示しました。しかし、2013年8月、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ました。この連邦控訴裁判所の判決を受け、2013年11月にNRCは、安全性評価報告(SER)の完成等を優先して行うことを決定し、2015年1月までにSERの全5分冊を公表しました。高レベル放射性廃棄物処分を巡っては、2013年11月に連邦控訴裁判所からDOEに対して、放射性廃棄物基金への拠出金を実質的に徴収しないように命じる判決を下しており、エネルギー長官はこの判決を受けて、2014年1月に、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、2014年5月に本提案が有効となりました。

また、DOEは、代替方策を検討するため、ブルーリボン委員会(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(2010年1月)して検討を行いました。本委員会においては、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、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。

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な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、連邦議会上院でユッカマウンテン処分場計画の維持を目的とする放射性廃棄物政策修正法案に関する議論が開始され2018年5月に下院本会議で可決されました。下院本会議で採択された修正案を織り込み、2019年には上下両院でそれぞれ修正法案が審議されるなど、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、トランプ政権はユッカマウンテン計画を進めず、代替の解決策を開発する方針を表明し、2021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な予算は計上しませんでした。また、新たに成立したバイデン政権においてエネルギー省長官となったグランホルム氏は、ユッカマウンテン計画に対して反対の姿勢を表明しています。

(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社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」の申請書を政府に提出しました。2000年に地元が最終処分地の受入れを承認し、

その結果を受け、政府がオルキオトを処分地とする原則決定を行い、翌2001年に国会が承認しました。2012年12月、ポシヴァ社は政府へ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(STUK)は、建設許可申請書に係る安全審査を完了し、2015年2月に、キャニスタ封入施設及び地層処分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。2015年11月、フィンランド政府はポシヴァ社に建設許可を発給しました。2016年12月、ポシヴァ社は処分場の建設を開始しました。2020年代中頃に処分開始予定としており、それに向けてポシヴァ社は2022年1月、政府に対して処分場の操業許可を申請しました。

(iii)スウェーデン

スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社(SKB社)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月にサイト調査の対象として3自治体(エストハンマル、オスカーシャム、ティーエルブ)を選定しました。このうち、サイト調査の実施について、自治体議会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。その結果から、SKB社は、2009年6月に地質条件を主たる理由(①処分場深度の岩盤が乾燥しており亀裂がほとんどないこと、②処分場に必要となる地下空間が小さいことなど)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。この許可申請の際に提出された安全評価書「SR-Site」について、スウェーデン政府の要請に基づいて経済協力開発機構/原子力機関(OECD/NEA)が行った国際ピアレビューの報告書が2012年6月に公表され、SKB社による処分場閉鎖後の安全評価は十分かつ信頼ができるとの見解が示されました。処分場の立地・建設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(SSM)が安全審査を行い、2018年1月にSKB社は地層処分を安全に実施できるという評価を下したうえで、処分場建設を許可するよう政府に勧告を行いました。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社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。加えて環境法典では、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おり、2020年10月にエストハンマル自治体議会は使用済み燃料処分場の受入れ意思を議決しました。

使用済燃料の集中貯蔵施設「CLAB」がオスカーシャム自治体にあり、SKB社が1985年から操業しています。SKB社は、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であり、CLINKと使用済燃料処分場の申請書の安全審査が並行して進められています。SKB社は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ました。

(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年間を期限として実施されました。地層処分については、放射性廃棄物管理機関(ANDRA)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。法律に基づいて設置された国家評価委員会(CNE)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、2015年に処分場の設置許可申請、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。2016年7月に、「高レベル及び長寿命中レベル放射性廃棄物の可逆性のある地層処分場の設置について規定する法律」が成立しました。本法律の制定に伴って、処分場の設置許可申請時期が2015年から2018年に改定されました。また、2006年「放射性廃棄物等管理計画法」での多くの規定が取り込まれている「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」から始まることとなりました。

ANDRAは、ビュール地下研究所周辺の250km²の区域から30km²の候補サイト区域を政府に提案し、2010年3月の政府の了承を経て、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月に今後のプロジェクト継続計画を公表しました。ANDRAはこの計画に基づき、当初の目標である2025年の操業開始を維持することとしています。工事の許認可に必要な地層処分場の設置に関する公益宣言が2020年8月に申請されました。

(2) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーの利用拡大には、近年多くの国・地域が取り組んでいます。再生可能エネルギーの導入促進策としては、研究開発・実証、設備導入補助のほか、日本でも実施されている固定価格買取制度(FIT:Feed-in Tariff)や、再生可能エネルギー導入量割当制度(RPS:Renewables Portfolio Standards)が導入されています。一般的に、FITは優遇的な買取価格を設定する施策であり、RPSは政府が義務的な導入量を事業者に割り当てる施策です。2020年時点で、FITは83か国(第222-2-9)、RPSは34か国・地域で導入されています⁴⁸。また、近年では多くの国々が競争入札によって買取価格等を決定する仕組みを取り入れています。

【第222-2-9】主要国の固定価格買取制度の導入状況

| 年 | FIT |
|---------|---|
| 1990 | ドイツ |
| 1991 | スイス |
| 1992 | イタリア |
| 1993 | デンマーク、インド |
| 1994 | ルクセンブルク、ギリシャ |
| 1997 | スリランカ |
| 2001 | アルメニア、フランス、ラトビア |
| 2002 | アルジェリア、オーストリア、インドネシア、リトアニア、チェコ |
| 2003 | キプロス、エストニア、ハンガリー、スロバキア |
| 2004 | イスラエル、ニカラグア、カナダ |
| 2005 | 中国、エクアドル、アイルランド、トルコ |
| 2006 | アルゼンチン、タイ |
| 2007 | アルバニア、ブルガリア、クロアチア、フィンランド、北マケドニア、モルドバ、モンゴル、オーストラリア |
| 2008 | イラン、ケニア、リヒテンシュタイン、フィリピン、サンマリノ、タンザニア、米国 |
| 2009 | 日本、セルビア、ウクライナ、台湾 |
| 2010 | ベラルーシ、ボスニア・ヘルツェゴビナ、マレーシア、マルタ、ボツワナ |
| 2011 | ガーナ、モンテネグロ、オランダ、シリア、ベトナム、アンゴラ |
| 2012 | ヨルダン、ナイジェリア、パレスチナ自治政府、ルワンダ、ウガンダ、マラウイ |
| 2013 | カザフスタン、パキスタン |
| 2014 | エジプト、バヌアツ、モザンビーク |
| 2016 | チリ |
| 2017 | ザンビア |
| 2018 | セネガル、英国、パーレーン |
| 2019～ | |
| 導入年不明国 | アンドラ、ホンジュラス、モルディブ、パナマ、ペルー、ポーランド、ロシア、タキジスタン |
| 現在の実施国数 | 83 |

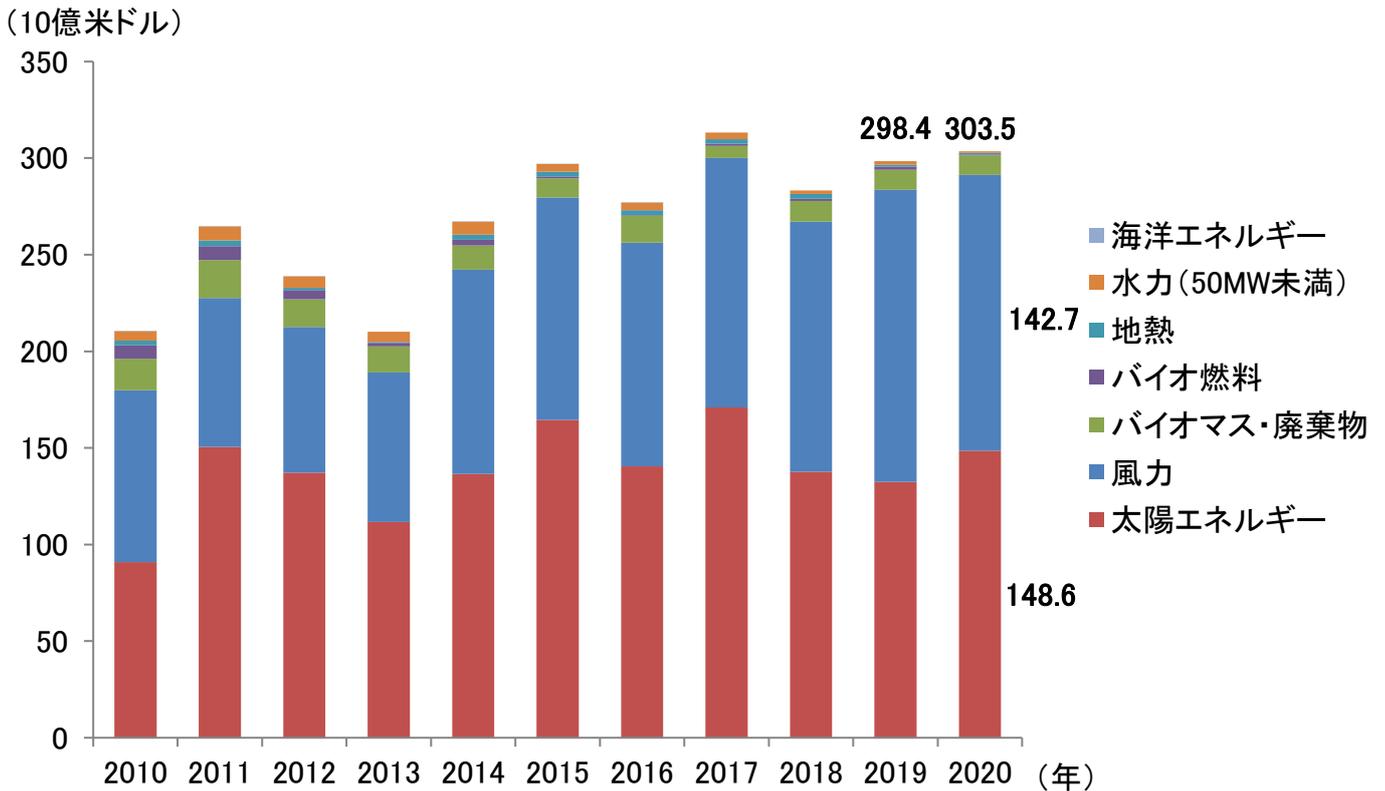
(注1) 日本においてFITと呼ばれる制度が導入されたのは2012年であるが、本表では太陽光発電の余剰電力買取制度が導入された2009年を日本のFIT導入年としている。

出典:REN21「Renewables 2021 Global Status Report」を基に作成

こうした施策によって、再生可能エネルギーへの投資は2000年代半ば以降飛躍的に増大し、2010年以降は、毎年2,000億米ドルを超える投資が行われています(大型水力発電を除く)。2020年には、約3,035億米ドルと2019年から約1.7%増加しました。COVID-19により2020年は投資が減少することが予測されていましたが、各国政府による景気刺激策や低炭素エネルギー促進策により増加しました。また、近年、世界の投資額の大部分を占めていた中国の投資額が減少していますが、先進国の投資額は増加しています。再生可能エネルギーへの投資は、原子力発電と石炭・天然ガス火力発電を合わせた投資額の約2.2倍とされています。エネルギー源別に見ると、ほぼ一貫して太陽エネルギー及び風力に投資が集中しています(第222-2-10)。

⁴⁸ 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 2021 Global Status Report」より。

【第222-2-10】再生可能エネルギーへの投資動向



出典:REN21「Renewables 2021 Global Status Report」を基に作成

①太陽光発電

世界における太陽光発電の導入は2000年代後半から加速し、2020年の累積導入量は約7.7億kWに達しました。導入の拡大には、2000年前後に欧州諸国で導入されたFITによる効果が大きく、太陽光発電の買取価格が高額に設定されたこと等によりドイツ、イタリア、スペイン等で顕著な伸びを示しました。日本でもFITが2012年7月に導入されたことにより、導入が大幅に拡大しました。2020年の累積導入量で見ると、日本(7,187万kW)は中国(25,364万kW)、米国(9,550万kW)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は低下し、近年では新興諸国にも導入が広がっています。特に、中国は2015年にドイツを抜き、導入設備容量が世界第1位となりました(第222-2-11)。

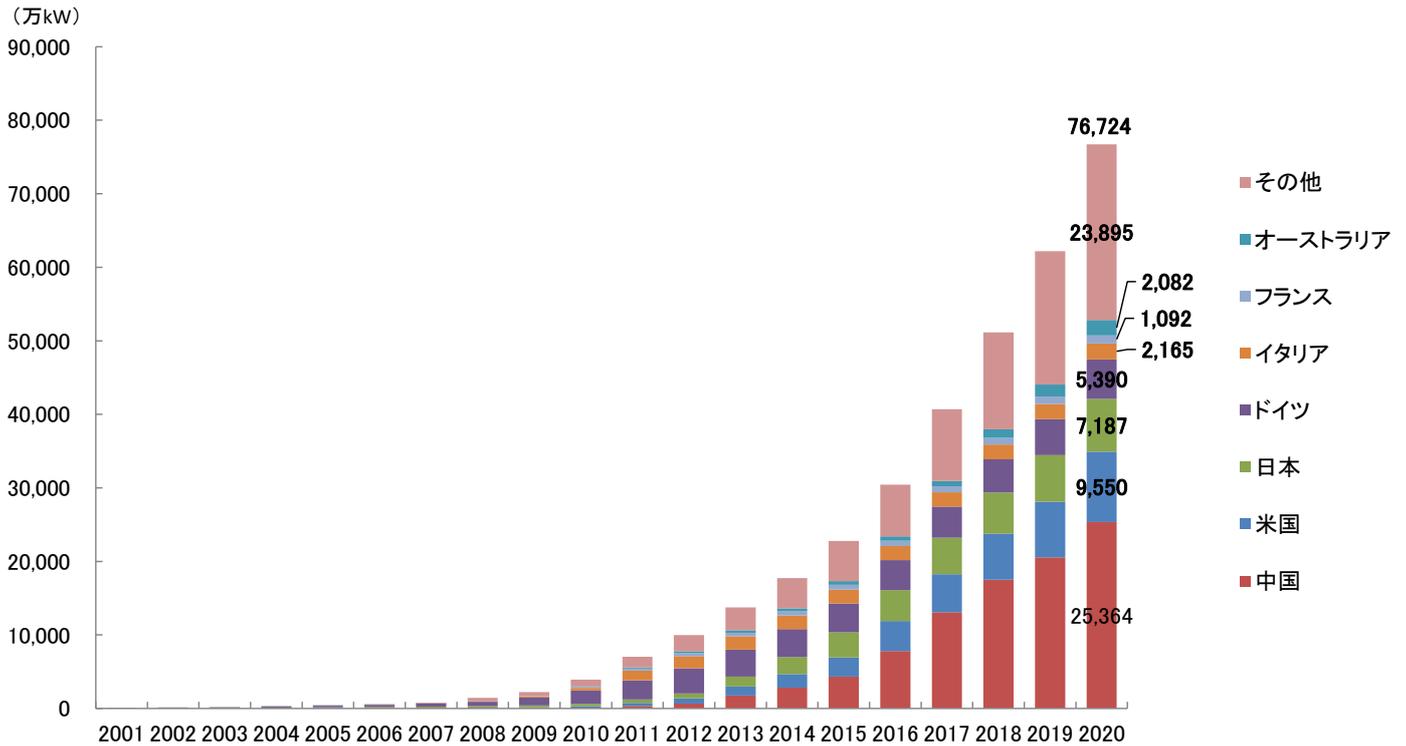
こうした太陽光発電の導入拡大の経済的な波及効果として雇用創出等が期待されますが、他方でFITによる買取費用は最終的に賦課金として消費者に転嫁される仕組みとなっていることから、費用負担の増大も懸念されています。例えば、ドイツでは電気料金に加算されるFITの賦課金は、2022年にはkWh当たり3.723ユーロセント⁴⁹となることが発表されており、1か月の電力使用量が260kWhの需要家モデルの月額負担は約9.68ユーロ⁵⁰(約1,200円)になると推計されます。一方、日本では2022年度のFITによる賦課金は3.45円/kWhとなっており、1か月の電力使用量が260kWhの需要家モデルの月額負担は897円⁵¹と推計されています。

⁴⁹ ドイツの送配電事業者の発表より。

⁵⁰ 世界エネルギー会議(WEC)が公表した2014年の統計値を用い、一世帯の年間消費電力量を3,079kWhとして推計。

⁵¹ 資源エネルギー庁の発表より。

【第222-2-11】世界の太陽光発電の導入状況(累積導入量の推移)



出典:IEA「PVPS TRENDS 2021」を基に作成

②風力発電

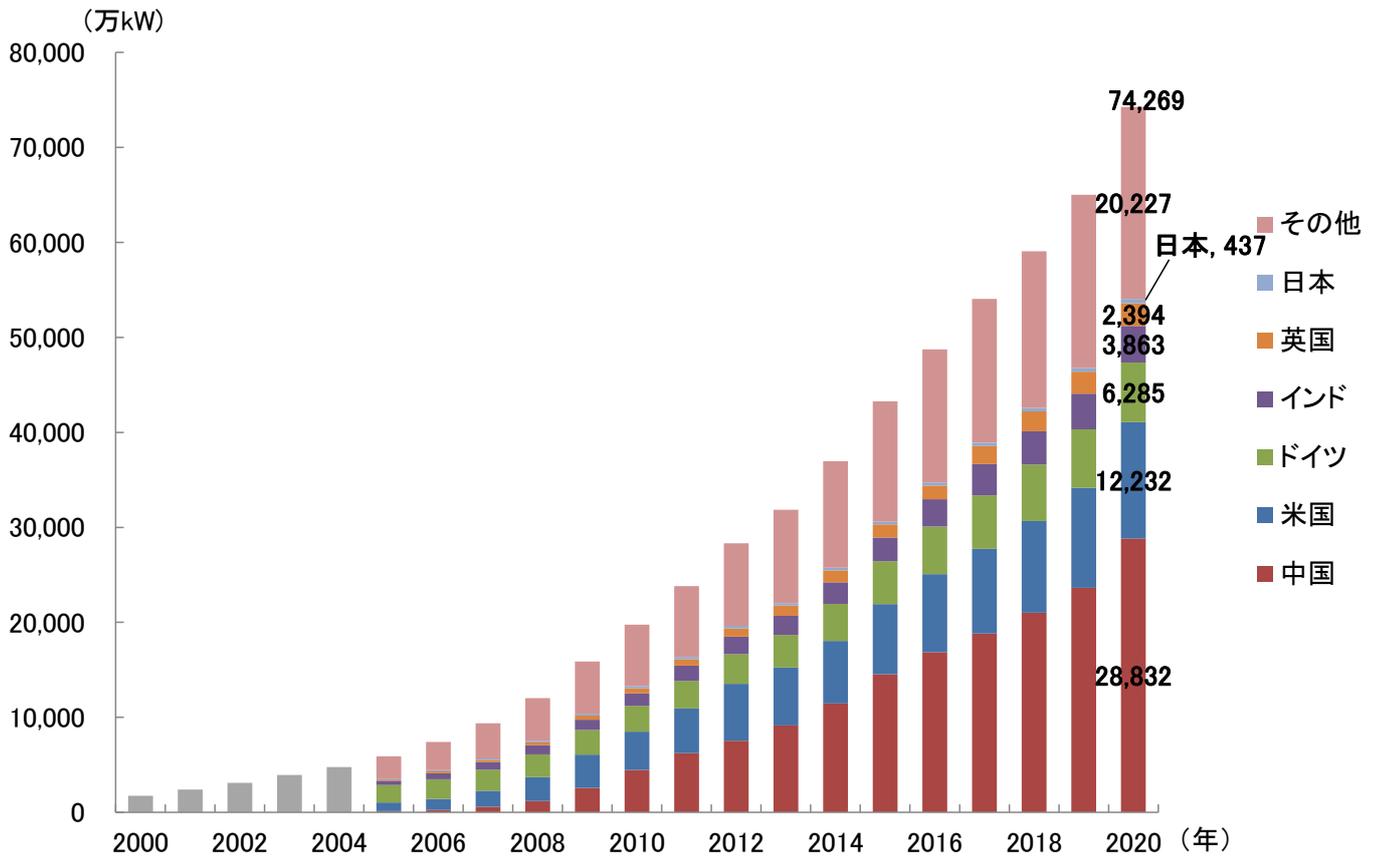
世界の風力発電設備容量は近年急速に増加し、2020年には約7.4億kWに達しました。導入量が最も多いのは世界のおよそ3分の1を占める中国(28,832万kW)で、これに米国(12,232万kW)、ドイツ(6,285万kW)が続きます。したがって、これら3か国で世界の風力発電設備容量の約6割を占めていることとなります(第222-2-12)⁵²。

また、近年では洋上風力発電の市場も急速に拡大しており、2021年末の時点で、世界で合計4,818万kWが導入されています。2021年を通じて新たに追加した設備容量が最も多かったのは中国で、1,269万kWの設備が追加されたことで、累計導入量は1,975万kWとなっています。これは、世界の累積導入量の40%を占める値で、英国を抜いて世界第1位となっています⁵³。

⁵² 世界風力会議(GWEC)「Global Wind Report 2021」より。

⁵³ 洋上風力世界フォーラム(WFO)「Global Offshore Wind Report 2021」より。

【第222-2-12】世界の風力発電の導入状況



(注1)2004年以前の国別データなし

(注2)四捨五入の関係で項目の和と合計の数値が一致しない場合がある

出典:Global Wind Energy Council (GWEC)「Global Wind Report(各年)」を基に作成

③バイオマス

バイオマスは発電用燃料としての利用のほか、輸送用燃料としても用いられています。また、開発途上国を中心に、薪や炭といった形でのバイオマス利用も行われています。これらの国では、経済の成長に伴って灯油、電気、都市ガスといった商業的に供給されるエネルギーの利用が増え、バイオマスの比率は低下することが考えられます。その一方で、米国や欧州等の先進国では、気候変動問題への対応といった観点からバイオマス導入を政策的に推進する国が多くなってきました。世界全体では、2019年時点で一次エネルギー総供給の9.1%と比較的大きな割合を占め、先進国(OECD諸国)平均では5.7%、開発途上国(非OECD諸国)平均では11.6%となっています(第222-2-13)。

バイオマス利用に関しては、特に運輸部門における石油依存の軽減や、温室効果ガス排出の抑制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うち少なくとも14%をバイオ燃料(及び再生可能エネルギー利用電気等)とする目標が掲げられました⁵⁴。しかしながら、バイオ燃料の主たる原料は、サトウキビやトウモロコシといった食料であるため、バイオ燃料の利用の急激な増大は、食料価格の高騰など、深刻な影響を与える可能性があるとして指摘されています。さらに、バイオ燃料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・消費による自然環境や食料市場への影響を抑えるための持続可能性基準について、国際会議での検討が進められてきました。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、藻類や廃棄物等)を用いた次世代型バイオ燃料開発の取組が進められています。

⁵⁴ USDA「EU Biofuels Annual 2019」より。

【第222-2-13】世界各地域のバイオマス利用状況(2019年)

| | バイオマス (Mtoe) | 一次エネルギー 総供給 (Mtoe) | シェア |
|----------------|-----------------|-----------------------|-------|
| OECD | 307.6 | 5,369.0 | 5.7% |
| 欧州 | 148.6 | 1,715.1 | 8.7% |
| 米州 | 139.5 | 2,787.5 | 5.0% |
| アジア・オセアニア | 19.6 | 866.4 | 2.3% |
| 非OECD | 1,004.6 | 8,696.7 | 11.6% |
| アフリカ | 382.9 | 857.0 | 44.7% |
| 中南米 | 127.2 | 560.0 | 22.7% |
| アジア(中国除く) | 351.4 | 1,965.1 | 17.9% |
| 中国 | 122.3 | 3,403.4 | 3.6% |
| 非OECD欧州及びユーラシア | 19.9 | 1,167.3 | 1.7% |
| 中東 | 0.9 | 743.9 | 0.1% |
| 世界計 | 1,312.4 | 14,485.8 | 9.1% |
| 日本 | 9.9 | 415.3 | 2.4% |

(注) 中国の値は香港を含む。

出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

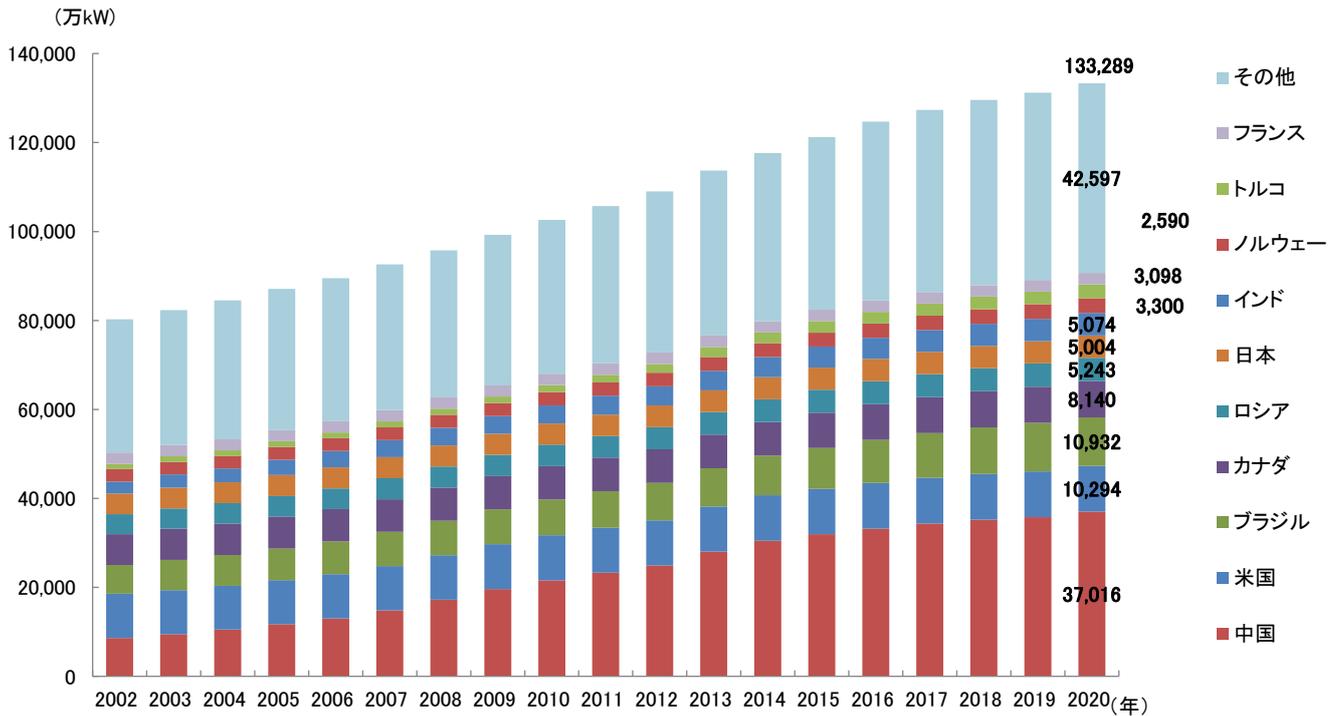
④水力

大規模なものまで含めると、世界の水力発電設備は2020年の時点で約13.3億kWであり、最も導入が進んでいる再生可能エネルギー発電であると言えます。水力による発電設備が最も多い国は中国で、世界の設備容量の約28%を占めています(第222-2-14)。国内の総発電量に対する割合は、中国は約17%、日本は約8%、米国は約7%等となっていますが、ノルウェーのように、約93%(いずれも2019年)と極めて高いシェアを持つ国もあります⁵⁵。

先進国においては、大規模ダム開発は頭打ちとなっている一方、中国では水力発電の設備容量は過去10年間で約1.7倍に増大しました。中国の揚子江中流(湖北省)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。

⁵⁵ IEA「World Energy Balances 2021 Edition」より推計。

【第222-2-14】世界の水力発電の導入状況



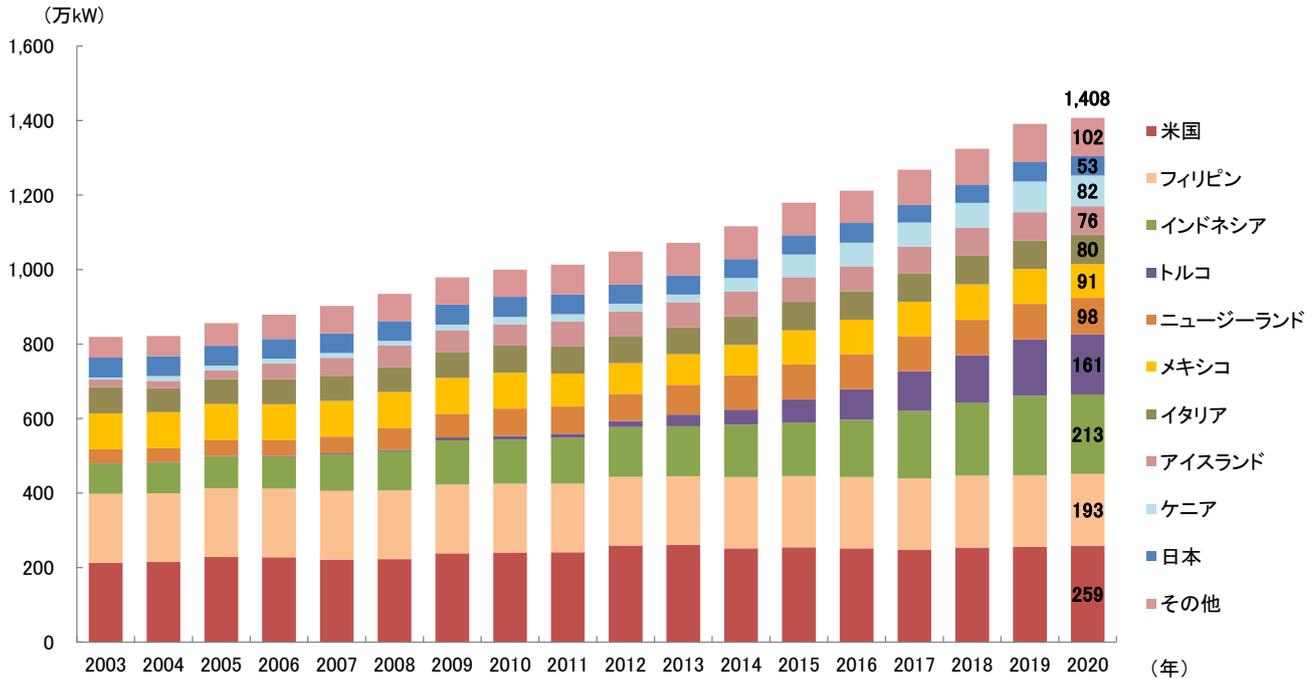
出典:IRENA「Renewable Energy Statistics 2021」を基に作成

⑤地熱

地熱発電はこれまでに世界で1,408万kWが導入されてきました(2020年)。設備容量が最も大きいのは米国で、合計約259万kWが導入されました。次いで高い設備容量を有するのがインドネシアで、その設備容量は約213万kWになります。インドネシア、ニュージーランド、アイスランド、トルコ、ケニアといった国々では2000年代以降、設備容量が大幅に増大しました(第222-2-15)。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約46%となりました(2019年)⁵⁶。日本では約53万kWが導入されましたが、過去10年間以上にわたって設備容量はほとんど変化していません。欧州大陸では地熱発電を利用できる地域が少なく、イタリアやポルトガルの一部等に限られています。

⁵⁶ IEA「World Energy Balances 2021 Edition」より推計。

【第222-2-15】世界の地熱発電設備



(注)四捨五入の関係で項目の和と合計の数値が一致しない場合がある

出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

⑥再生可能エネルギーのコスト動向

世界的に再生可能エネルギーの発電コストが低下する傾向がみられます⁵⁷。中には補助金なしでも石炭やガス火力発電と競合できるほどのコスト競争力を持つ再生可能エネルギー発電もみられるようになりました。アジアでは、太陽光や風力に適した風土や安価な労働力を持つ中国やインドがけん引して、全般的に、再生可能エネルギーの平均発電コストは、他の地域よりも低くなっています。ただし、日本では、火力発電や原子力と比較すると、再生可能エネルギーの発電コストは高く、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、課題の一つとなっています。

このようなコスト低減は、主に再生可能エネルギーを推進する政策、及び、技術革新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、規模の経済が働いたことも要因として考えられます。さらに、多くの国で導入されている入札制度で買取価格が決められることも、競争を促し、発電コストを抑制する方向へと導きました。

なかでも太陽光および陸上風力の発電コストは著しく低下しています(第222-2-16)。2020年に運転開始した太陽光の平均発電コストは0.06ドル/kWhと、2010年の0.38ドル/kWhから約85%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に伴い平均発電コストも低下し、2010年0.09ドル/kWh から2020年0.04ドル/kWhへと下がりました。太陽熱は、これまで技術的に確立されたとは言えず、設備容量も限られているため、発電コストは太陽光や風力よりも高く止まっていますが、総設置コストの削減や継続的な技術改善による設備利用率の向上などにより⁵⁸、2020年の平均発電コストは、2010年と比べると、68%低下しました。

太陽光や風力の発電コストは今後も低下すると推察されており、コストに関するデータが更新されるたびにそれまでの予想を上回るコスト削減が進んでいます。太陽熱や洋上風力についても、2021年以降、発電コストの競争力は高まるとみられています。

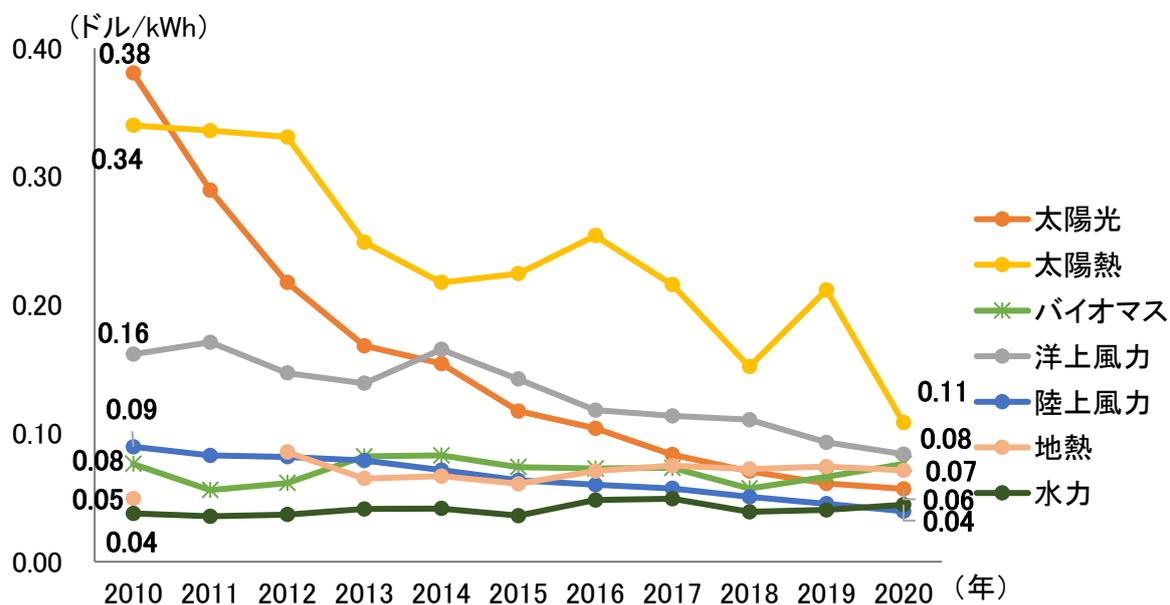
この他の主要な再生可能エネルギーである水力、バイオマス、地熱は、技術的にも成熟しており、資源が豊富な所では太陽光や風力よりも安価な電源ですが、平均発電コストは2010年からあまり変化せず推移しています。水力発電は、遠隔地

⁵⁷ ここでの発電コストは均等化発電単価(LCOE)を指す。

⁵⁸ IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2020」より

での開発のように高度な技術が求められる事業が増えており、コストを押し上げる要因となっています。また、ベースロード電源ともなる地熱発電は、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】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。

出典:IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2020」を基に作成

第3節

二次エネルギーの動向

1.電力

(1) 消費の動向

世界の電力消費量はほぼ一貫して増加してきました。これを年代別に見ると、1970年代は石油危機後に一時的な消費の低迷がありましたが、年平均5.0%と高い伸びを維持しました。その後、1980年代は3.6%、1990年代は2.7%、2000年代は3.5%、2010年代に入っても2.8%と、堅調に推移しています。

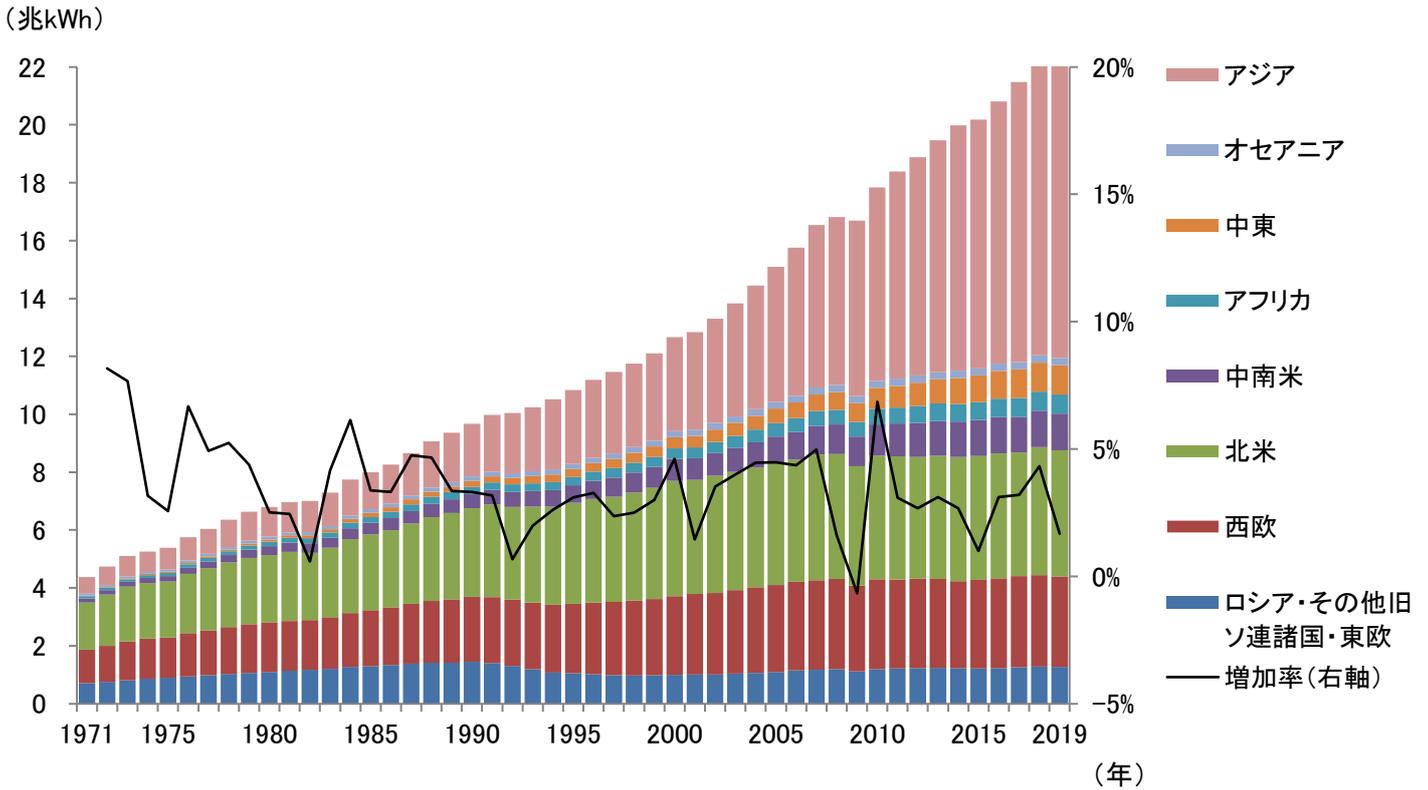
これを地域別に見ると、先進国の多い北米・西欧地域は世界全体の伸びを下回りました。また、ロシア及びその他旧ソ連邦諸国・東欧地域は、ソ連邦解体後の経済の低迷も影響し、1990年代は年平均マイナス3.6%と消費量が低下し、2000年代も年平均1.8%と低い伸びに止まりました。一方、1971年から2019年までの世界の電力消費量を増加させる大きな原因となったのは、開発途上国を多く抱えているアジア、中東、中南米等の地域でした。特にアジア地域は、1994年以降、電力消費量で西欧地域を上回るようになり、2004年以降、北米を上回るようになりました(第223-1-1)。

その一方で、アジア(除く日本、韓国)、アフリカ、中東、中南米は、北米や西欧に比べ、1人当たりの電力消費量は、依然として低い水準でした。例えば、2019年時点でアジア(除く日本、韓国)の1人当たり電力消費量は、北米地域の19.8%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量全体に占める電力消費量の比率)は、世界全体で見ると1980年の10.9%から2019年の19.7%と約9ポイント上昇しました(第223-1-3)。これは、世界全体で電化製品等の普及が目覚ましかったことも大きな理由です。

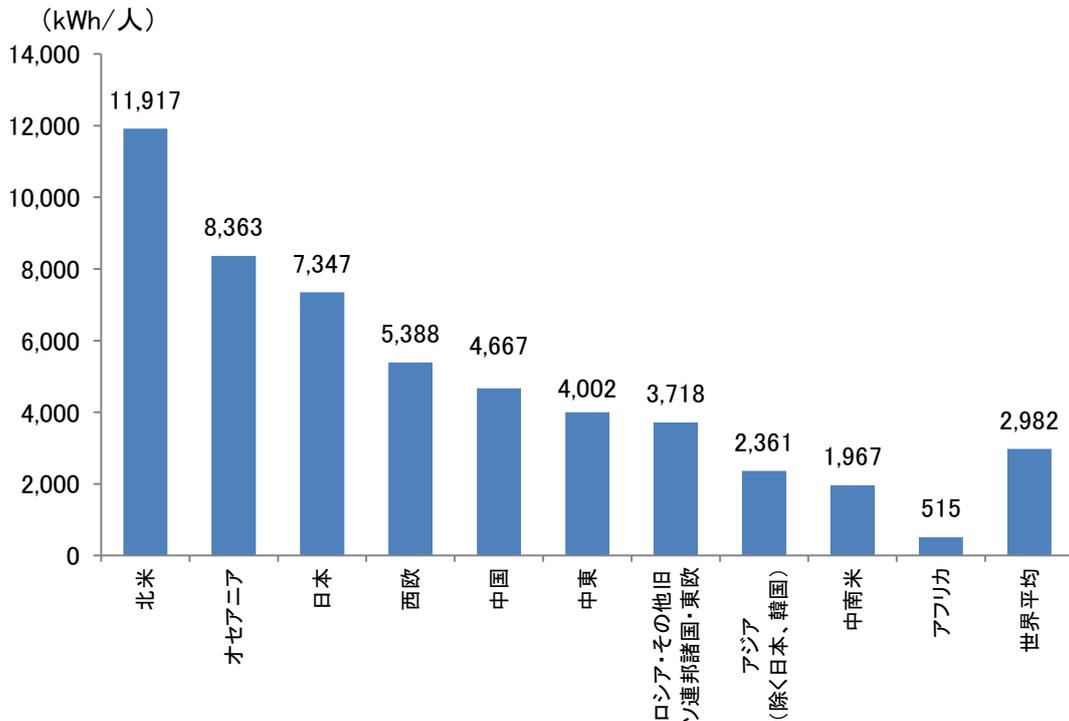
その一方で、2020年時点で、日本の人口の約6倍にもなる約7.5億人もの人々が電力供給を受けていません。その多くは、サブサハラアフリカやアジアに存在しています(第223-1-4)。アジアでは2000年以降新たに12億人が電力にアクセスすることが可能となりました。インドがそのうちの2/3を占めており、2019年には人口の99%が電力アクセスが可能になったとインド政府より発表されました。一方で、アフリカの未電化人口は、2013年の6.1億人をピークとして2019年には5.8億人に減少しておりますが、2020年はコロナウイルスの影響により2013年以降初めて上昇しました。アフリカの未電化人口は全世界の未電化人口の77%を占めており、大きな政策課題の一つとなっています。その実現のためには、電力供給インフラ(発電、送配電、再エネによる分散型電源)に対する大規模な投資が必要とされています。

【第223-1-1】世界の電力消費量の推移(地域別)



出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

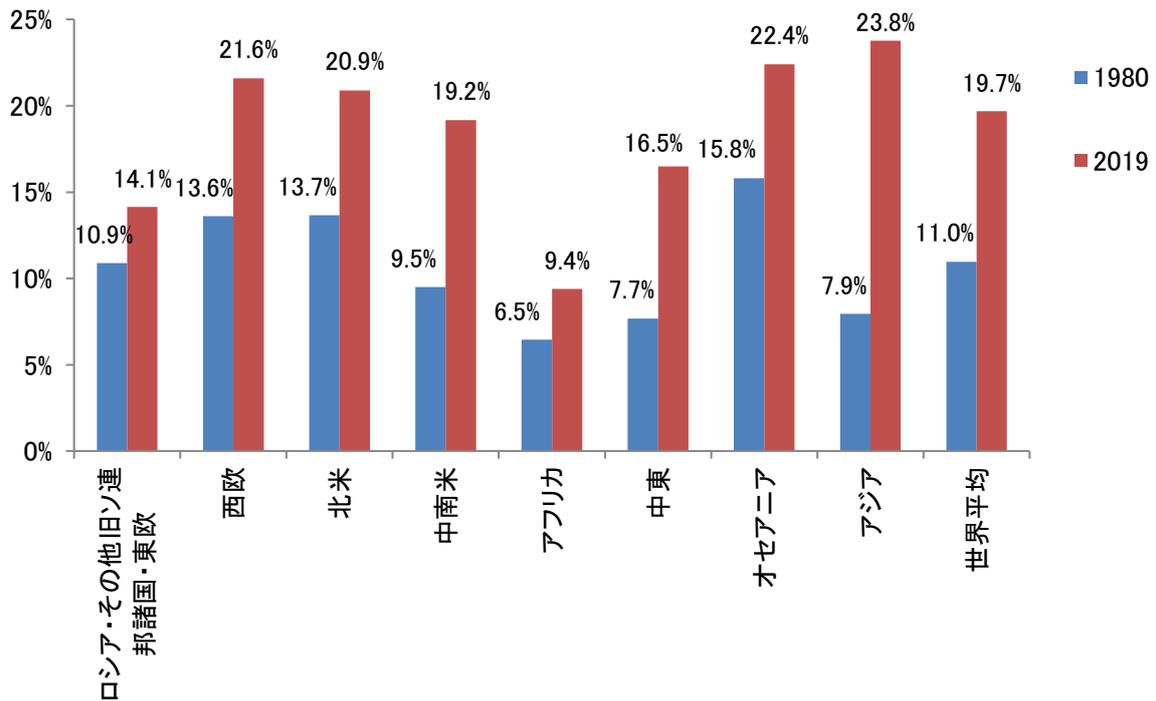
【第223-1-2】1人当たりの電力消費量(地域別、2019年)



(注) 地域の定義はIEAによる。

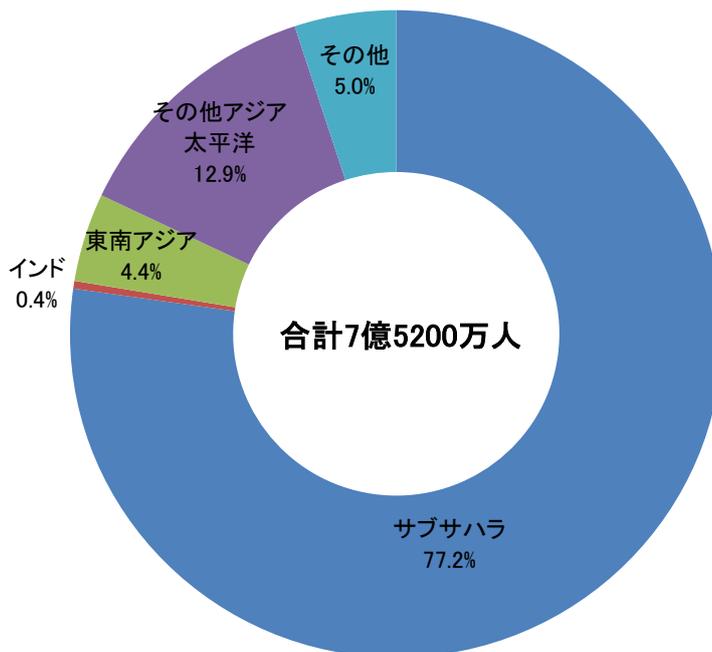
出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」及び世界銀行「World Development Indicators」を基に作成

【第223-1-3】電力化率(地域別)



(注) 電力化率とは最終エネルギー消費に占める電力消費量の割合を指す。
出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

【第223-1-4】世界の未電化人口(地域別、2020年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典: IEA「World Energy Outlook 2021」を基に作成

(2) 供給の動向

世界の電源設備容量は一貫して増加しており、2019年時点で74.7億kWとなりました(第223-1-5)。年代別に見ると、電源設備全体で1980年代の年平均伸び率は3.3%、1990年代は2.4%、2000年代は3.9%、2010年代は4.1%となりました。

2019年の世界の電源設備容量を電源別に見ると、火力発電の比率が58.0%を占めており、主電源の役割を果たしていることが分かります。一方、1970年代の石油危機を契機として、石油代替エネルギーとして原子力発電の開発が促進され、1980年代には原子力発電は年平均8.9%と高い伸び率を示していました。しかし、先進国での原子力開発が鈍化した結果、1990年代は伸び率が年平均0.6%、2000年代は0.8%、2010年代は0.4%に止まりました。また、水力発電は新規の立地が難しくなっており、伸び率は低い水準にあり、1990年代の電源設備容量の伸びは火力発電が中心となる構造でした。国別に見ても、全般的には世界の傾向と類似していました。ただし、フランスのように、第一次石油ショックを契機に原子力発電の開発を加速し、全電源設備に占める原子力発電の構成比が1974年の6%から2019年の46%に増えているような例もありました。

世界の発電電力量もほぼ一貫して増加し、2019年時点で27.0兆kWhでした(第223-1-5)。これを世界の電源設備容量と比較すると、1980年代から1990年代にかけて電源設備容量が年平均2.8%の伸びになっているのに対して、発電電力量が3.2%と電源設備容量を上回る伸びとなっており、電源設備の稼働率が向上している状況が分かります。2000年代は、中国を中心とするアジアの発電電力量が伸び続け年平均3.4%の伸びとなりましたが、2010年代に入るとこの傾向は和らぎ年平均2.5%でした。一方で世界の電源設備容量は稼働率の低い再生可能エネルギー発電が増えたこともあり、2000年代は年平均3.9%、2010年代は年平均4.1%と順調な伸びを維持しています。

火力発電電力量を電源別に見ると、石炭火力の伸び率は、1990年代から電源全体の伸び率を上回るようになりましたが、2010年代後半からは石炭火力廃止の圧力が強まり、全発電電力量に占める石炭火力の割合は1975年の36.5%から2019年の36.8%と微増に留まっています。

石油火力は、1970年代には年平均4.6%と堅調な伸びを示していましたが、石油危機を契機に石油代替エネルギーへの転換が図られた結果、1980年代は年平均マイナス2.1%、1990年代はマイナス1.1%、2000年代はマイナス2.0%と減少傾向が続いています。一方、天然ガス火力発電は、1970年代は伸び率の年平均は4.1%でしたが、1980年代は5.8%、1990年代は4.7%、2000年代は5.7%と電源全体の伸び率を上回るようになり、石油の代替エネルギーの一つとして重要な役割を果たしてきました。2010年代に入り、政策的な支援を受けた再生可能エネルギーの導入拡大が進んでいます。また、燃料価格の高騰により、ガス火力の伸びが年平均3.0%に鈍化する一方で、石炭火力の伸びも年平均1.5%と鈍化傾向にあります。

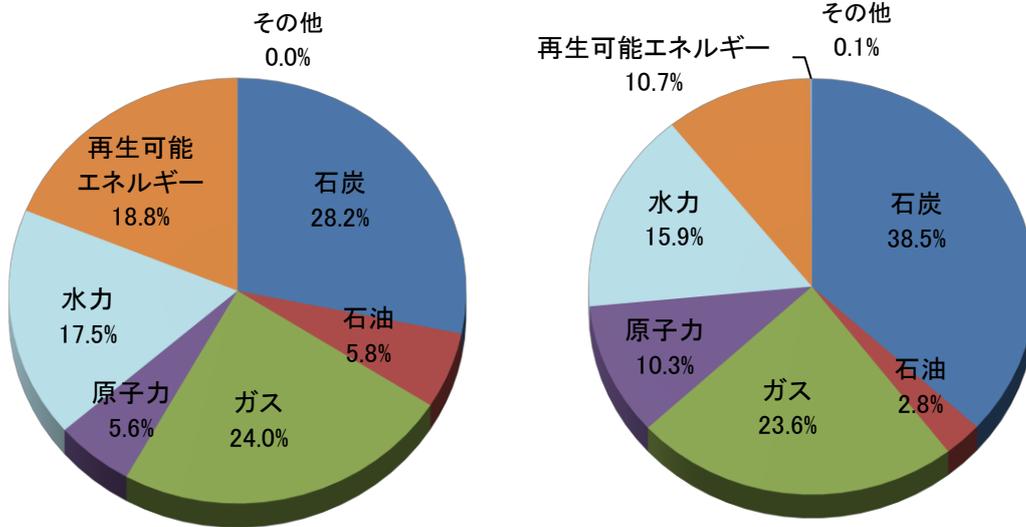
2019年の各国の電源別発電電力量を見ると、米国はシェールガス生産の増加により2010年以降石炭の割合が減少したのに対して、ガスが37.5%を占めるまで増加しました。英国はもともと国内に石炭が豊富であり、石炭火力が主力電源の役割を担っていましたが、北海ガス田の開発や電力自由化に伴って、天然ガス発電の比率が増加した後、政策的なCO₂価格引き上げにより、石炭火力の割合が2.4%にまで低下しました。フランスでは、福島第一原発事故以降、電源の多様化を進める政策が取られており、原子力の比率が2011年の79.4%から2019年の70.5%まで低下しました。ドイツでは、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、原子力のシェアが12.4%、石炭のシェアが30.1%と既存の電源の割合が年々低下しています。イタリアでは石炭の比率が7.3%と減少する一方で、ガスの比率が48.5%に増加しています。中国は経済発展とともに発電電力量も非常に高い伸びを示していますが、石炭の割合が65.2%と高く、環境問題が課題となっています。また韓国は、石炭の比率が42.6%、原子力の比率が25.2%と高くなっています。(第223-1-6)。

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ました(第223-1-7)。

【第223-1-5】世界の電源設備構成と発電電力量

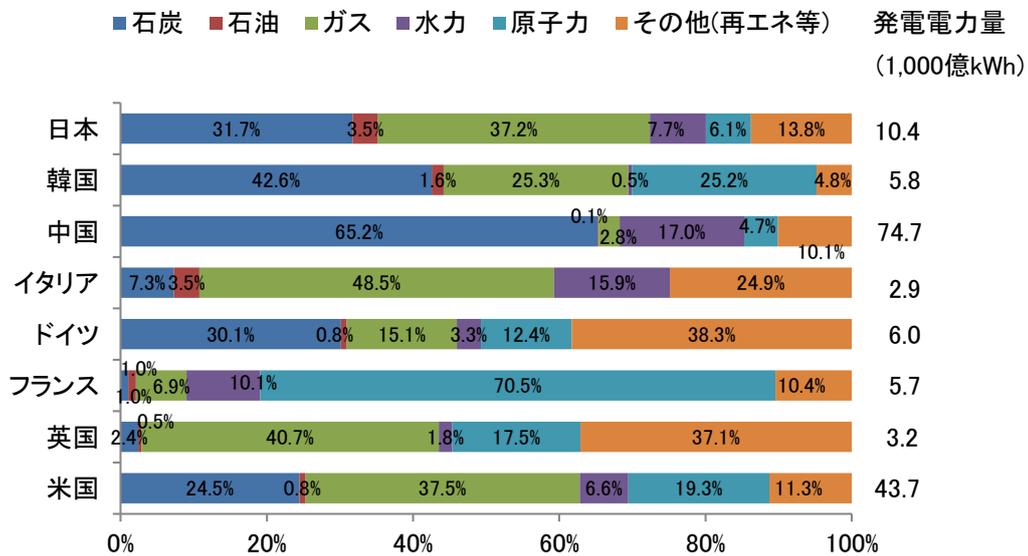
発電設備構成74.7億kW(2019年)

発電電力量27.0兆kWh(2019年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典:IEA「World Energy Outlook 2021」を基に作成

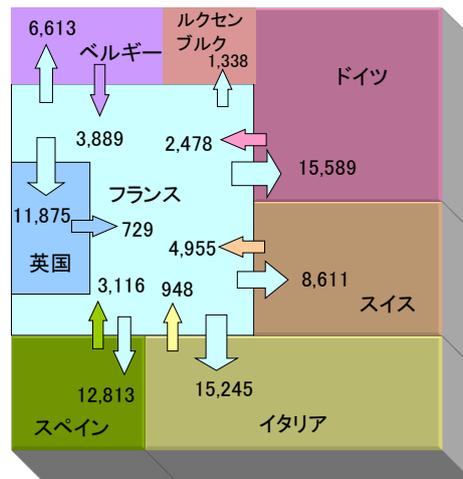
【第223-1-6】主要国の発電電力量と発電電力量に占める各電源の割合(2019年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。
出典:IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に作成

【第223-1-7】欧州の電力輸出入の状況(フランスの例2019年)

(単位: 100万kWh)



出典:IEA 「Electricity Information 2021 edition」を基に作成

※本図における輸出入の数字は、物理的な電力量の推移を示したものです。

2.ガス事業

先進国のガス事業状況を見ると、従来欧州では、国営企業が上流のガス生産・輸入から、国内ガス輸送・配給、販売まで一元的に行うケースが主流でしたが、1980年代から英国等で国営ガス事業者の民営化やガス市場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月には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若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、連邦規制により州際(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。同時に、州レベルでも家庭用まで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出現し、2020年末時点で自由化は24州で実施済みとなっています。一方、自由化プログラムに参加した需要家数は有資格者の16%程度に留まります⁵⁹。

都市ガスの消費量を先進国と比較すると、2019年では米国における消費量が多く、30,962 PJ(ペタジュール)の消費量となりました。EU諸国は、英国の2,917PJ、ドイツの3,453 PJ、フランスの1,706 PJで、日本は1,691 PJでした⁶⁰。

パイプラインについては、2019年の米国の輸送パイプライン総延長は486千km、配給用パイプラインの総延長は2,122千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合計が、英国は284千km、ドイツは522千km、フランスは209千kmとなりました⁶¹。

一方、我が国は、2019年では、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約2千km、一般ガス事業者の配給パイプライン総延長は約264千kmとなりました。

3.熱供給

熱供給(一般的には地域冷暖房)の始まりは19世紀に遡りますが、石油危機後、特に欧州において飛躍的に発展しました。熱源として化石燃料だけでなく、再生可能エネルギー、廃棄物、工場排熱等が利用できるほか、熱電併給⁶²も適用できることから、石油依存度の低減、エネルギー自給率向上、環境保護といった観点からの有効性が注目されてきました。

⁵⁹ Energy Information Agency. “Natural Gas Annual, Table 26. Number of customers eligible and participating in a customer choice program in the residential sector, 2019 ”より推計。 https://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/table_026.pdf

⁶⁰ 日本ガス協会「ガス事業便覧 2020年版」(2021年3月発行)(都市ガス事業者数、需要家件数、消費量、導管延長量)。

⁶¹ 日本ガス協会「ガス事業便覧 2020年版」(2021年3月発行)(都市ガス事業者数、需要家件数、消費量、導管延長量)。

⁶² コージェネレーション、CHP(Combined Heat and Power)とも言われます。

熱供給の主たる燃料は様々であり、例えば英国では天然ガスが主に用いられています(英国の熱供給に占める天然ガスの割合は約90%)。一方、北欧諸国では、再生可能エネルギーや廃棄物の利用率が他国と比べ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は約77%⁶³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る中国等で大規模に普及しています。暖房需要が大きいため、長期的かつ計画的に熱の供給網が整備されてきました。また、地域熱供給設備は北欧、中東欧においても導入されてきたほか、韓国においても欧州諸国と同水準の熱供給が行われてきました。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、これらの国々はいずれも日本の672 kmに対してはるかに大きな数値となっており、大規模な供給網整備が行われてきたことが分かります(第223-3-1)。

【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)*は2015年の値、**は2013年の値、-は掲載無し

熱源容量(Mega Watts thermal)

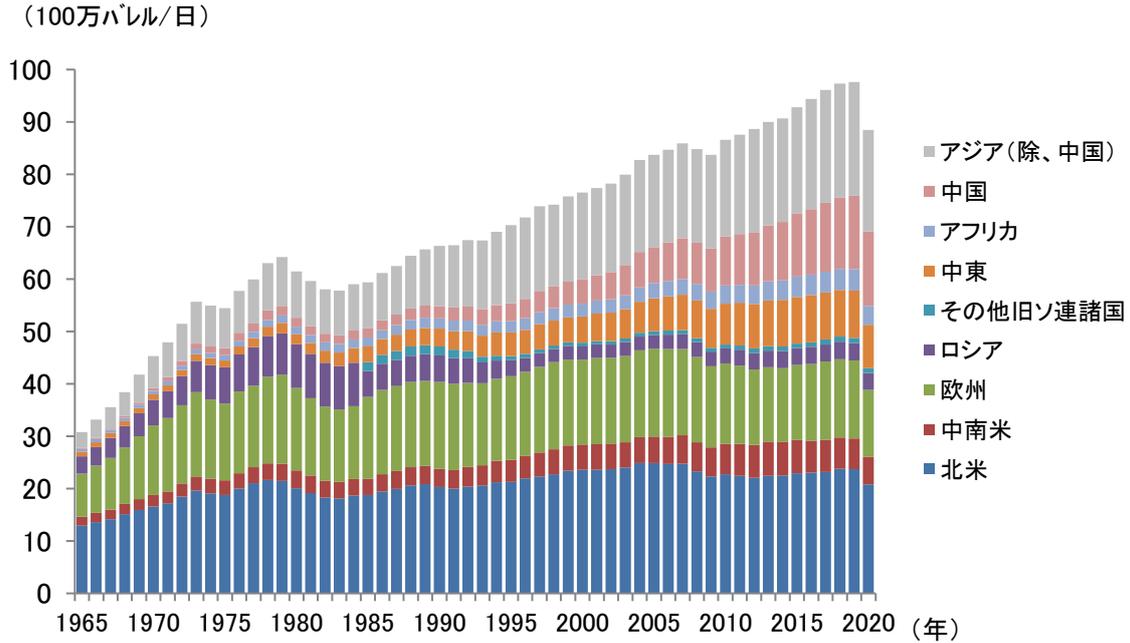
出典: Euroheat & Power 「District Heating and Cooling: Country by Country」 各年版を基に作成

4.石油製品

2020年の世界の石油消費量は、COVID-19の影響で前年9.3%減少の8,848万バレル/日となりました。地域別のシェアは、北米が23%、欧州が14%、中国を含むアジアが38%となりました。1965年からの55年間で世界の消費量は約3倍に拡大しましたが、特に大きく消費量を増やしたのは中国と中東です(各々約66倍、約10倍へ拡大)。近年、世界での消費量の増加は続いており、2000年対比で、世界の石油製品の消費量は約1.2倍増となっています。その中でも中国や中東地域では世界を大幅に上回る増加ペースが継続し、それぞれ約3倍、約1.7倍へ拡大しました(第223-4-1)。

⁶³ IEA「World Energy Balances 2020 Edition」より推計。

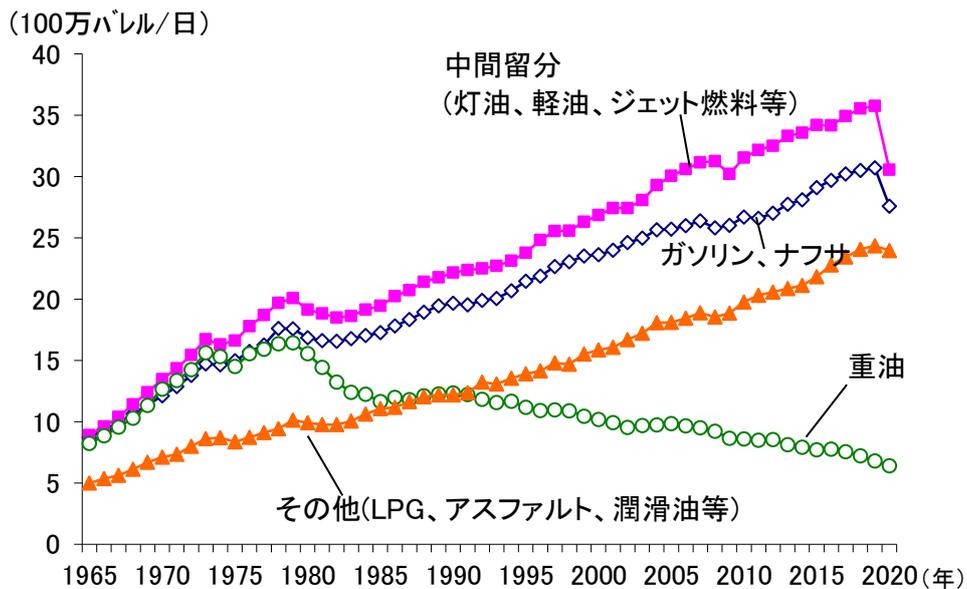
【第223-4-1】地域別石油製品消費の推移



(注) 1984年までのロシアには、その他旧ソビエト連邦諸国を含む。
出典:BP「Statistical Review of World Energy 2020」を基に作成

2020年の世界の石油消費量の推移を製品別に見ると、COVID-19の影響でガソリン、ナフサ、中間留分の消費が落ち込みました。一方、長期的な傾向ではガソリンや灯油、軽油等の軽質油の消費が堅調に増加したのに対して、重油の消費量が低下しており、消費製品需要の軽質化傾向が見られます(第223-4-2)。

【第223-4-2】世界の石油製品別消費の推移



出典:BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

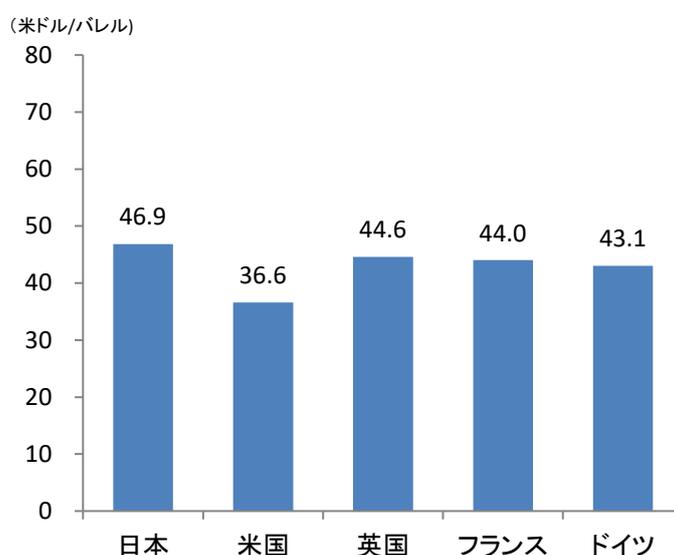
第4節

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、アジアの三大市場に大きく分類され、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(West Texas Intermediate、及びそれとほぼ等質の軽質低硫黄原油)であり、欧州市場での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、加減値については、指標原油との性状格差で決定されます。各国における輸入原油価格は、輸入する原油の種類や、運賃、保険料等で異なります。(第224-1-1)

【第224-1-1】原油輸入価格の国際比較(2020年)

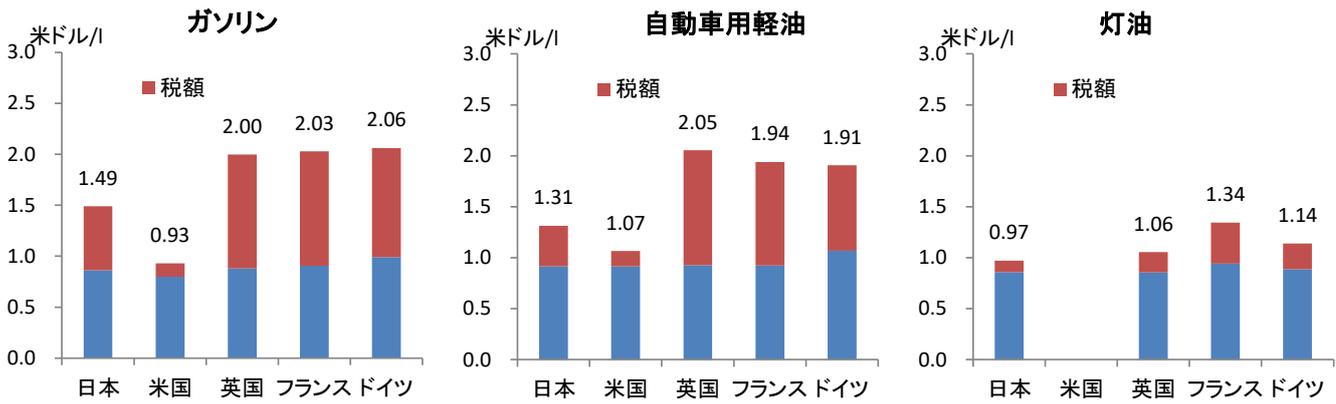


出典:IEA「Energy Prices and Taxes 2021」を基に作成

2.石油製品価格の国際比較

日本、米国、英国、フランス、ドイツでのガソリンと自動車用軽油の製品小売価格(税込み、ドル建て価格、2022年2月時点)を比較すると、ガソリン価格の高い順にドイツ、フランス、英国、日本、米国となっており、軽油価格は高い順に英国、フランス、ドイツ、日本、米国となっています。ガソリンの小売価格(税込み)は、最高値のドイツ(2.06ドル/l)と最安値の米国(0.93ドル/l)で1.13ドル/lの差がありますが、本体価格(税抜き)に大きな違いはなく、各国の税制が小売価格差の原因です。また、自動車用軽油についても、小売価格(税込み)では最高値の英国(2.05ドル/l)と最安値の米国(1.07ドル/l)に0.98ドル/lの差がありますが、本体価格(税抜き)ではガソリンと同様に大差がなく、各国の税制が小売価格差を生じさせています。灯油については、小売価格、本体価格(税抜き)ともに各国で大差はありません(第224-2-1)。

【第224-2-1】石油製品価格の国際比較(固有単位)(2022年2月時点)



(注) 米国の灯油価格はデータなし。

出典:IEA「Oil Market Report(2022年3月号)」を基に作成

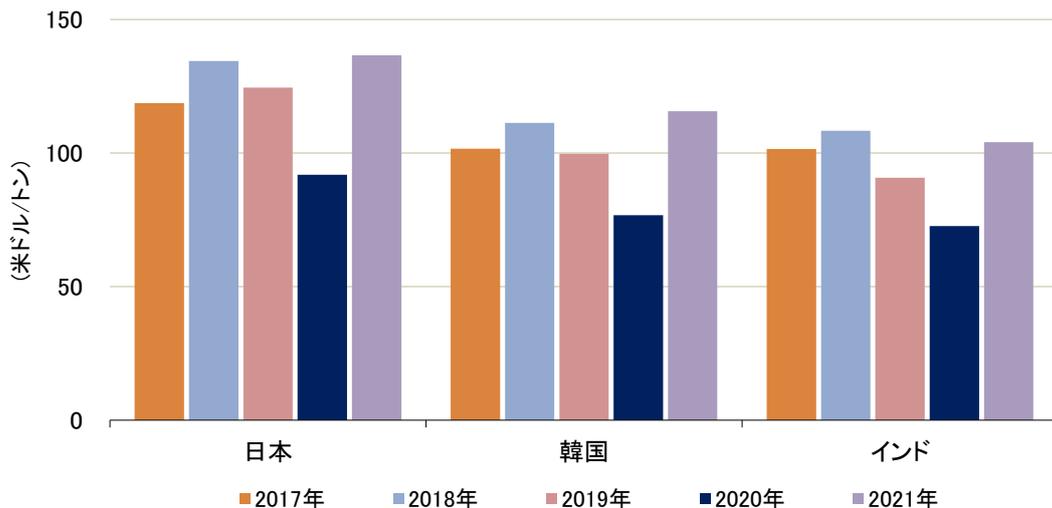
3.石炭価格の国際比較

石炭価格は、石炭市場における需給状況を反映するものですが、石炭の性質の違いより価格に差が生じます。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す。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、石炭の輸出国における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、FOB価格が同じであれば、輸送距離の短い方がCIF価格は安価なものとなります。

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主であり⁶⁴、これらの国々で産出される石炭の国際価格を反映し、3か国の輸入価格は推移しています(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)。

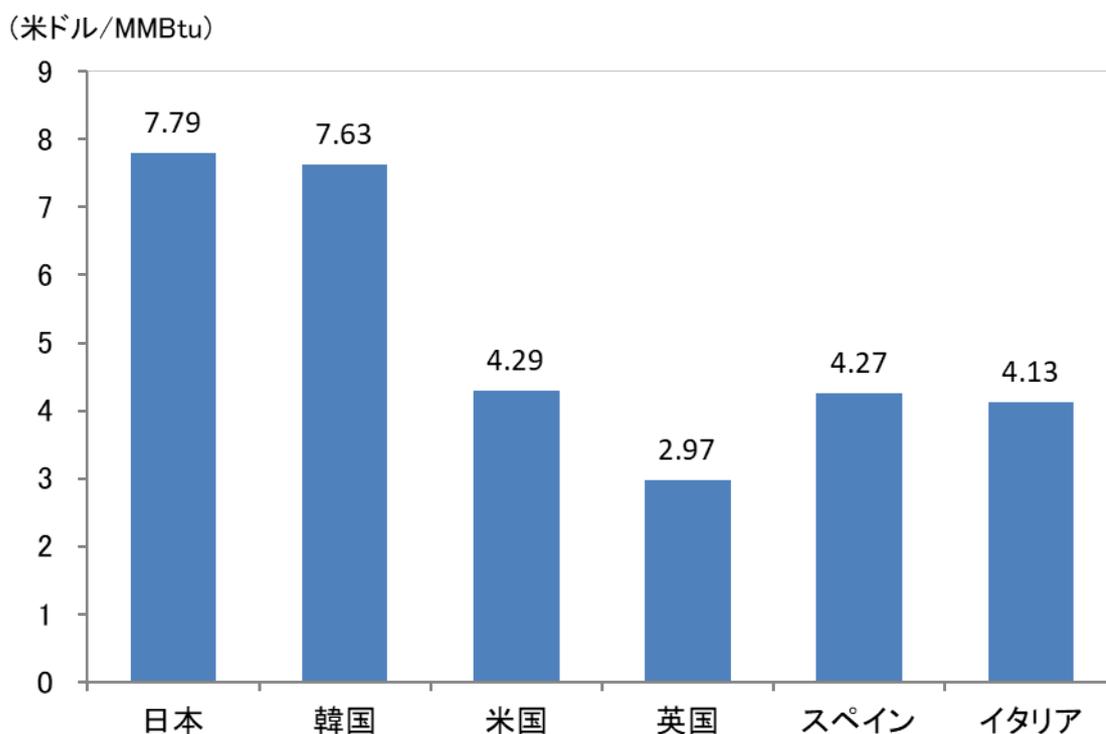
出典:各国貿易統計を基に作成

⁶⁴ 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価格の国際比較

天然ガスの主要市場は石油と同じく北米、欧州、アジアですが、天然ガス・LNGの価格決定方式は地域ごとに異なっており、石油のように指標となるガス価格がこれら市場全てについて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、一般的にJCC(Japan Crude Cocktail)と呼称される日本向け原油の平均CIF価格にリンクしています。大陸欧州でのパイプラインガスやLNG輸入価格は主として石油製品やブレント原油価格にリンクしていましたが、近年では各国の天然ガス需給によって決定されることも多くなっています。ガス市場の自由化が進んでいる米国や英国では、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。そのため、各国におけるLNG輸入価格は、原油や石油製品価格の動向、それぞれの市場でのガスの需給ひっ迫状況等によって異なったものとなります(第224-4-1)。国際原油価格が2014年後半から大きく下落したことを受け、原油価格に連動する価格フォーミュラを採用しているアジア諸国のLNG輸入価格も下がり、LNG価格の地域間価格差(アジアプレミアム)は縮小しました。2020年は、COVID-19の影響による石油需要の減少から原油価格が下落し、原油価格リンクのLNG価格は低下しました。また、北米・欧州では天然ガス市場価格が下落して天然ガス需給で決定されるLNG価格も低下しました。このように2020年は各主要市場でのLNG輸入価格は前年に比べ低下しましたが、原油価格の下落よりも北米・欧州の天然ガス市場価格の下落の方が影響が大きく、原油価格リンクのLNG価格と、天然ガス市場価格で決定されるLNG価格の乖離は前年に比べ拡大しました。

【第224-4-1】LNG輸入平均価格の国際比較(2020年平均)



出典:日本貿易統計、日本税関、Korea Customs Service、EIA Natural gas imports by country、UKtrade、Eurostat、IMFを基に作成

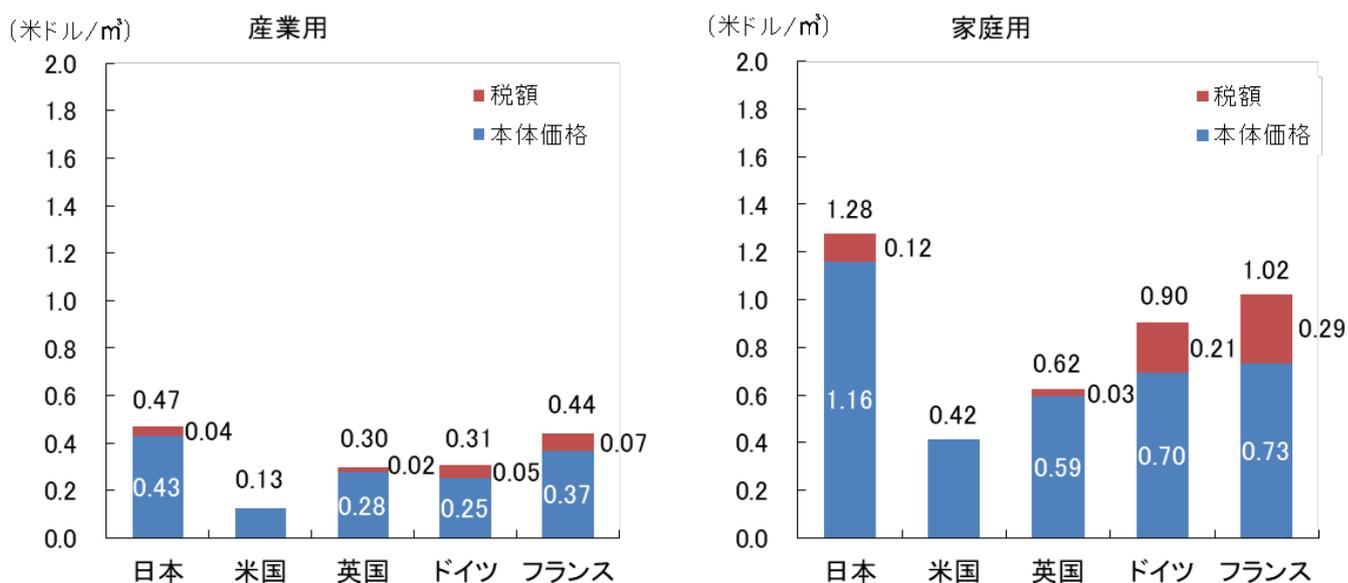
5.ガス料金の国際比較

我が国のガス事業については、事業の効率化によるガス料金の低減を目的の一つとした規制改革が推進されてきました。1995年、1999年、2004年、2007年にそれぞれ段階的な小売自由化範囲を拡大し、2017年に全面自由化しました。また、ネットワーク部門の公平性や透明性向上等の制度整備も同時に図られてきました。2000年代初頭までは、LNG価格が安定していたこともあり、これらガス事業の制度改革と事業者の努力とがあいまって、これまで都市ガス料金は下降する傾向にありました。2000年半ば以降にLNG価格が上昇し、都市ガス価格も値上げされましたが、2014年後半以降の国際原油価格下落を受け、2017年まで下降傾向で推移しました。2018年に上昇に転じ、2019年は同水準でしたが、国際LNG価格の低下を受け2020年は若

干低下しました。今後は、全面自由化におけるガス小売事業者間の競争により、ガス料金のさらなる低減・安定化が期待されます。米国においては、非在来型天然ガスの生産拡大等によって天然ガス価格が低下傾向にあります。

ガス料金の原価は様々な要素で構成されており、またその比較には多様な方法があるため単純な対比は困難ですが、日本のガス料金は他国と比べて高位にあります(第224-5-1)。

【第224-5-1】ガス料金の国際比較(2020年)



(注) 米国は本体価格と税額の内訳不明。

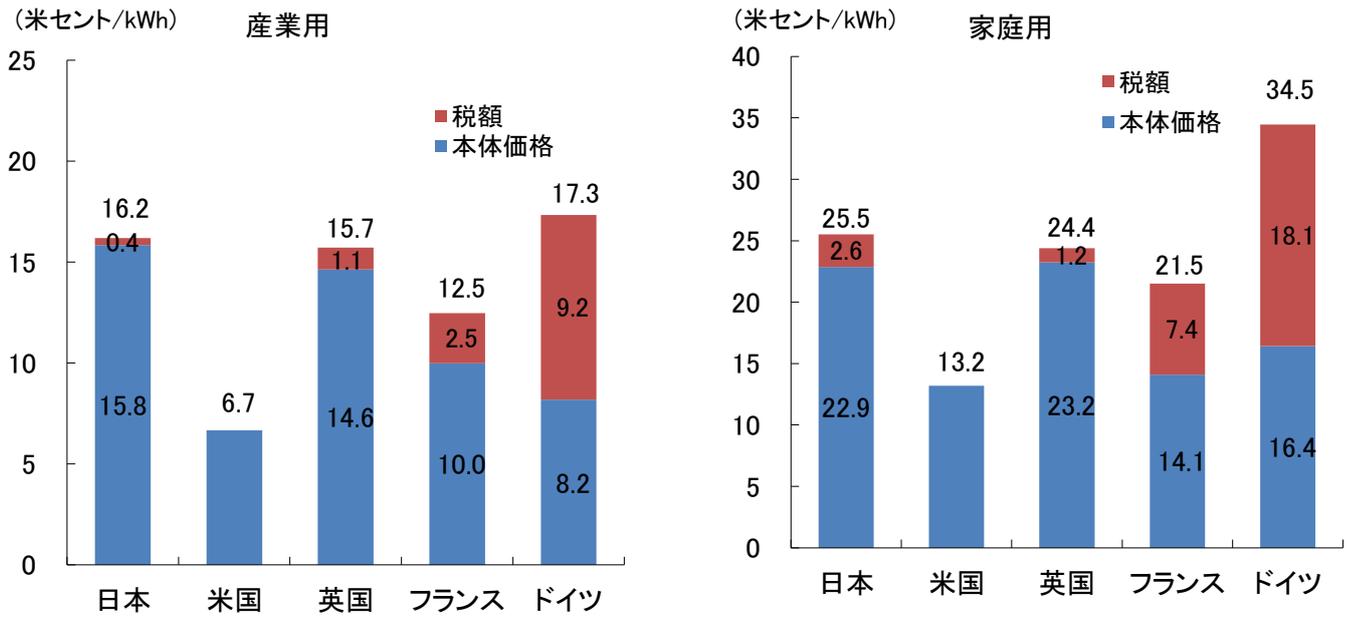
出典:IEA「Energy Prices and Taxes Statistic」を基に作成

6.電気料金の国際比較

様々な方法があるため単純な比較は困難ですが、OECD/IEAの資料を基に各国の産業用と家庭用の電気料金を比較した結果は、次の図のとおりです(第224-6-1)。日本の電気料金は、家庭用、産業用ともに高い水準となっていました。為替や各国での課税・再生可能エネルギー導入促進政策の負担増で格差は縮小してきています。

内外価格差は燃料・原料の調達方法や、消費量の多寡、国内の輸送インフラの普及状況、人口密度、あるいは為替レート等といった様々な要因によって生じるため、内外価格差のみを取り上げて論じるのは現実的ではありません。電気事業の効率的な運営と、電気料金の低下に向けた努力を怠ってはなりません。その際には我が国固有の事情、すなわち、燃料・原料の大部分を輸入に依存しておりその安定供給が不可欠なこと等、供給面での課題に配慮しておく必要があります。

【第224-6-1】電気料金の国際比較(2020年)



(注)米国は本体価格と税額の内訳不明。

(注)産業用の税額には、付加価値税は含んでいない。

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

