

## 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

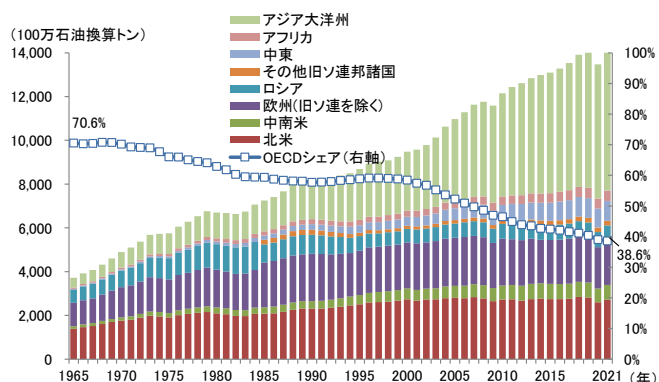
#### ○エネルギー需給の概要

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います。石油換算では、1965年の37億トンから年平均2.4%で増加し続け、2021年には142億トンに達しました。2021年の世界のエネルギー消費量は、新型コロナ禍からの経済回復等の影響で前年比5.5%増加し、2019年を超える水準まで回復しました。

2000年代以降、アジア大洋州地域では中国やインド等がけん引して、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、人口増加率が途上国と比べ低いことや、産業構造の変化や省エネの進展等が影響しています。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、2021年には38.6%へと32%低下しました(第221-1-1)。

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すると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わかります。各国の気候や産業構造に加え、エネルギー効率の違い等がこの差を生み出す原因になっています。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CO<sub>2</sub>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重要であり、また日本を含

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

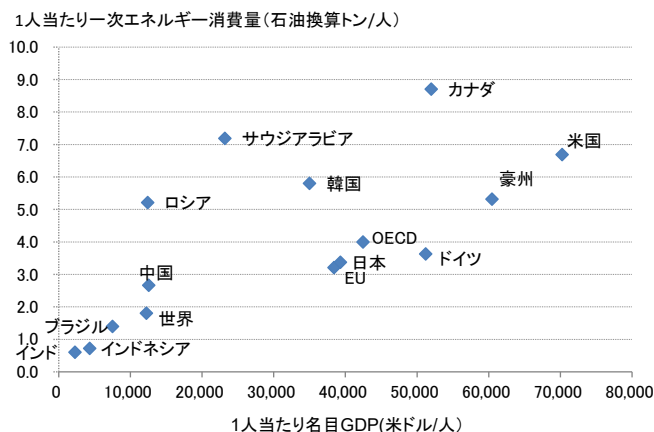


(注1) 1984年までのロシアには、その他旧ソ連諸国を含む。

(注2) 1985年以降の欧州には、バルト3国を含む。

資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

【第221-1-2】1人当たりの名目GDPと一次エネルギー消費量(2021年)



資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」、世界銀行「World Bank Open data」を基に作成

む先進国には、それを手助けしていくことが求められています(第221-1-2)。

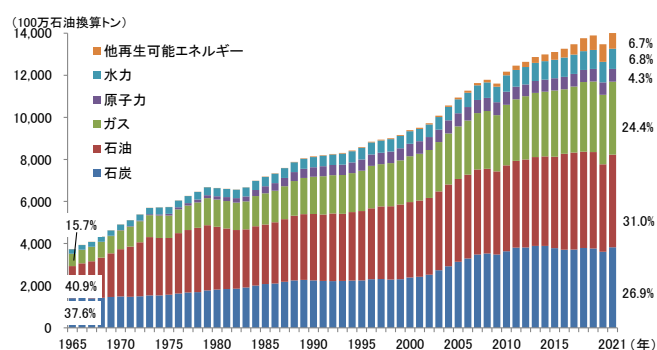
次に、世界のエネルギー消費量(一次エネルギー)の動向をエネルギー源別に見てみます。石油は今日までエネルギー消費の中心となってきました。発電用を中心に他のエネルギー源への転換も進みましたが、堅調な輸送用燃料消費に支えられ、石油消費量は1965年から2021年にかけて年平均1.9%で増加し、依然としてエネルギー消費全体で最も大きなシェア(2021年時点で31.0%)を占めています。2021年の世界の石油消費は、新型コロナ禍からの経済回復により、前年比で増加しました。

石炭は、同じ期間に年平均1.8%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への代替による需要減少等が原因となって、2015年以降は前年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、2021年時点の石炭のシェアは26.9%となっています。

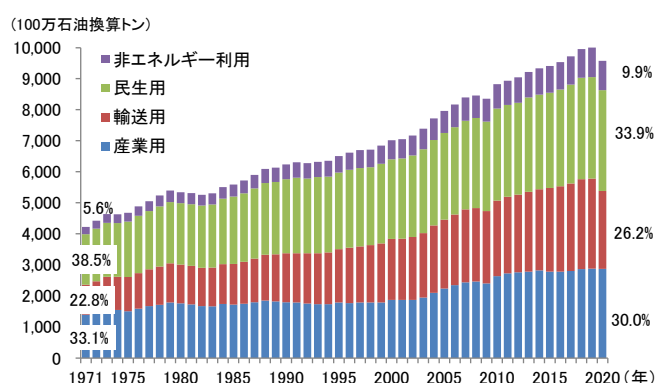
天然ガスは、同じ期間に石油と石炭以上に消費量が伸び、年平均3.2%で増加しました。天然ガスは、特に気候変動への対応が強く求められる先進国を中心に、発電用や都市ガス用の消費が伸びました。2021年の世界の天然ガス消費は、新型コロナ禍からの経済回復により前年比で増加し、一次エネルギーに占める天然ガスの割合は、24.4%になりました。

同じ期間で伸び率が大きかったのは、原子力(同8.6%)と、風力、太陽光等の他再生可能エネルギー(同12.8%)でしたが、2021年時点のシェアはそれぞれ4.3%及び6.7%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、2021年は気候変動問題を背景にした取組や設備価格

【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）



【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。

資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

条約第26回締約国会議）が開催され、パリルールブックが完成しました。再エネ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)。

世界の最終エネルギー消費は、1971年から2020年までの期間に約2.3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2.6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(第221-1-4)。

等が低下し続けていること等を背景に、他再生可能エネルギー消費は、前年比で増加しました。太陽光発電や風力発電のコストが低下していくことで、今後再エネのシェア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(国連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℃より低く抑えること、さらに1.5℃までに抑えるよう努力することが盛り込まれました。その後、各国においてパリ協定の締結が順調に進み、2016年11月に発効しました。さらに、2018年12月に開催されたCOP24(国連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いえます。また、2021年10月31日から11月13日の間にCOP26(国連気候変動枠組

## C O L U M N

### 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)のデータを用いて見てみます。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2021年の実績と比較して見ます。公表政策シナリオ(Stated Policies Scenario, STEPS)は、各国が表明済の具体的政策を反映したシナリオ、表明公約シナリオ(Announced Pledged Scenario, APS)は、有志国が宣言した野心を反映したシナリオ、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, NZE)は、2050年世界ネットゼロを達成するためのシナリオです。パリ協定では、産業革命前からの気温上昇幅を2℃に抑える目標が設定され、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COP26(国連気候変動枠組条約第26回締約国会議)では、公式文書にも1.5℃を追求することが織り込まれました。

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、2021年比で約1.19倍の石油換算177億トン、表明公約シナリオでは2021年比で約1.01倍の石油換算150億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2021年比で約0.85倍の石油換算127億トンまで減少します。これらの数値を見ると、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」に届かないことがわかります。

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、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っていきます。

化石エネルギーで最も大きな影響を受けるのは石炭と見られています。2021年の石炭消費量との比較では、公表政策シナリオでも0.68倍、表明公約シナリオでは0.29倍、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは0.10倍まで減少します。また石油については、2021年の石油消費量と比較すると、公表政策シナリオでは1.07倍に増加しますが、表明公約シナリオでは0.59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0.22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。

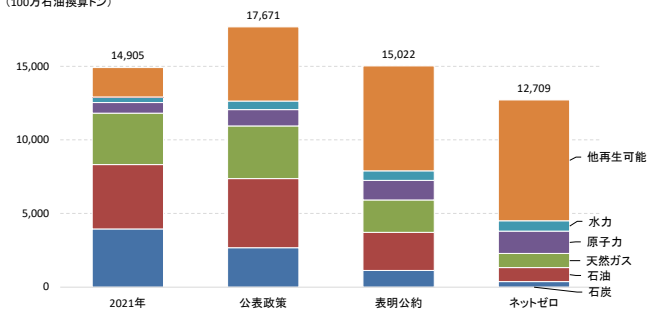
これは、石炭と石油とでは主な用途が異なるためです。石炭は主に発電用や産業用に使われており、これらは比較的容易に天然ガスや再エネに置き換えていくことが可能です。一方の石油は主に自動車用の燃料として使われていますが、これを他のエネルギーに変えていくのは容易ではありません。そのため、石油の方が消費量の減り方が緩やかになっています。化石エネルギーの中で、最も減り方が緩やかなのは、天然ガスです。天然ガスは、石炭や石油と比較してクリーンであるため、様々な分野で利用されると見られており、2021年の天然ガス消費量との比較では、石油と同様に公表政策シナリオでは1.02倍に増加しますが、表明公約シナリオでは0.63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0.28倍に減少します。

炭素排出の非常に少ない水力を含む再エネや原子力は、いずれのシナリオでも増える見通しになっています。中でも風力や太陽光を中心とした再エネの増加見通しが顕著です。2021年比で公表政策シナリオでは2.37倍、表明公約シナリオでは3.28倍、ネット・ゼロ・エミッション2050年実現シナリオでは3.76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、バイオマス等の再エネである。

資料：IEA「World Energy Outlook 2022」

## 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）。

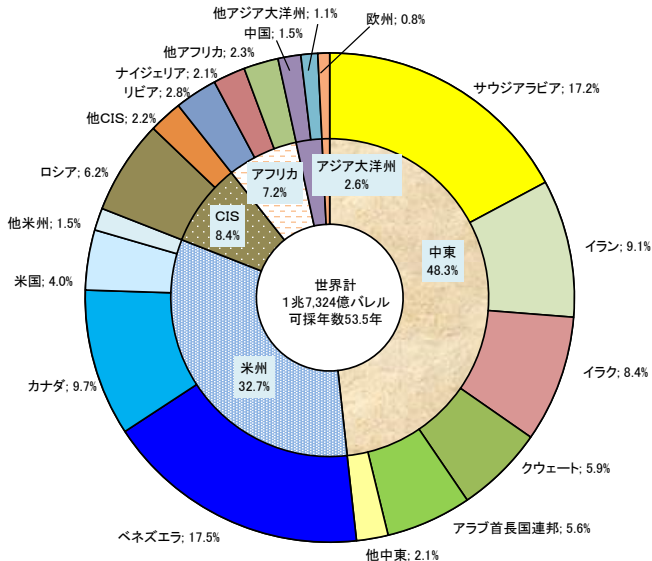
近年では、在来型石油とは異なった生産手法を用いて生産されるシェールオイル（タイトオイル）が注目されています。2015年9月の米国エネルギー情報局（以下「EIA」という。）による発表では、世界のシェールオイル可採資源量は4,189億バレルと推定されており、主なシェールオイル資源保有国は、米国、ロシア、中国、アルゼンチン、リビア等となっています。また2013年にはEIAがシェールオイル・シェールガス資源量評価マップを公開し、2015年に改訂版を公開しています（第222-1-2）。

##### 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2021年には8,988万バレル/日

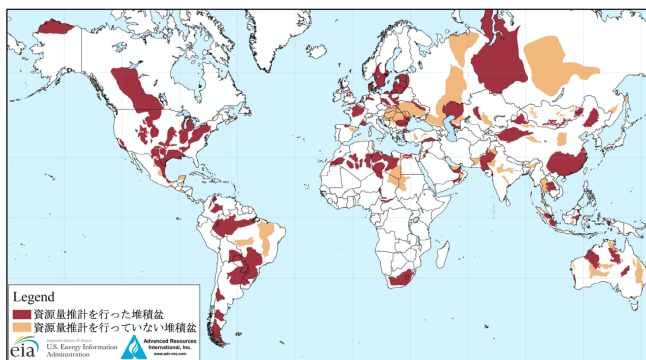


【第222-1-1】世界の原油確認埋蔵量(2020年末)



資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成(埋蔵量データは2021年版から更新なし)

【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)



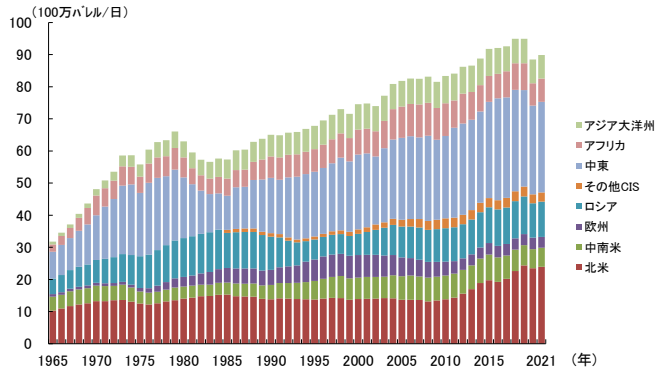
(注)「可採資源量」とは、技術的に生産することができる石油資源量を表したもので、経済性やその存在の確かさ等を厳密に考慮していないという点で、「確認埋蔵量」よりは広い範囲の資源量を表す。

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

と、この期間で約1.5倍に拡大しました。2021年の世界の原油生産量は、新型コロナ禍からの経済回復による石油需要の増加で、前年比1.6%増加しました。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。2021年は、北米、中東、アフリカ等の地域で増加しました(第222-1-3)。

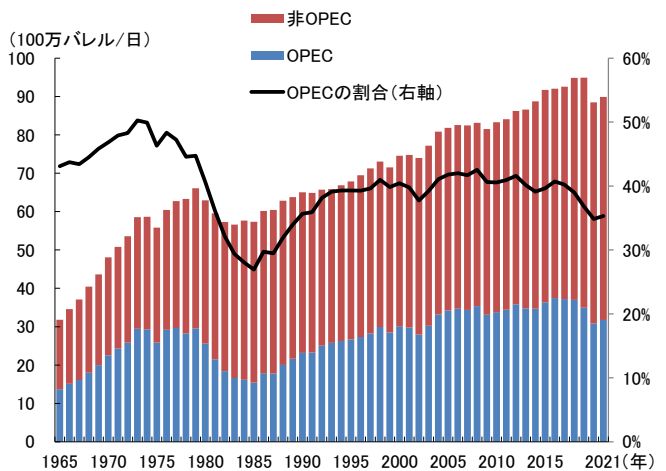
OPEC産油国(サウジアラビア、イラン、イラク、クウェート、アラブ首長国連邦、ベネズエラ等)の生産量は1970年代までの大幅増産後、高油価を背景とする非OPEC産油国の増産や世界の石油消費の低迷を受け、1980年代前半に減少しましたが、1980年代後半から回復しました。この結果、世界の原油生産量に占めるOPECのシェアは、1970年代前半の50%前後から低下して1980年代半ばには30%を割り込んだものの、その後再び上昇し1990年代以降は40%前後で推移してい

【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。  
資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」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。  
資料：BP「Statistical Review of World Energy 2021」を基に作成

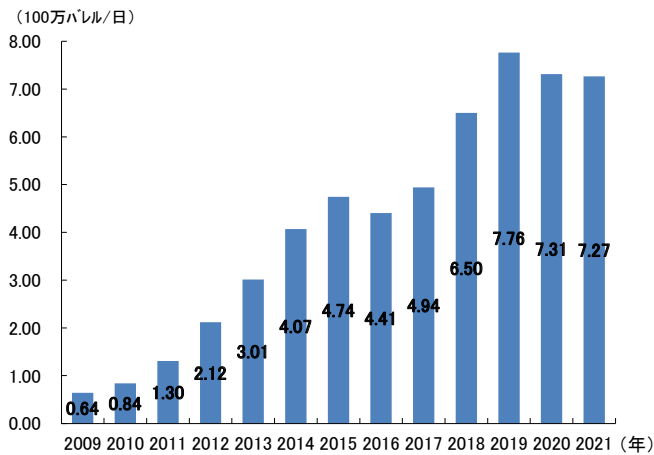
ます。

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1,809万バレル/日から、2021年には5,813万バレル/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やCIS、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)。

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進み、2016年から2019年にかけて生産量は増加しました。ただし、2020年は新型コロナ禍の影響による石油需要減少で原油価格が下落したことや、新規投資の抑制等で生産量が前年比で減少しました。2021年は原油価格の上昇があ



【第222-1-5】米国のシェールオイルの生産量



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

るものの、投資抑制の影響等で生産量は2020年とほぼ同水準となりました(第222-1-5)。

### OPEC/非OPECによる協調減産

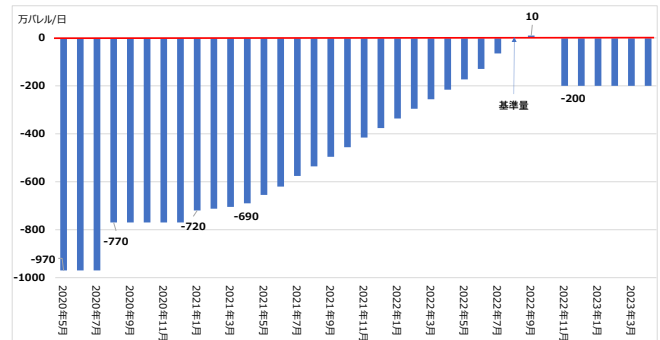
シェールオイル生産量の増加に対して、当初OPEC産油国は市場シェア確保を重視して増産で対抗したため、世界では供給過剰の状態が続き、その後の油価低迷を招くことになりました。OPEC<sup>1</sup>と非OPEC産油国は長引く油価低迷を打開するため、2016年11月から12月の第171回OPEC総会及び第1回OPEC・非OPEC閣僚会議で、15年ぶりの協調減産(180万バレル/日規模)に合意しました。これを契機に協調減産に参加したOPEC・非OPEC産油国(当初、計25か国)<sup>2</sup>はOPECプラスと呼ばれるようになりました。

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)にあわせ、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、世界で新型コロナ禍が顕著になり始めた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、サウジアラビアやアラブ首長国連邦は同年4月からの増産を打ち出したものの、その後の原油価格の急落を受け、4月に再びOPEC・非OPEC閣僚会議が開催されました。第9回、第10回の2度の会議を経て、新型コロナ禍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、2020年7月末まで維持されましたが、世界経済が徐々に回復傾向にあるとの見方から、OPECプラスはその後、770万バレル/日(2020年8～12月)へと減産幅を縮小しました。その後は毎月減産幅の縮小を実施し、2022年8月には減産幅がゼロになりました。

その後、OPECプラスは消費国の要請等もあり、2022年9月

【第222-1-6】OPEC/非OPECの増減産目標値推移



(注)原則基準量は2022年8月。サウジアラビア、ロシアは11百万/バレルを基準としています。

資料：OPECプレスリリースを基に作成

から10万バレル/日の小幅な増産を決定しましたが、同年10月には10万バレル/日の減産を決定し、同年11月からは世界的な景気減速の懸念により、200万バレル/日の大幅減産で合意しました(第222-1-6)。

### 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5,569万バレル/日であった世界の石油消費量は2019年には9,775万バレル/日まで増加しました(年平均成長率1.2%)。しかし、2020年は、新型コロナ禍の影響で、世界の石油消費量は前年比9.2%減少して8,875万バレル/日になりました。その後、2021年の世界の石油消費量は、新型コロナ禍からの経済回復により、前年比6.0%増加して9,409万バレル/日になりました。

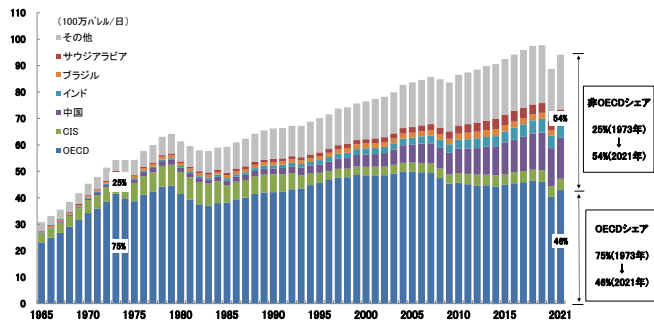
OECD諸国の石油消費量は、1973年の4,149万バレル/日から、二度の石油危機に起因する世界経済低迷に加え、原子力、天然ガス等の代替エネルギーへの転換を受け、1980年代前半まで減少しました。1980年代後半以降は、経済成長とともに緩やかに増加しましたが、自動車の燃費改善や原油及び石油製品価格高騰を背景に、2005年以降は減少傾向となりました。2015年以降は、原油及び石油製品価格の下落に伴い再び増加傾向となりましたが、2019年は世界的な気候変動対策の高まり等から再び減少、さらに2020年は新型コロナ禍の影響が加わり、前年比12.4%減少して4,036万バレル/日になりました。しかし、2021年は新型コロナ禍からの経済回復により、前年比6.4%増加して4,294万バレル/日になりました。

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1,420万バレル/日から、2019年には5,168万バレル/日に増加しました(年平均成長率2.8%)。しかし、2020年は、非OECD諸国においても新型コロナ禍の影響で、石油消費量は前年比6.4%減少して4,839万バレル/日になりました。ただし、中国の2020年の石油消費量は前年比で増加しました。2021年は、非OECD諸国でも新型コロナ禍からの経済回復により、石油消費量は前年比5.7%増加して5,115

<sup>1</sup> OPEC加盟国のうち、内戦等の特殊事情により減産状態にあるベネズエラ、リビア、イランは減産の対象外とされました。

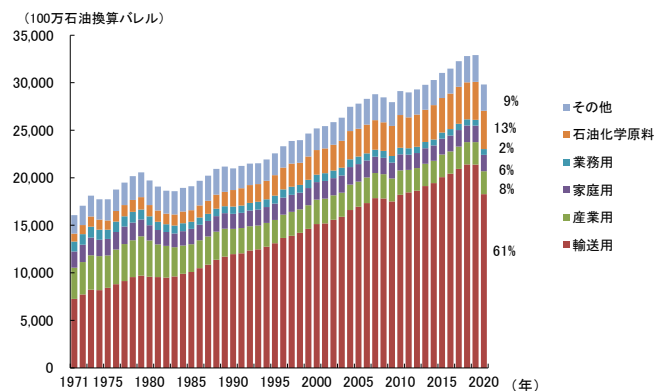
<sup>2</sup> 2019年1月にカタール、2020年1月にエクアドルがOPECを脱退したことにより、2020年12月時点で計23か国。

## 【第222-1-7】世界の石油消費の推移(地域別)



資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

## 【第222-1-8】世界の石油消費の推移(部門別)



資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

万バレル/日となりました。

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2021年には54%となり、逆に同期間のOECD諸国のシェアは、75%から46%まで低下しました(第222-1-7)。

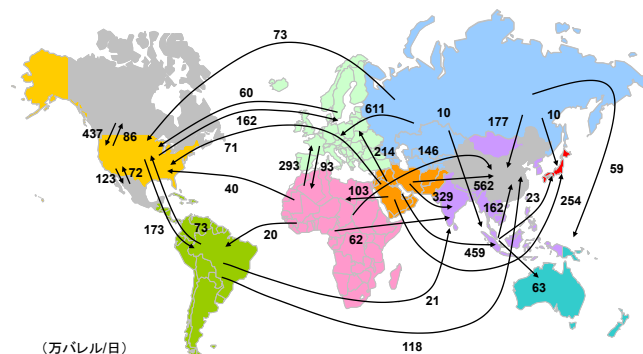
石油は様々な用途で消費されますが、輸送用としての消費が大きな割合を占めており、2020年における世界の石油消費量のうち、61%が輸送用となっています。輸送用の消費量は自動車保有台数の増加に伴い、1971年の7,262百万石油換算バレルから2020年には18,276百万石油換算バレルに拡大しており、世界の石油消費量増加の主要因となっています。また、石油化学原料用としての消費も堅調に増加しています。ただし、2020年は新型コロナ禍の影響で輸送用を中心に消費が落ち込みました(第222-1-8)。

## 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。2021年の世界全体の石油貿易量は6,839万バレル/日であり、そのうち日米欧による輸入量が合計で2,576万バレル/日と、全体の38%を占めました。

一方の輸出は、中東からの輸出量が2,206万バレル/日と最大のシェアを誇っており、全体の32%を占めました。以下、北米(1,413万バレル/日)、CIS諸国(1,054万バレル/日)、西ア

## 【第222-1-9】世界の主な石油貿易(2021年)



(注)上図の数値は原油及び石油製品の貿易量を表す。

資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基にBPの換算係数を使用して作成

フリカ(395万バレル/日)、中南米(302万バレル/日)等が主要な石油輸出地域となっています<sup>3</sup>。

仕向地別では中東地域からの石油輸出量のうち、10% (214万バレル/日)が欧州向け、3% (71万バレル/日)が米国向け、77% (1,704万バレル/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。

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。ここでのチョークポイントについては、EIAが示したレポートにあるチョークポイント8か所、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、喜望峯を使用します。

各国の輸入する原油がこれらのチョークポイントを通過することをリスクととらえ、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、英国等の場合、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なります。他方、日本を始め、中国、韓国等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)。

## 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産油国が減産したことで、価格は上昇に転じました。

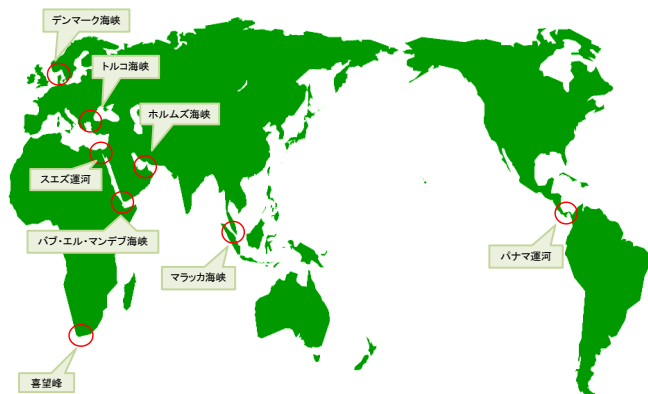
<sup>3</sup> BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成。

【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 | 2021年 |
|---------------|--------|-------|-------|
| フランス          | 71.8   | 65.5  | 51.8  |
| ドイツ           | 45.0   | 58.4  | 56.8  |
| 英国            | 12.7   | 8.5   | 7.9   |
| 米国            | 48.3   | 42.5  | 22.2  |
| 中国            | 142.5  | 149.6 | 152.0 |
| 日本            | 177.8  | 167.7 | 183.2 |
| 韓国            | 163.6  | 175.8 | 168.5 |

(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。



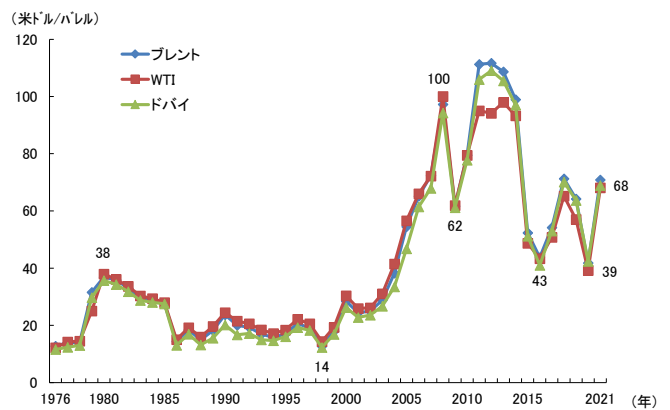
資料：IEA「Oil information 2022 database」、中国輸入統計を基に作成

2011年から2014年までの年間平均価格は、欧州のブレント原油で1バレル99ドルから112ドル、米国のWTI原油で93ドルから98ドルの範囲で推移しました。

2014年の夏以降は、米国を筆頭とする非OPEC産油国の供給増加、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、そして非OECD諸国の経済成長の減速に伴う石油需要の伸びの鈍化等を受け、原油価格は急速に下落しました。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の懸念によって価格が急落しましたが、その後OPECプラスが2019年1月より減産量を見直したことにより価格は上昇しました。

2020年に入り、世界中で新型コロナ禍の影響が顕著になる中、徐々にOPECプラス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、サウジアラビアやアラブ首長国連邦は、同年4月から増産を打ち出したものの、新型コロナ禍による移動制限や経済活動の停滞に伴い、世界の原油需要は大きく落ち込み、原油価格は大幅に急落し、同月にはWTI原油でマイナス価格を記録しました。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

【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。

資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

した。その後、世界経済が徐々に回復傾向にあるとの見方から、同年8月以降、OPECプラスは協調減産幅を段階的に縮小していきました。2020年秋以降、経済活動が徐々に再開される中で、石油需要が増加するとともに減産の効果も見られ、価格は上昇していきました。

その後、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略により、原油価格は同年3月に急上昇しました。その後、中国での一部都市におけるロックダウンや消費国の備蓄石油放出等により価格は下落しました。2023年3月時点では、ブレント原油が80ドル前後、WTI原油が70ドル前後で推移しています（第222-1-11）。

## (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<sup>3</sup>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。石油埋蔵量の分布に比べて、天然ガス埋蔵量の地域的な偏りは比較的小さいといえます。また、確認埋蔵量を2020年の生産量で除した天然ガスの可採年数は、2020年末時点で48.8年でした（第222-1-12）。

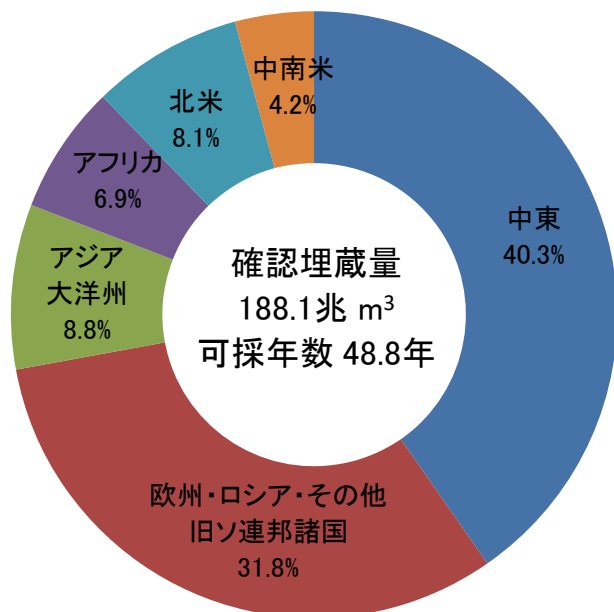
近年は、シェールガスや炭層メタンガス（CBM）といった非在来型天然ガスの開発が進展しており、特にシェールガスは大きな資源量が見込まれています。2015年9月に更新されたEIAの評価調査によると、シェールガスの技術的回収可能資源量は、評価対象国合計で214.4兆m<sup>3</sup>とされており、在来型天然ガスの確認埋蔵量よりも多いと推計されています。また、地域的な賦存では、北米以外にも、中国、アルゼンチン、アルジェリア等に多くのシェールガス資源が存在すると報告されています（第222-1-13）。

#### (イ) 天然ガス生産の動向

2021年の天然ガス生産量は約4.0兆m<sup>3</sup>でした。天然ガスの生産量は年々増加傾向にあり、2009年から2019年にかけての年平均伸び率は3.0%となりました。その後、新型コロナ禍

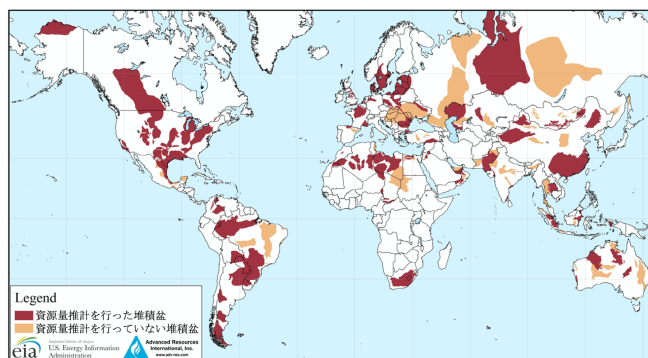


【第222-1-12】地域別天然ガス埋蔵量(2020年末)



(注)端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。  
資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成(埋蔵量データは2021年版から更新なし)。

【第222-1-13】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)【再掲】



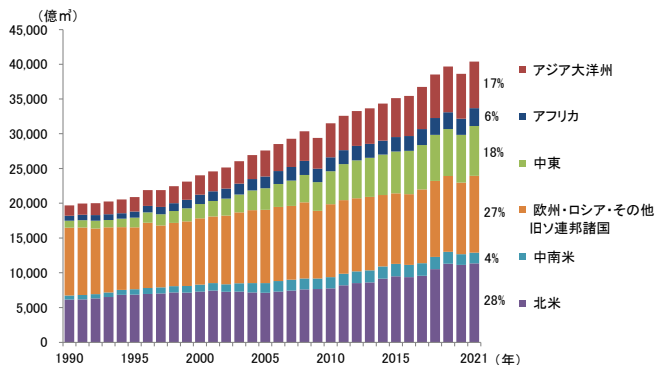
資料：EIA「World Shale Resource Assessments」(2015年9月)を基に作成

の影響により、2019年から2021年にかけての年平均伸び率は0.9% (2020年は前年比-2.7%、2021年は前年比4.5%) となりました。

地域別には、2021年時点で、北米が世界の生産量の28%、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国が27%を占めました。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、世界最大級の構造性ガス田を有し、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)。

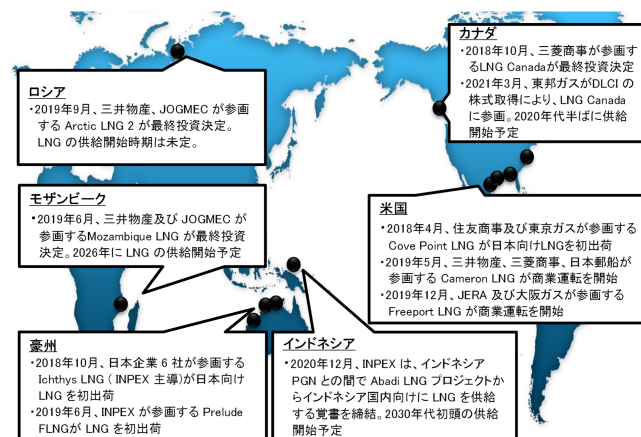
世界的な天然ガス消費の伸びに対応するため、大規模な天然ガスの資源開発が進められています。豪州や米国での相次ぐ新規LNGプロジェクト稼働開始により、LNGの供給が増加しています(第222-1-15)。

【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。  
資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

【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



資料：各種資料を基に作成

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。

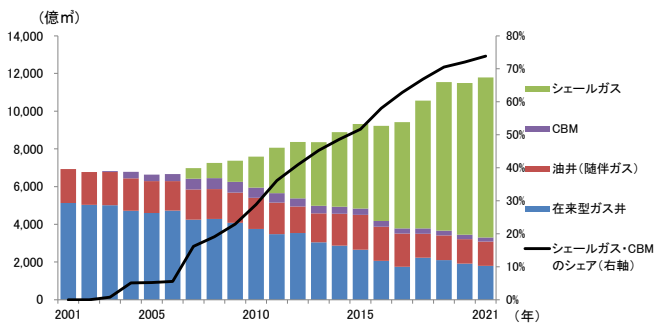
また、脱炭素燃料として注目される水素やアンモニアの原料等、天然ガスの新たな利用可能性を広げる技術についても研究開発が進展しており、一部では既に商業生産が行われています。

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、米国のシェールガスの生産量は2007年から右肩上がりに急増し、2021年には8,490億m<sup>3</sup>に達しています(第222-1-16)。

### (ウ)天然ガス消費の動向

世界の天然ガス消費量は、年々増加傾向にあり、2009年から2019年の間、年平均で2.9%増加しました。天然ガスは石炭や石油等と比べて環境負荷が低いことや、コンバインドサイクル発電<sup>4</sup>等の技術進歩、競合燃料に対する価格競争力の向上等によって近年まで利用が拡大してきています。その後、新型コロナ禍の影響から、2019年から2021年にかけての年平均

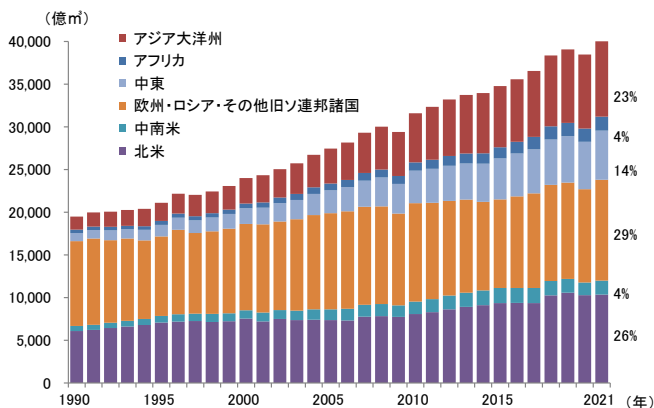
【第222-1-16】米国の在来型ガス、シェールガス及びCBM生産量



(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。

資料：EIA「Natural Gas Data」を基に作成

【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。

資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

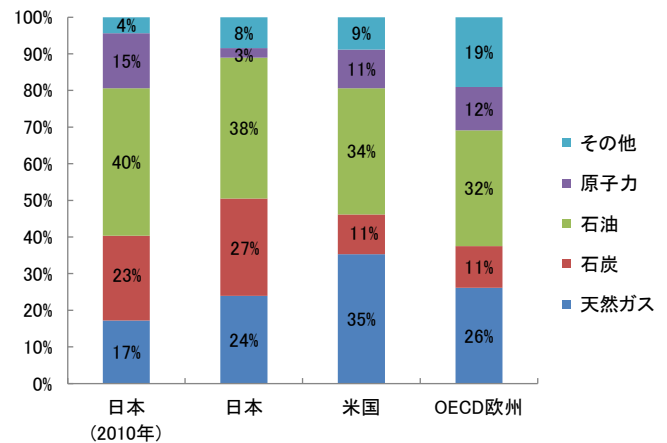
均伸び率は1.7%（2020年は前年比1.6%の減少、2021年は前年比5.0%の増加）となりました。

2021年の天然ガス消費量の地域別内訳を見ると、「北米」と「欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国」で、世界の約55%を占めています。これらの地域で特に消費量が多い背景として、域内で豊富に天然ガスが生産され、産業や暖房用途等に天然ガスの利用が進んでいることや、パイプライン等のインフラが整備されており、天然ガスを気体のまま大量に輸送して安価に利用することが可能であること等が挙げられます（第222-1-17）。

2020年の世界各国の一次エネルギー総供給量に占める天然ガスの割合を見ると、米国は35%、OECD欧州は26%となっています。日本は24%であり、OECD欧州と同程度となっています（第222-1-18）。

天然ガスの用途を見ると、日本と欧米とでは大きな差異があります。日本では発電用の割合が全体の71%を占め、産業用は11%、民生・その他用は18%に過ぎません。これに対して、米国、OECD欧州では発電用の割合がそれぞれ40%、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）。

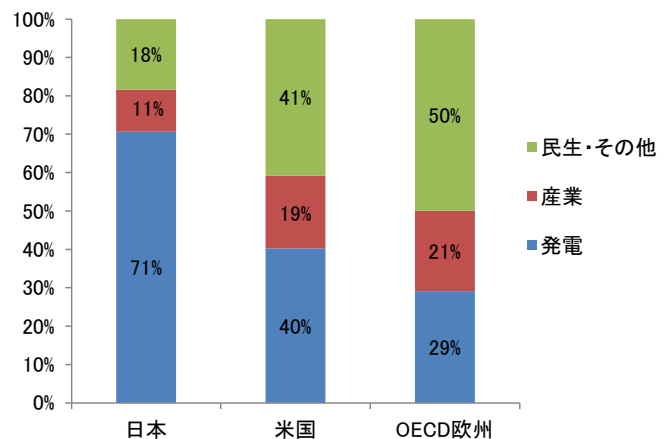
【第222-1-18】日本・米国・OECD欧州の一次エネルギー構成(2020年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

資料：IEA「World Energy Balances 2022 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(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。

資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

日本では、LNGという形態でしか天然ガスを輸入できなかったため、需要が集積しやすい発電用や、一定規模以上の大手都市ガス会社による利用を中心に導入が進みました。この結果、天然ガスの需要がある地域にLNG基地が順次立地し、LNG基地から、需要に応じてパイプラインが徐々に延伸するという日本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。

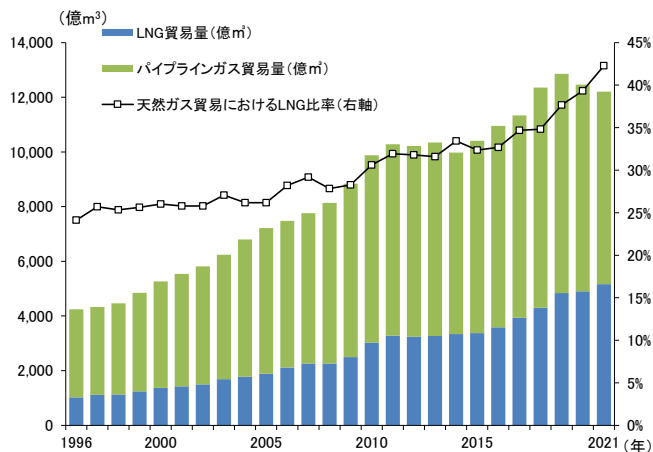
### (エ) 天然ガス貿易の動向

2021年の1年間で取引された天然ガスの貿易量1兆2,206億m³のうち、パイプラインにより取引された量は7,044億m³（貿易量全体の58%）、LNGによる取引は5,162億m³（同42%）でした（第222-1-20）。

2021年の世界全体の天然ガス生産量の30.2%が生産国では

4 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222-1-20】世界の輸送方式別天然ガス貿易量の推移



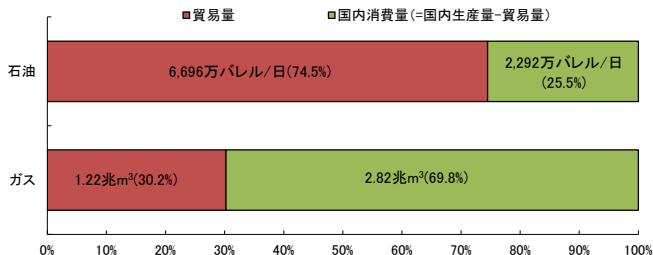
(注) 2008年以前の数値には旧ソ連域内における貿易量を含んでいない。

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

消費されずに、他国へ輸出されました。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74.5%が他国に輸出される石油とは大きく異なっています(第222-1-21)。

天然ガスの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。2021年のデータであることに留意が必要ですが、輸送手段別に見ると、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

【第222-1-21】石油、天然ガスの貿易比率(2021年)



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

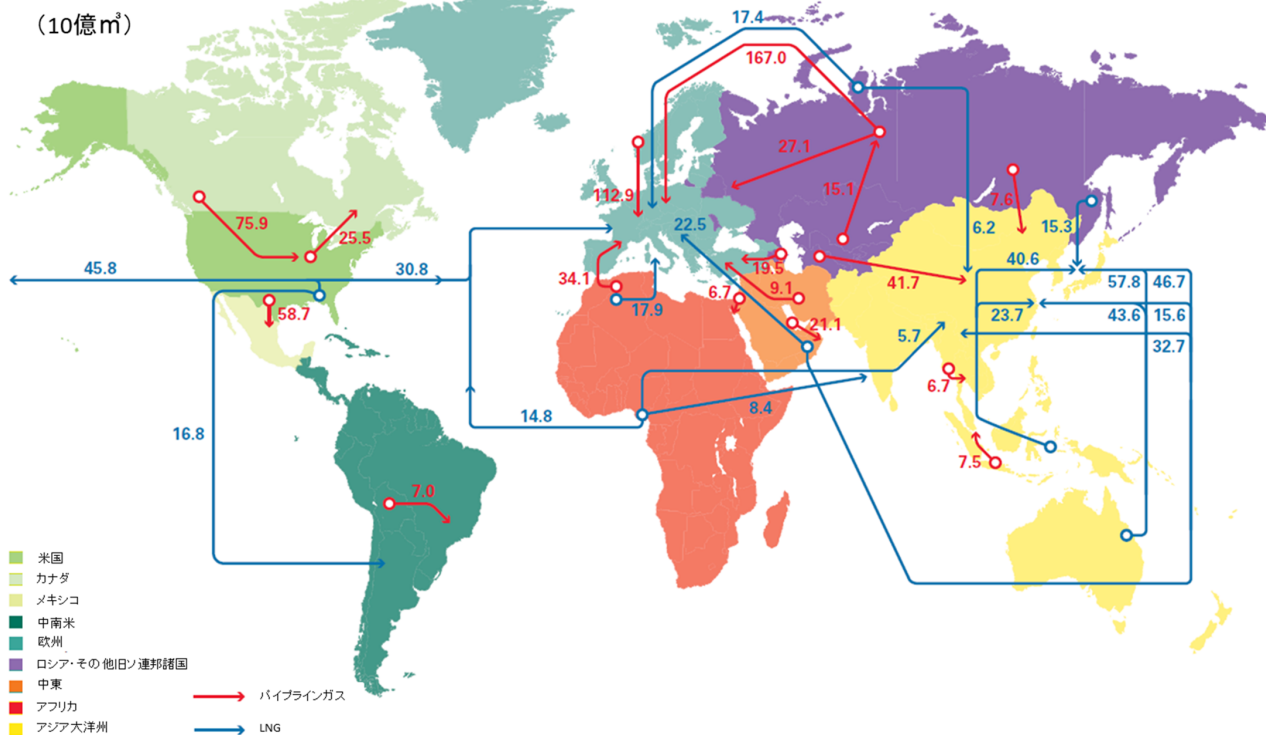
した(米国は世界有数のパイプラインガス輸出国でもある)。LNG貿易はアジア向け輸出を中心として拡大し、2021年のLNG貿易量の72%はアジア向け(日本向けは世界全体の20%)でした。LNGの輸出国はアジア大洋州地域、中東が中心です(第222-1-22、第222-1-23)。

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。

(オ)価格の動向

日本向けの天然ガス(LNG) 価格(CIF)<sup>5</sup>は、1990年代には、3-4ドル/MBTU(百万BTU)(以下「ドル」という。)で推移しました。2000-2005年は4-6ドルで推移しましたが、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。

【第222-1-22】世界の主な天然ガス貿易(2021年)

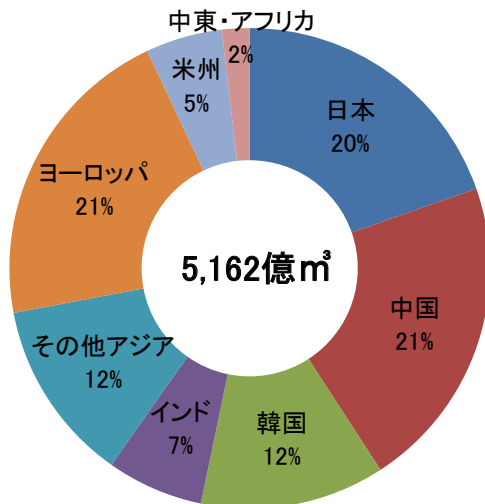


資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」

<sup>5</sup> 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。

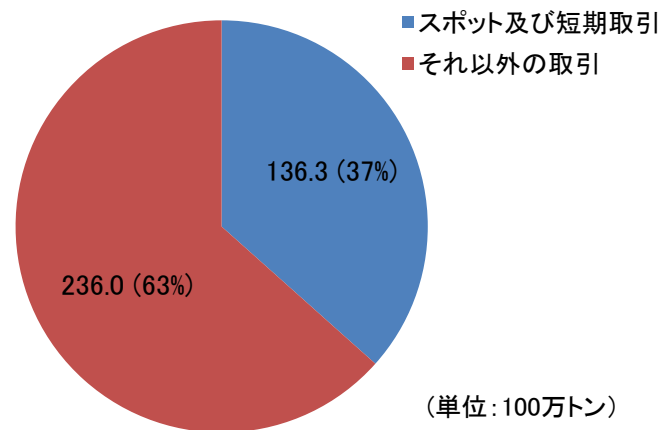


【第222-1-23】世界のLNG輸入(2021年)



資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

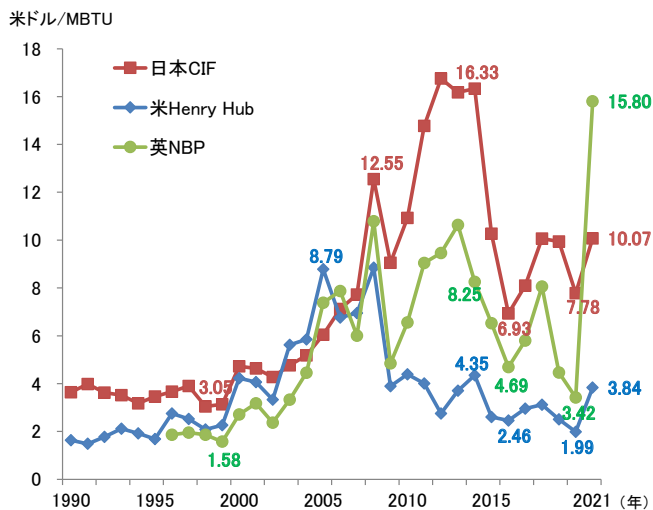
【第222-1-25】世界のLNG取引全体に占めるスポット及び短期取引の割合(2021年)



(注) スポット取引は1年未満の取引、短期取引は契約期間が4年未満の取引を指す。

資料：GIIGNL「The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2022」を基に作成

【第222-1-24】主要価格指標の推移(1991年-2021年)



資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

2014年時点では、日本向けのLNG平均価格(CIF)は16.33ドルとなっており、米国の天然ガス価格4.35ドル(Henry Hub<sup>6</sup>スポット価格)や英国の天然ガス価格8.25ドルと比べて割高でした。これは、アジア市場におけるLNGの需給が逼迫していたこと、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、原油価格の上昇の影響を大きく受けたこと等が原因です。しかし、原油価格の低下及びLNGの需給緩和によって、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(第222-1-24)。

そうした中、2022年2月に始まったロシアによるウクライナ侵略以降は、英国内の天然ガス価格が同年3月上旬や同年8月下旬に急騰する等、地政学的緊張の中でガス価格は不安定な状態が続いています。一方、日本向けの天然ガス(LNG)価格は原油価格連動型の長期契約が7-8割を占めることから、

欧州の様な急激な変動はないものの、原油価格が高い状態が続いており、2022年9月の日本向けのLNG平均価格(CIF)は22ドルと史上最高値を記録しています。

なお、2021年の世界のLNG取引全体に対するスポット及び短期取引の占める割合は37%との報告があります(第222-1-25)。

## ②LPガス

### (ア)生産の動向

2021年の世界のLPガス生産量は約3.3億トンでした。新型コロナウイルスの影響によるLPガス消費量の減少から、LPガス生産量が前年比2.1%減少した2020年を除けば、2011年から2021年までLPガスの生産量は前年に比べ増加を続け、この間の年平均伸び率(2020年を含む)は2.8%でした。2021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、2021年は北米地域が32.1%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25.0%、中東地域が19.6%の順となっています(第222-1-26)。

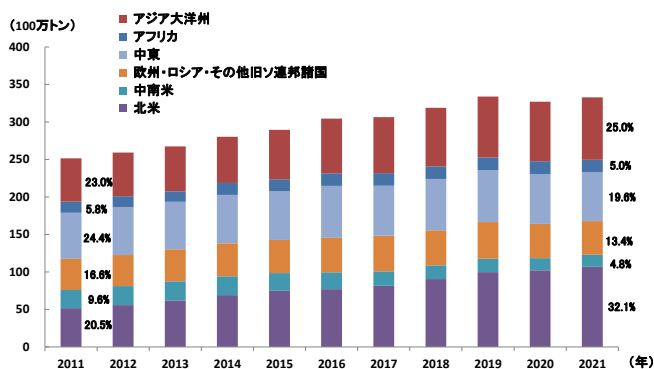
### (イ)消費の動向

2021年の世界のLPガス消費は約3.3億トンでした。新型コロナウイルスの影響でLPガス消費量が前年比1.6%減少した2020年を除けば、2011年から2021年までLPガスの消費量は前年に比べ増加を続け、この間の年平均の伸び率(2020年を含む)は2.9%でした。

地域別に見ると、最大消費地域であるアジア大洋州地域の需要が大きく伸びており、2011年の35.7%から、2021年には46.6%へとシェアが増加しました(第222-1-27)。

<sup>6</sup> 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基に日本の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ります。

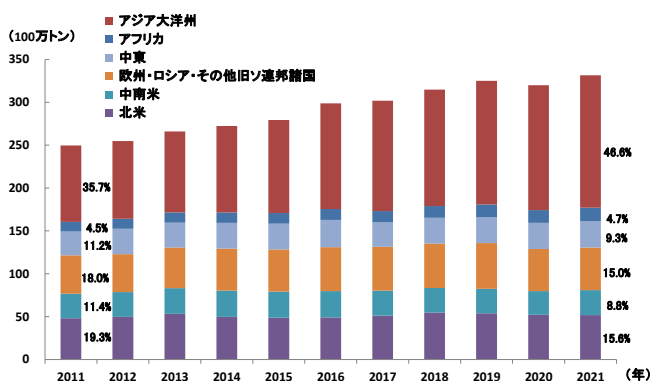
【第222-1-26】世界のLPガス地域別生産量



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

資料：Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

【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。

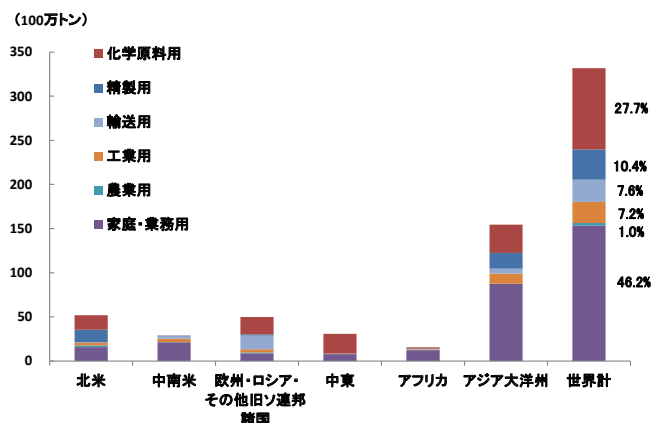
資料：Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

2021年の消費を用途別に見ると、家庭・業務用が46.2%、化学原料用が27.7%、精製用が10.4%、輸送用が7.6%、工業用が7.2%となりました。さらに、これを地域別に見ると、北米地域、欧州・ロシア・その他旧ソ連邦諸国地域、中東地域では化学原料用のシェアが最も高く、中南米地域、アフリカ地域、アジア大洋州地域では家庭・業務用のシェアが最も高くなりました(第222-1-28)。

### (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ます。価格形成は、①米州(米国テキサス州のモント・ペ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<sup>7</sup>(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つの市場地域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

【第222-1-28】世界のLPガス用途別消費量(2021年)



(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

資料：Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

が行われ、需給調整がなされています。

日本の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、スポット市場の値動きが一定程度反映されていますが、基本的にはサウジアラビア側から一方的に通告される価格であり、日本を含む消費国においては、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(FOB<sup>8</sup>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(以下「ドル」という。)まで低下しました。その後、原油価格が回復するにつれてサウジアラムコCPも上昇し、2012年3月には1,230ドルまで上昇しましたが、2014年から再び価格低下に転じ、2015年からは概ね300-600ドル付近で推移しました。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(2020年3月)の約半分となる230ドルに急落しましたが、その後、新型コロナ禍からの経済回復により価格は上昇しました。サウジアラムコCPIは、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略による原油価格の上昇により、同年4月に約8年ぶりの高値である940ドルにまで達しました。以降、中国・インドのLPガス需要低迷と世界的な景気後退への懸念等により、2022年10月には590ドルまで下落しましたが、その後、アジア地域の厳冬と中東からの供給減の影響等により上昇し、2023年3月時点で720ドルとなっています(第222-1-29)。

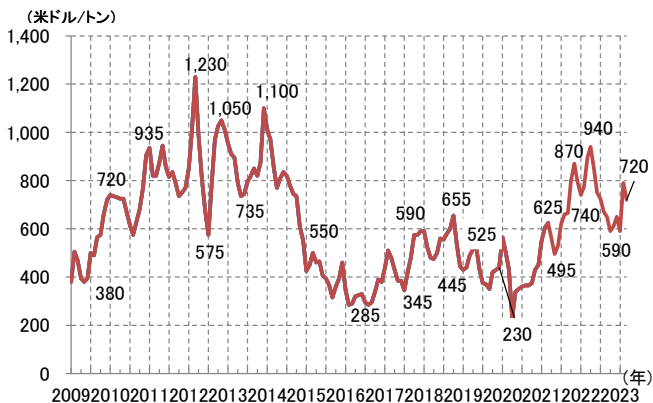
### (エ) 貿易の動向

北米地域の2021年の輸出量は5,976万トンで、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5,248万トンであり、世界最大の輸出国です。北米地

<sup>7</sup> 2006年までは北海のBP価格指標(BPAP: BP Agreed Price)が使用されていました。

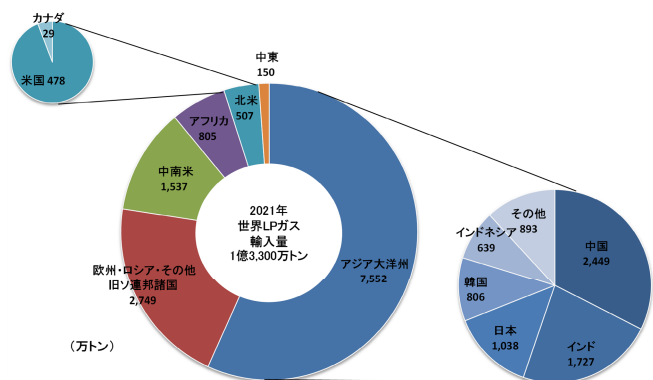
<sup>8</sup> Free On Board価格の略称で積地引渡し価格を指します。

【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



資料：石油情報センター「LPG価格の動向」を基に作成

【第222-1-30】世界のLPガス地域別輸入量(2021年)



(注)端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

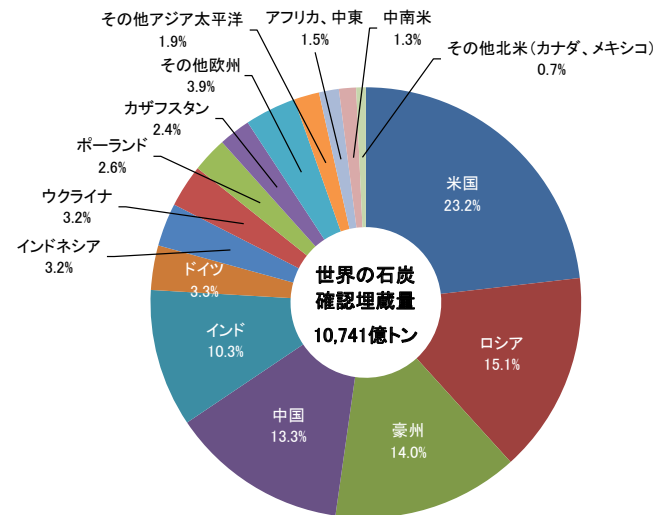
資料：Argus Media Group「Statistical Review of Global LPG 2022」を基に作成

域に続くのは中東地域で、輸出量は3,578万トンでした。中東地域で最大規模の輸出国はカタールとアラブ首長国連邦で、それぞれの輸出量は1,023万トン、816万トンです。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(2,052万トン)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、2021年の輸入量は7,552万トンでした。アジア大洋州地域の最大の輸入国は中国で、輸入量は2,449万トン、続いてインド(1,727万トン)、日本(1,038万トン)、韓国(806万トン)、インドネシア(639万トン)となりました。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2,749万トンでした(第222-1-30)。

世界のLPガス貿易市場は、前述のとおり、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

【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。

資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成(埋蔵量データは2021年版から更新なし)

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。

### (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)。炭種別には、瀝青炭と無煙炭が7,536億トン、亜瀝青炭と褐炭が3,205億トンです<sup>9</sup>。

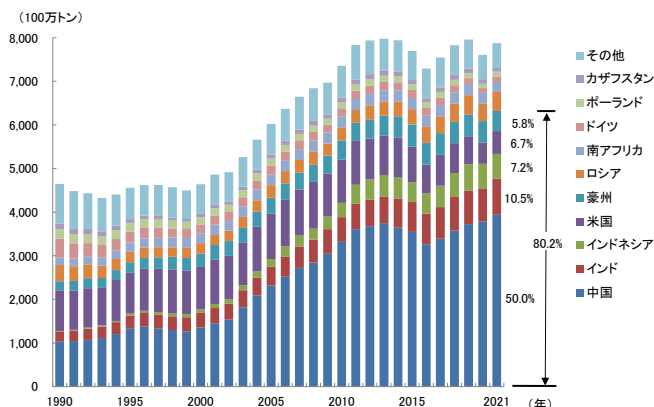
石炭の持つメリットとして、石油、天然ガスに比べ地域的な偏りが少なく、世界に広く賦存していることが挙げられます。また、可採年数が139年(BP統計2022年版)と石油等のエネルギーよりも長いのも特徴です。

#### 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46億3,799万トンでしたが、2013年には79億7,627万トンに達しました。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72億9,304万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79億5,765万トンまで増加、その後2020年は新型コロナ禍により需要が落ち込み、生産量は76億588万トンに減少しましたが、2021年は需要の回復から78億7,674万トン(2021年のデータは推計値、以下同じ)まで増加しました。

<sup>9</sup> 石炭の根源植物が石炭に変質する過程を石炭化作用と呼び、この進行度合いを石炭化度といいます。石炭は、石炭化度により無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭、褐炭、亜炭、泥炭に分類されますが、日本では無煙炭から褐炭までを一般的に石炭と呼んでいます。

【第222-1-32】世界の石炭生産量の推移(国別)



(注1) 2021年データは推計値。

(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。

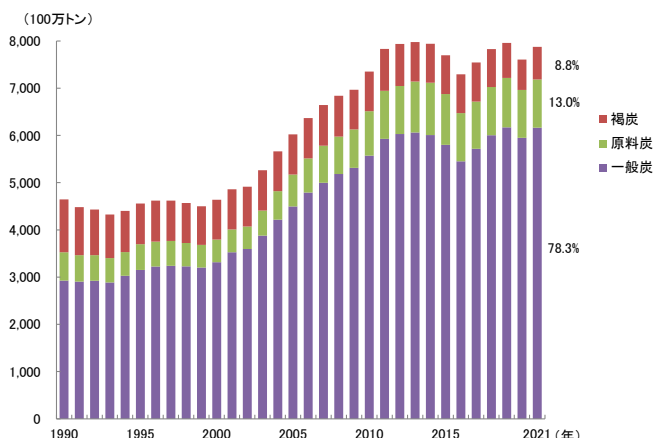
資料：IEA「Coal Information 2022」を基に作成

2021年の石炭生産量を国別に見ますと、中国が世界の生産量の半分以上を占めました。さらに、インド、インドネシア、米国、豪州までの上位5か国の生産量を合計するとそのシェアは80.2%でした。また、上位10か国(上述の5か国に加え、ロシア、南アフリカ、ドイツ、ポーランド、カザフスタン)の生産シェアは92.8%でした。この10か国について2010年時点と2021年を比較すると、石炭生産量が減少したのは、米国、南アフリカ、ドイツ、ポーランド、カザフスタンの5か国で、ほかの5か国では増加しました。米国の生産量の減少は、気候変動対策や、シェールガスの生産増加で天然ガス価格が低下し、ガス火力発電の経済性が向上したことにより、電力分野での石炭消費が減少したこと等が要因と考えられます。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。南アフリカとカザフスタンの生産量はほぼ横ばいで推移していましたが、新型コロナウイルスの影響等により2020年から減少しました。

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應えるため、生産量を大幅に伸ばしてきました。しかし、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。その後、2017年以降は再び増加に転じています。第2位のインドでは、国内需要の拡大に伴い生産量は2019年まで漸増してきました。2020年は新型コロナウイルスの影響から前年比2.5%の減少となりましたが、2021年は国内需要が戻り、前年比9.4%の増加となりました。第3位のインドネシアでは、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を増加させてきました。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年以降は再び増加基調で推移していました。しかし、2020年は新型コロナウイルスによる輸出需要の減少から生産量は減少し、その後、2021年は前年比0.6%の増加となりました(第222-1-32)。

炭種別に見ると、2021年の世界の石炭生産量(78億7,674万トン)のうち78.3%に相当する61億6,373万トンは発電用燃料

【第222-1-33】世界の石炭生産量の推移(炭種別)



(注1) 2021年データは推計値。

(注2) 四捨五入のため、炭種別の比率の合計は100%にならない。

資料：IEA「Coal Information 2022」を基に作成

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は2000年代に入り生産量が倍増して2021年の生産量は総生産量の13.0%に相当する10億2,047万トンまで増加しました。熱量が低く、生産地での発電燃料等の用途に限られる褐炭の生産量は、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2021年の生産量は6億9,254万トンとなっています(第222-1-33)。

### ③石炭消費の動向

世界の石炭消費は、2000年代に入り2013年まで中国やインドを中心に増加しました。その後は減少、増加を繰り返しましたが、2021年の石炭消費量は新型コロナ禍の影響から減少した2020年比で4億4,742万トン(6.0%)増の79億5,812万トン(2021年のデータは推計値、以下同じ)となりました。

2021年の石炭消費を国別に見ますと、中国の消費量は42億2,590万トンと、中国だけで世界合計の53.1%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年以降再び増加に転じています。また、中国とインド(総消費量の13.8%)の2か国で世界の石炭消費量の66.9%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78.1%を消費しました。日本の2021年の石炭消費量は1億7,420万トンで、世界第5位ですが、全体に占める割合は2.2%となっています(第222-1-34)。

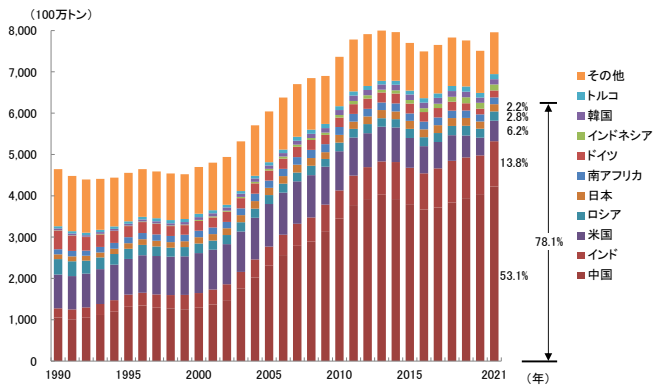
2020年の世界の石炭消費量を用途別に見ますと、発電用に65.8%、鉄鋼生産に用いるコークス製造用に13.0%、製紙・パルプや窯業を始めとする産業用に12.8%が消費されました(第222-1-35)。

### ④石炭貿易の動向

2021年の世界の石炭輸出量は13億1,802万トン(データは推計値、以下同じ)と報告されています。インドネシアが世界



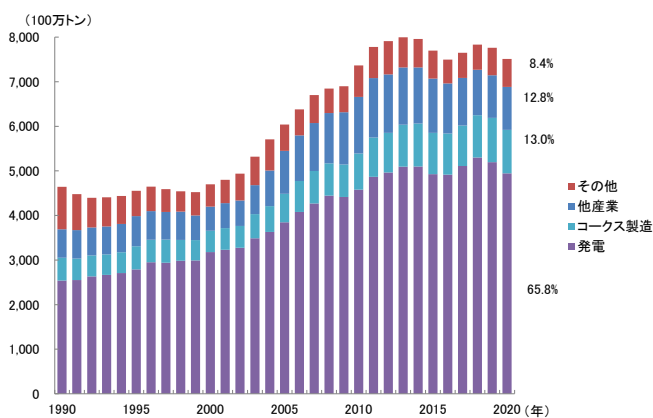
【第222-1-34】世界の石炭消費量の推移(国別)



(注) 2021年データは推計値。

資料：IEA「Coal Information 2022」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) その他には統計誤差を含む。

(注2) 用途別の内訳は2020年が最新の値。

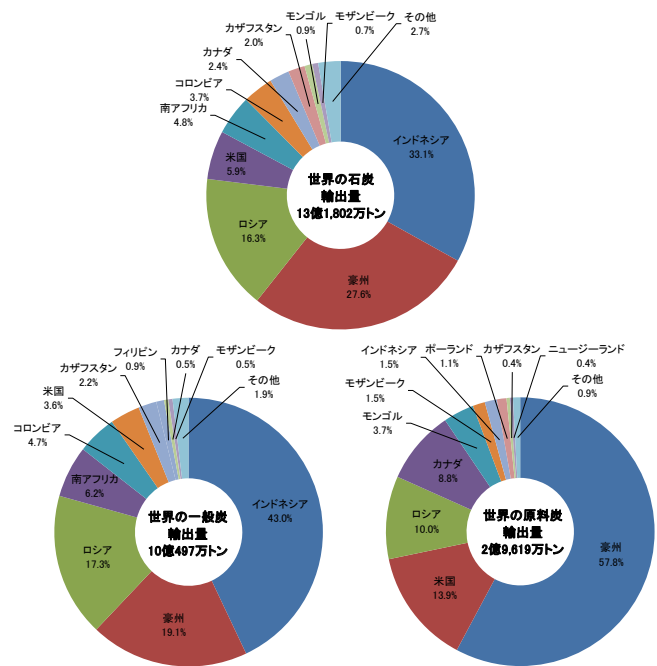
資料：IEA「World Energy Statistics 2022」を基に作成

最大の輸出国で輸出量は4億3,613万トン、全体の33.1%を占めました。インドネシアは2011年に豪州を抜き世界最大の輸出国になりました。第2位の豪州は世界の輸出量の27.6%を占め、次いでロシアが16.3%と続き、以下、米国、南アフリカの順となりました。これら上位5か国で世界の石炭輸出量の87.6%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、また中国や韓国等、東アジアに地理的に近いこと、開発がしやすい海岸線沿いあるいは河川沿いに賦存する石炭の開発が進み、発電量が低い石炭が多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、アジア市場に近いこと、高品質の石炭が豊富に賦存し、石炭の生産地が海岸近くにあることから開発が進み、鉄道や石炭ターミナル等の輸送インフラがほかの輸出国と比較して早くから整備されたこと等が挙げられます。

炭種別に見ますと、2021年の一般炭輸出量は10億497万トン、原料炭輸出量は2億9,619万トンと報告されています。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43.0%を占め、次いで豪州が19.1%、ロシアが17.3%、南アフリカが6.2%、コロンビアが4.7%と続き、

【第222-1-36】世界の石炭輸出量(2021年)



(注1) データは推計値。

(注2) 各国・地域の輸出量を積み上げたもので、第222-1-37の輸入量合計と一致しない。

(注3) 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。

資料：IEA「Coal Information 2022」を基に作成

これら5か国で全体の90.3%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57.8%を占め、次いで米国13.9%、ロシア10.0%、カナダ8.8%、モンゴル3.7%と続き、これら5か国で全体の94.3%を占めました(第222-1-36)。

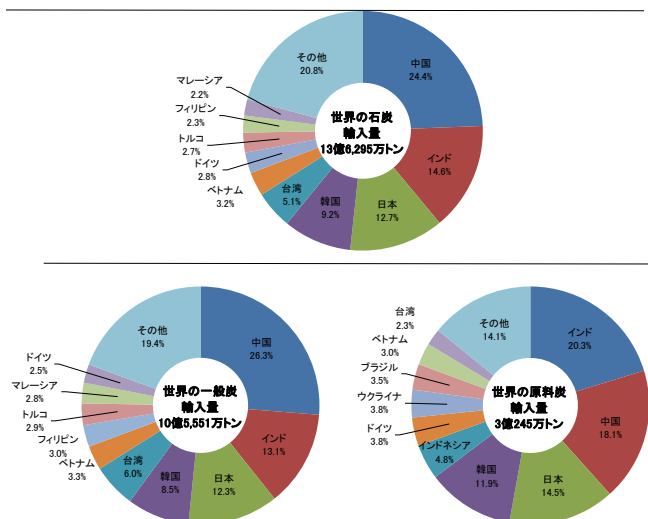
一方、2021年の世界の石炭輸入量は13億6,295万トンと報告されています。中国の輸入量が3億3,196万トンと世界最大(シェアは24.4%)、次いでインドが1億9,908万トン(同14.6%)、日本は1億7,354万トン(同12.7%)で、世界第3位の輸入国となっています。以下、韓国1億2,562万トン(9.2%)、台湾6,979万トン(5.1%)と続き、これら5か国で全体の66.0%を占めました。

長年にわたり世界第1位の石炭輸入国は日本でしたが、中国、インド等の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3億トン超へと拡大しており、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。

炭種別に2021年の輸入国を見ますと、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、原料炭はインドが最大の輸入国で、以下、中国、日本、韓国、インドネシアの順となりました(第222-1-37)。

2021年の世界の主な石炭貿易フロー(褐炭を除く)を見ますと、石炭貿易の流れは、中国、インド及び日本等を中心とす

## 【第222-1-37】世界の石炭輸入量(2021年)



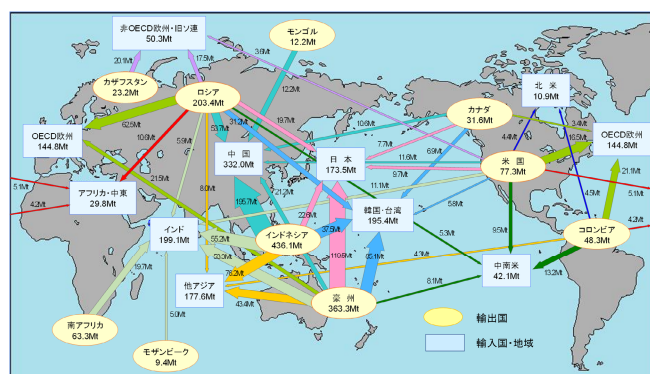
(注1) データは推計値。

(注2) 各国・地域の輸入量を積み上げたもので、第222-1-36の輸出量合計と一致しない。

(注3) 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。

資料：IEA「Coal Information 2022」を基に作成

## 【第222-1-38】世界の主な石炭貿易(2021年見込み)



(注) 褐炭を除く。300万トン以上のフローを記載。

資料：IEA, 「Coal Information 2022」及び貿易統計等より推計。

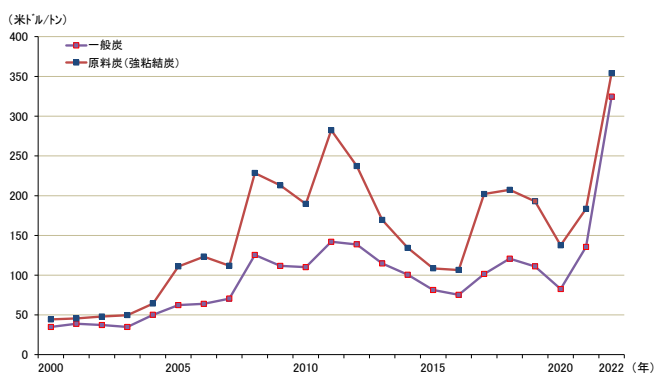
アジア地域と欧州地域の二つに大きく分かれています。アジア市場では中国、インド、アセアン諸国等での輸入需要増加により拡大し続けており、一方で欧州市場では地球温暖化対策(脱石炭)により縮小し続けています(第222-1-38)。

## ⑤ 石炭価格の推移

石炭価格は、世界の需給動向を反映して変動していますが、2000年代半ば頃から変動幅が大きくなりました。日本の石炭輸入価格は、一般的には長期契約をベースとして、国際的な市場価格(スポット価格)の動向を勘案し決定されます。

日本の豪州産一般炭輸入CIF価格(年平均)は、2000年代半ばからアジアを中心とする新興国での需要の伸びや、生産国における気象の影響や事故等による供給障害を背景に上昇し、2011年には140ドル/トン(以下「ドル」という。)を超える高値を記録しました。その後は輸出国で供給力の拡大が進んできた一方で需要の増加が鈍化したことから供給過剰とな

## 【第222-1-39】日本の豪州炭輸入CIF価格の推移



(注) 2021年まで確定値。

資料：財務省「日本貿易統計」を基に作成

り、2016年まで一般炭輸入価格は低下が続きました。2017年には上昇に転じましたが、需給の緩みを背景に2019年に再び低下、2020年は世界的な新型コロナ禍により経済活動が停滞し、輸入価格はさらに低下しました。2020年秋期頃からは経済活動の回復に伴い石炭需要が増加し、2021年の一般炭輸入価格は136ドルまで上昇しました。2022年はロシアのウクライナ侵略や、供給国での豪雨等により国際市場価格は高騰、その後も高止まりで推移して一般炭輸入価格は325ドルまで上昇しました。

原料炭も世界的な需要拡大を背景に、2000年代半ば以降は急激な変動を見せています。豪州産原料炭(強粘結炭)の輸入価格(年平均)は、2011年には需要が増加する中、供給側の豪州(クイーンズランド州)を記録的な集中豪雨が襲い、生産や出荷が滞ったこと等を背景に上昇し、282ドルと当時の最高値を記録しました。その後は、欧州の経済不安、さらに中国、インドでの経済成長の減速等を背景に原料炭も供給過剰となり、2016年まで価格の下落が続きましたが、2017年には中国の原料炭輸入の増加を背景に需給がタイト化したことから、原料炭輸入価格は200ドルを超える水準まで高騰しました。2020年は一般炭と同様に新型コロナ禍による経済活動の停滞で需要が減少し、原料炭輸入価格は138ドルと大幅に低下しました。2021年は184ドルまで回復し、2022年はロシアのウクライナ侵略、供給国での豪雨等により国際市場価格は高騰、その後も高止まりで推移して原料炭輸入価格は354ドルまで上昇しました(第222-1-39)。

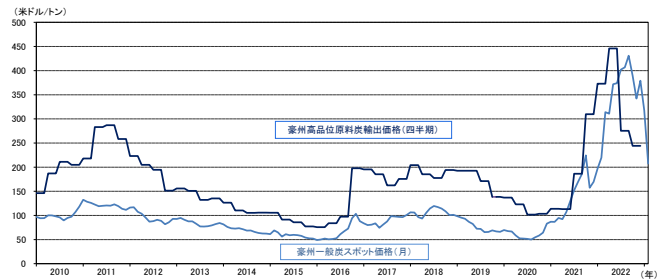
近年、日本の石炭輸入価格に影響を与える国際市場価格は大きく変動しています。一般炭スポット価格(豪州のニューキャッスル港出し一般炭価格(月平均))は2016年初めに50ドルを割り込みましたが、その後上昇し、同年末頃には一時的に100ドル超まで高騰しました。この高騰の主な要因は中国の需要が増加に転じると同時に、中国政府が国内生産を政策的に抑制した(炭鉱の操業日数を減じた)こと等により国内需給がタイトになり、輸入量が増加したためです。一方輸出国では、長引いた価格低迷による不採算炭鉱の閉山や休山が進み供給力の調整が進んでいたことが挙げられます。その後は中国の生産調整が緩和されたこと等から80ドル前後に低下しましたが、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たことで再び上昇に転じ、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、一般炭スポット価格は下落し、2019年後半以降は60ドル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、新型コロナ禍による石炭需要の落ち込みから2020年5月には50ドル前半に下落、同年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。その後、各国の輸入需要が戻り始めたことから、同年12月には80ドル台まで持ち直しました。2021年に入って石炭輸入国での石炭需要が増加したことから、一般炭スポット価格は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。その後、中国政府が国内生産を増加する等の対策を取ったことから、2021年11月の一般炭価格は一時下落しましたが、冬期の需要期であることに加えて、インドネシアが自国の発電用石炭が不足したことから石炭輸出を一時禁止したことも重なり、2022年1月の価格は200ドル近くまで上昇しました。そうした中、2022年2月下旬にロシアがウクライナに侵略したことで、同年4月にはEUと日本がロシア炭の禁輸を発表し、加えて同年7月には豪州のニューサウスウェールズ州での大雨の影響もあり、一般炭価格は400ドルを上回るまでに高騰しました。その後は下落し、2023年2月時点では207ドルとなっています。

また、豪州高品位原料炭輸出価格(四半期平均価格)を見ると、2015年第4四半期から2016年第1四半期かけて80ドルを割り込んでいましたが、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、さらに新型コロナ禍の影響から2020年第3四半期には100ドル近くまで下落しました。2021年に入り原料炭輸出価格も一般炭スポット価格と同様に中国国内市場の動向にけん引され、第4四半期には300ドル台まで急騰しました。そうした中、ロシアのウクライナ侵略により、高品位原料炭価格は一時600ドルまで急騰し、その後は400ドル前半まで下がりました。一般炭と同様に2022年4月の禁輸の発表を受けて再び上昇しましたが、需要の増加が少ない中、供給が追い付いたことで原料炭価格は下落基調となり、2022年第4四半期では244ドルとなっています(第222-1-40)。

石炭(一般炭)の価格と他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わかります。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年度以降は原油やLNGの価格が低下したことからその価格差が縮小しました。2004年度以降、原油価格の上昇にあわせて他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

【第222-1-40】豪州一般炭・高品位原料炭価格の推移

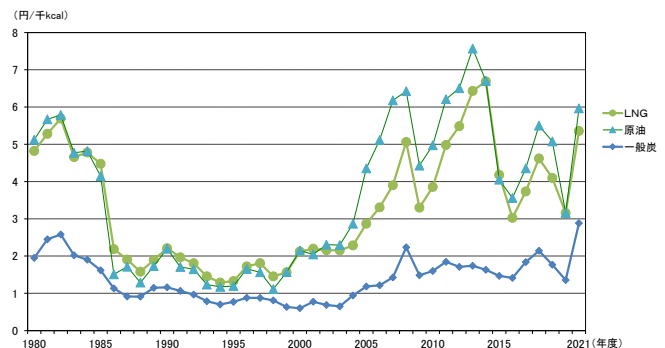


(注1) 豪州一般炭スポット価格：World Bankが公表する豪州ニューキャッスル港出し一般炭スポットFOB価格(月平均)。

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

資料：World Bank及びDepartment of Industry, Science, Energy and Resources (DISER), Australia Government, 「Resources and Energy Quarterly」を基に作成

【第222-1-41】化石エネルギーの単位熱量当たりCIF価格



資料：日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

の上昇幅は他の化石エネルギーよりも小さいものでした。その後、いずれの化石エネルギー価格も変動を繰り返しましたが、依然として発熱量当たりの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)。

## 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

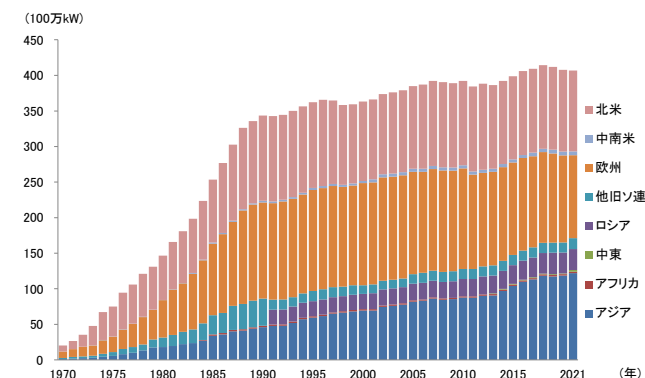
1951年、世界初の原子力発電が米国で開始されて以来、二度の石油危機を契機として世界各国で原子力発電の開発が積極的に進められてきましたが、1980年代後半からは世界的に原子力発電設備容量の伸びが低くなりました(第222-2-1)。

しかし、化石エネルギー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)。

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

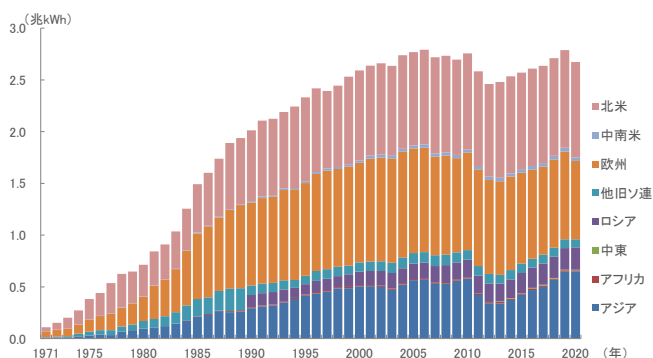


## 【第222-2-1】原子力発電設備容量(運転中)の推移



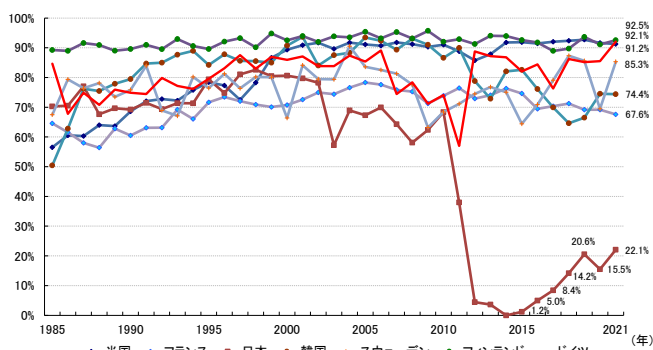
資料：日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2022年版」を基に作成

## 【第222-2-2】世界の原子力発電電力量の推移(地域別)



資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

## 【第222-2-3】主要原子力発電国における設備利用率の推移



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

の取組によって官民による設備利用率向上を進めた結果、近年の設備利用率は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、2023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又は増設の検討が進められています。

## 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-

## 【第222-2-4】各国・地域の現状一覧

| 国・地域名<br>(発電能力順) | 基数 | 発電能力<br>[万kW] | 発電量<br>[TWh] | 設備利用率[%] | 発電電力量<br>構成比率<br>[%] |
|------------------|----|---------------|--------------|----------|----------------------|
| 米国               | 93 | 9,928         | 812          | 91       | 19                   |
| フランス             | 56 | 6,404         | 379          | 68       | 69                   |
| 中国               | 51 | 5,328         | 408          | 88       | 5                    |
| 日本               | 33 | 3,308         | 71           | 22       | 7                    |
| ロシア              | 34 | 2,951         | 222          | 83       | 19                   |
| 韓国               | 24 | 2,342         | 158          | 74       | 26                   |
| カナダ              | 19 | 1,451         | 93           | 73       | 14                   |
| ウクライナ            | 15 | 1,382         | 86           | 71       | 57                   |
| 英国               | 12 | 849           | 46           | 54       | 15                   |
| スペイン             | 7  | 740           | 57           | 87       | 21                   |
| スウェーデン           | 6  | 707           | 53           | 85       | 31                   |
| インド              | 22 | 678           | 47           | 73       | 3                    |
| ベルギー             | 7  | 623           | 50           | 92       | 51                   |
| ドイツ              | 3  | 429           | 69           | 92       | 12                   |
| チェコ              | 6  | 421           | 31           | 84       | 37                   |

(注)基数・発電能力は2022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2021年時点(年ベース)。

資料：基数・発電能力は日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2022年版」を基に作成、発電量・発電電力量構成比率はIEA「World Energy Balance 2022年版」を基に作成、設備利用率はIAEA「Power Reactor Information System (PRIS)」を基に作成

2-4)。

## (ア)米国

米国では運転中の原子力発電所の基数が93基(合計出力9,928万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%を賄っています(2021年)。また、平均設備利用率は91%(2021年)と順調な運転を続けてきました。2023年3月時点で84基の原子力発電所について、運転期間(認可)を60年とする延長が認められており、さらに2基が審査中、2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、エクセルエナジー社のモンティセロ発電所の計16基が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」に基づき、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。こうしたインセンティブ措置の導入を踏まえ、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(2023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、同年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、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。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こともあり、経済性の観点から、原子力発電所の閉鎖も発表されています。2013年から2022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、エンタジー社のパーモントヤンキー原子力発電所、ビルグリム1号機、インディアンポイント2、3号機、パリセード原子力発電所、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、4号機及びV.C.サマー発電所2、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に鑑み、温室効果ガス削減や雇用等地元経済への影響の観点から、複数の州で原子力発電所の運転継続を支援する制度が導入されています。2016年8月にニューヨーク州で、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が成立しました。また、2017年10月にコネチカット州にて州内で稼働するミルストン原子力発電所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、オハイオ州でも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パイロン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。また、2022年9月にはカリフォルニア州で閉鎖が決定されていたパシフィックガスアンドエレクトリック社のディアプロキャニ

オン1、2号機の運転期間延長を支援する法案が成立しました。

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「革新炉実証プログラム(ARDP)」を中心に、連邦政府が革新炉開発支援を積極的に行っています。2018年以降、米国議会でも革新炉開発を促進するための立法活動が進められており、2018年9月には「原子力イノベーション能力法」が、2019年1月には「原子力イノベーション改新法」が成立しました。2021年11月に成立した「インフラ投資法案」では、ARDPへの予算支援の承認とともに、経済的に困難な既設炉へのクレジット付与(60億ドル)が盛り込まれました。また、2022年8月に成立した「インフレ削減法」では、既設炉、新規革新炉に対する生産税額控除及び新規革新炉に対する投資税額控除が盛り込まれました。

## (イ)欧州

### (i)英国

英国では12基の原子力発電所が運転中で、発電電力量の15%を賄っています(2021年)。2007年7月に英国政府は、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、原子力発電所の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の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・合意文書に調印しました。その後2017年3月に、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を発表しましたが、2023年3月時点でも建設は開始されていません。ヒンクリー・ポイントC発電所、サイズウェルC発電所のほか、2023年3月現在、英国国内では中国広核集团有限公司(CGN)によるブラッドウェルB発電所の新設計画が進められています。

一方で、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ています。

また、英国政府は2017年11月に「Industrial Strategy」を、2018年6月には「Nuclear Sector Deal」を公表しました。先進的モジュール炉（AMR）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月には「グリーン産業革命に向けた10ポイント計画（10 Point Plan）」を発表し、原子力の分野では大型原子炉及び小型モジュール炉（SMR）や先進的モジュール炉（AMR）に最大3億8,500万ポンド投資する方針を明らかにしました。2022年9月には「先進的モジュール炉（AMR）研究開発・実証プログラム」の予備調査を行う実施事業者として、日本原子力研究開発機構が参加するチームを採択しました。

2021年10月には政府より、「Net Zero Strategy: Build Back Greener」が公表され、新たに1.2億ポンドの「未来の原子力実現基金」を新設することが発表されました。また、同年同月には新たな戦略のみならず、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。RABモデルはサイズウェルC発電所に適用される予定です。

さらに直近では、2022年4月に政府より、「British energy security strategy」が公表され、2030年までに最大8基の原子炉を新設し、2050年までに電力需要の最大25%を賄うことを目指すとともに、新設を支援するための組織として「大英原子力推進機関」を設立することが発表されました。

## (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69%を原子力で賄っています（2021年）。発電設備が国内需要を上回っているという状況から、1990年代前半以降、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、フランス電力（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、2023年

3月時点でも運転を開始していません。

2011年3月の東京電力福島第一原子力発電所事故後も、フランスは原子力政策堅持の姿勢を崩しませんでした。2015年8月、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、計画どおり実施した場合、2020年以降の電力供給の不足やCO<sub>2</sub>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月に原子力比率引き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いこともあり、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。その後、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年に商業運転を開始した原子炉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。さらに2022年2月、マクロン大統領はCO<sub>2</sub>排出削減目標達成のため、全ての既存炉の運転期間を延長するとともに、6基のEPR2の新設に着手し、さらに最大で8基の新設の可能性に関する調査を開始する方針を示しました。

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であるアレバの再建策として、同社の原子力サービス部門であるアレバNPの株式の少なくとも51%を取得することでアレバと合意したと発表しました。2016年11月、アレバは、アレバNP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であるNew NP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月に日本企業による増資が完了しまし



た。その後、2022年7月にはボルヌ首相が、気候変動対策やエネルギー安全保障に係る施策を政府主導で進めていくことを目的として、EDFを完全国有化する方針を示しました。

### (iii) ドイツ

2021年時点の原子力発電による発電電力量の構成比率は12%となっています。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、この「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、再エネ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日に上院で可決され、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ました。これにより、ドイツの運転中の原子力発電所は3基となり、これらも2022年末に廃止される予定でしたが、2022年10月、政府は先立って実施した電力供給と系統運用の安定性に関するストレステストの結果を踏まえ、3基を最長で2023年4月15日まで稼働させる方針を示しました。

### (iv) その他の欧州

スウェーデン6基(発電電力量の31%)、スペイン7基(同21%)、ベルギー7基(同51%)、チェコ6基(同37%)、スイス4基(同31%)、フィンランド4基(同33%)、オランダ1基(同3%)の原子力発電所が運転中です(基数：2022年1月時点。発電電力量シェア:2021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月にパーセベック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エネ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、パッテンフォール社は経済性の悪化を理由にリングハルス2号機及び1号機を閉鎖しました。その後、2022年10月に発足したクリステション新首相率いる新政権は、「ティード合意」を公表し、新規原子力発電所の建設や、閉鎖したリングハルス原子力発電所の再稼働を推進する方針を示しました。この方針に沿って2023年1月、政府は既存サイト以外での原子炉の新設を禁止する規定及び運転中の原子炉数を10基までに制限する規定を撤廃する法改正を提案しました。

ベルギーでは、2003年1月に脱原子力発電法が成立し、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。2012年7月4日、ベルギー政府はこの基本方針を踏襲し、ドール1、2号機を2015年に廃炉にすることを決定する一方で、国内最古の原子力発電所の1つであるチアンジュ1号機については10年間運転を延長(2025年まで運転)することを決定しました。しかし、2014年10月に発足した新政権は、ドール1、2号機についても運転延長を認める方針を表明しました。2015年12月、ベルギー政府とエンジー社は、ドール1、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。その後、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。他方、同年9月にドール3号機、2023年1月にチアンジュ2号機が40年の運転を経て閉鎖しました。

チェコでは、2011年10月、国営電力であるCEZがテメル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。しかし、2014年4月、CEZ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。その後、2015年5月にチェコ政府は、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、2021年3月に

規制当局はドコバニ原子力発電所の2基増設の立地許可を発行しました。2022年3月にはCEZが建設企業を選定する入札を開始し、入札資格の与えられていたフランスのEDF、米国のウェスチングハウス、韓国水力・原子力会社(KHNP)が入札しました。CEZは最初の1基について、供給企業との契約を2024年中に終え、2036年までに同炉の運転開始を目指すとしています。

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号機として、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社とフェンノボイマ社の新規建設(各1基)を承認しました。また、フェンノボイマ社は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。しかし2022年5月、フェンノボイマ社は、ロスアトム社の作業の遅れやロシアのウクライナへの侵略等を理由に、ロスアトム社との契約を破棄しました。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。また、フォータム社は2022年3月にロピーサ1、2号機の2050年末までの運転延長を申請し、2023年2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、国政選挙とあわ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中、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、51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:2022年1月時点。発電電力量シェア:2021年時点)。2007年の「原子力発電中長期発展規則」では、2020年までに原子力発電所設備容量を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ヵ年計画」を採択しました。さらに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ヵ年計画」では2020年の原子力発電設備容量を5,800万kWとする目標が示されました。2018年に陽江5号機、海陽1号機、三門1、2号機、田湾3、4号機、台山1号機が、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。さらに、2019年には海陽2号機、台山2号機、陽江6号機、2020年には田湾5号機、2021年には福清5号機、田湾6号機、紅沿河5号機、2022年には福清6号機、紅沿河6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。

2022年3月に公表された「第14次5ヵ年エネルギーシステム計画」では、2025年の原子力発電所設備容量を7,000万kWとする目標が示されました。同年、中国が開発を進めてきた第3世代炉「CAP1000」6基と「華龍一号」4基の建設が承認されました。

#### (ii)台湾

台湾では、3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:2022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、龍門原子力発電所の建設プロジェクトの継続が確認されましたが、そ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、龍門原子力発電所の建設を凍結し、当該原子力発電所の稼働の可否については、必ず公民投票を通じて決定しなければならないとの与党国民党(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、2023年3月には同2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26%を原子力発電で賄っています(基数:2022年1月時点。発電電力量シェア:2021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、同年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エネの拡大を中心とするエネルギー転換政策のロードマップを閣議決定しました。同ロードマップにおいて、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た一方、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。2017年12月に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が閣議決定され、段階的に原子力を縮小し、2030年の発電電力量に対する原子力の割合を23.9%まで削減するとしました。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、原子力発電所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%まで削減するとしました。

しかし、2022年5月に発足した尹政権はこれまでの脱原子力政策を撤回し、原子力を推進する立場へと転換しました。2023年1月には「第10次電力需給基本計画」を発表し、2030年における総発電量に対する原子力の比率を30%以上にすることや、新ハンウル3、4号機の建設を再開すること等を表明しました。

#### (iv) インド

インドでは、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:2022年1月時点。発電電力量シェア:2021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月及び12月にはロシア製PWRを採用したクダンクラム5号機及び6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年のチョルノービリ原子力発電所（現在のウクライナに所在）事故以降、新規建設が途絶えていましたが、近年は積極的に推進するようになっていきます。2022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、11基が計画中となっています。2021年時点では、原子力発電によって発電電力量の19%を賄っています。

ロシア政府は、2007年に連邦原子力庁であった「ロスアトム」を国営公社の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ゴブロム社も、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掲げました。2011年3月、ロスアトム社の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ににかかわらず、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。2019年10月、ロシアは「2035年までのロシア連邦のエネルギー戦略」を公表しました。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（2019年時点では209TWh）まで増加するという見通しを示しました。2019年5月にはノボボロネジII-2号機が運転を開始するとともに、同年12月には、ロシアの浮体式原子力発電所が初めて系統に接続されました。また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、2023年3月現在、海外で34の建設プロジェクトが進められています。

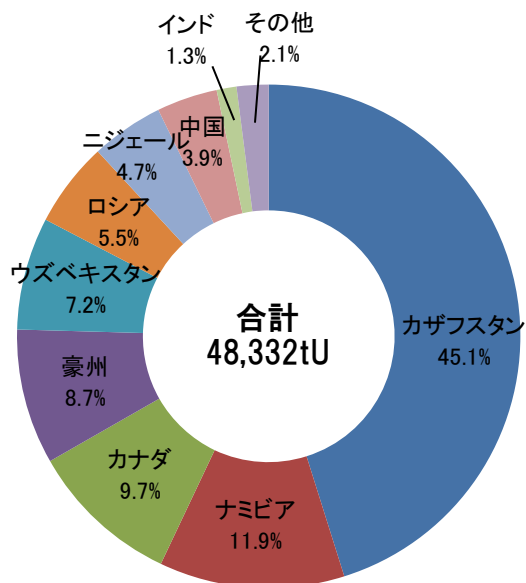
#### ③核燃料サイクルの現状

##### (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:2021年時点、資源量:2021年1月1日時点。第222-2-5、第222-2-6）。

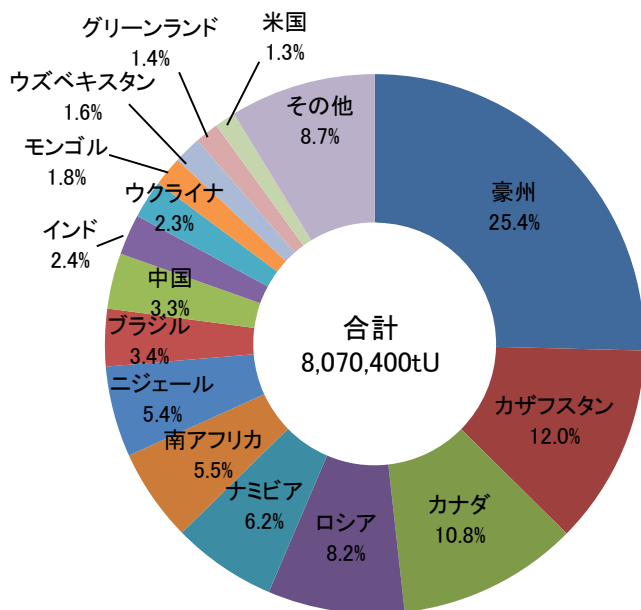
ウラン価格（スポット価格）は、1970年代、特に第一次石油危機後の原子力発電計画の拡大を受けて上昇しましたが、スリーマイル島事故、チョルノービリ事故を受けて新規原子力発電建設が低迷したことから下落し、低価格で推移してきました。その後、2003年頃から価格が上昇し、2007年には

【第222-2-5】世界のウラン生産量(2021年)



資料：世界原子力協会(WNA)ホームページを基に作成

【第222-2-6】世界のウラン既知資源量(2019年)



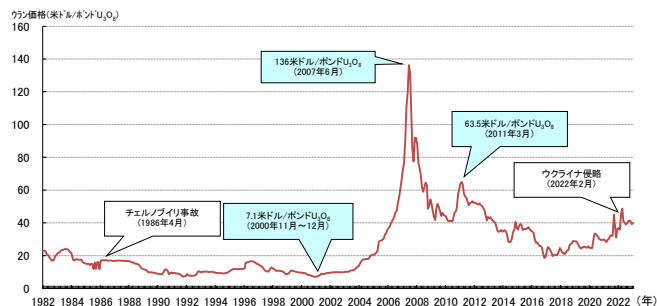
(注1) ウラン既知資源量とは260米ドル/kgU以下のコストで回収可能な埋蔵量(2019年1月1日時点)。

(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。

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

一時136ドル/ポンドU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>(以下「ドル」という。)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月にも一時60ドルを超える高値となりました。これは解体核高濃縮ウランや民間在庫取崩し等の二次供給の減少や、中国等によるウラン精鉱の大量購入等から需給ひっ迫が

【第222-2-7】ウラン価格(U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)<sup>10</sup>の推移

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

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や、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略を受け、ロシア産ウランの供給途絶が懸念されることから価格は上昇傾向となっています(第222-2-7)。

### (イ) ウラン濃縮

世界のウラン濃縮事業は、2020年時点で、ロシアのロスアトム、フランスのオラノ、米国・英国・オランダ・ドイツの共同事業体URENCOの3社で約89%のシェアを占めています<sup>11</sup>。ロスアトムは世界のウラン濃縮生産能力の40%超を占めていますが、2022年2月にロシアがウクライナに侵略したことを受け、米国を始めとした西側諸国ではロシア産濃縮ウランの輸入禁止を検討する等、ロシア産濃縮ウランの供給途絶が懸念されています。

日本のウラン濃縮事業は遠心分離法を採用しており、日本原燃は、1992年3月から年間150トンSWU<sup>12</sup>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になっています。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。

### (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

<sup>10</sup> U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>(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。

<sup>11</sup> World Nuclear Association「Uranium Enrichment」(2022年10月更新)より。

<sup>12</sup> 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。

グに有しています（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<sup>13</sup>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2021年末までにフランス、ドイツ、スイス、ベルギー等の9か国で、約50基の発電プラントにおいて、MOX燃料約6,300体が使用されました。例えばフランスでは、3,500体、ドイツでは2,474体のMOX燃料が軽水炉で利用されました（2021年末現在）。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の処分方法を決定している国では、全て地層処分する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）。

#### (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

### 【第222-2-8】高レベル放射性廃棄物処分にに関する状況

| 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<br>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<br>（POSIVA）1995年設立                       | オルキオ（注2）     | 2020年代 |
| スウェーデン | 使用済燃料               | スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社<br>（SKB）1984年設立              | フォルスマルク（注3）  | 2030年代 |
| フランス   | ガラス固化体              | 放射性廃棄物管理機関<br>（ANDRA）1979年設立                   | 未定（注4）       | 2035年頃 |
| スイス    | ガラス固化体<br>使用済燃料     | 放射性廃棄物管理共同組合<br>（NAGRA）1972年設立                 | 未定（注5）       | 2060年頃 |
| 英国     | ガラス固化体<br>使用済燃料（注7） | 原子力廃止措置機関（NDA）/<br>放射性廃棄物管理会社（RWM）<br>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。2021年12月に操業許可を申請。

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

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

（注5）処分場のサイト選定は、原子力令に従って策定された特別計画「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あわせると計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」、「北部レゲレン」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。第3段階として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等を実施し、2022年9月に「北部レイゲン」を処分場サイトとして政府に提案した。2024年に概要承認申請が実施される予定。

（注6）カンブリア州と同州内の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。2020年11月以降、カンブリア州のコブランド市とアラデル市、リンカンシャー州の3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。そのうち、コブランド市の2地域、アラデル市、リンカンシャー州の計4地域でコミュニティパートナーシップが設置された。

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

資料：資源エネルギー庁「諸外国における高レベル放射性廃棄物の処分について（2022年版）」（2022年2月）を基に作成

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、同年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、同年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

<sup>13</sup> 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。



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、連邦議会下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等、放射性廃棄物管理政策に関連する取組は活発化しました。しかし、ユッカマウンテンに関連するネバダ州の反対で膠着状態となったことから、2020年2月、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、2021年1月に発足したバイデン政権は、現在でも処分方針を示していませんが、オバマ政権当時に示されたブルーリボン委員会の勧告に基づき、同意に基づくサイト選定計画や中間貯蔵を進める方針としています。

### (ii) フィンランド

フィンランドでは、1983年よりサイト選定が開始され、1999年に処分実施主体であるポシヴァ社がオルキ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、2016年12月にポシヴァ社は処分場の建設を開始しました。2021年12月にはポシヴァ社が処分場の操業許可を政府に対して申請しました。処分開始は、操業許可の発給後、2020年代半ばの予定とされています。

### (iii) スウェーデン

スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社(SKB)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殆どないこと、②処分場に必要となる地下空間が小さいこと等)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は地層処分を安全に実施できるという評価を下した上で、処分場建設を許可するよう政府に勧告を行いました。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燃料処分場の受入れ意思を議決しました。これを受け、政府は2022年1月に事業許可を発給しました。

また、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が1985年から操業しています。SKBは、使用済燃料の処分に向けて新たに建設するキャニスタ封入施設をCLABに併設してCLINKと呼ぶ一体の施設にする計画であり、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年の「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。

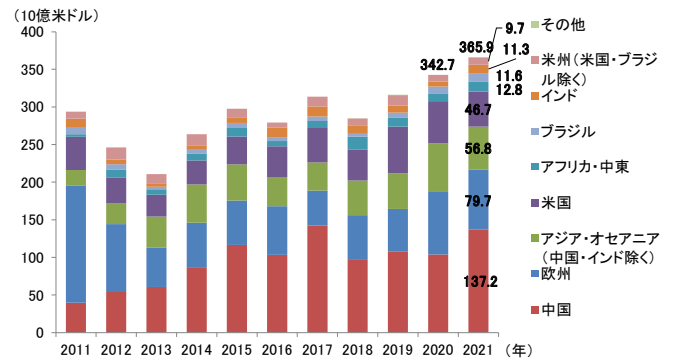
ANDRAは、ビュール地下研究所周辺の250km<sup>2</sup>の区域から30km<sup>2</sup>の候補サイト区域を政府に提案し、2010年3月の政府の了承を経て、同区域の詳細調査を実施しました。2013年5月から2014年2月にかけて地層処分の設置に関する公開討論会及び市民会議が実施され、これらの総括報告書及び市民会議の見解書が、2014年2月に公開されました。この報告書等を受けて、ANDRAは地層処分場プロジェクトの継続に関する方針を決定し、2014年5月に今後のプロジェクト継続計画を公表しました。2020年8月には、工事の許認可に必要な地層処分場の設置に関する公益宣言が申請されました。これを受け、政府は2022年7月に公益宣言を発出しました。2023年1月にはANDRAが地層処分場の設置許可申請を行いました。

## (2)再生可能エネルギー

再エネの利用拡大には、近年多くの国・地域が取り組んでいます。再エネ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、再エネ導入量割当制度(RPS:Renewables Portfolio Standards)が導入されています。一般的に、FITは再エネで発電された電力を優遇的な固定価格で長期にわたって買い取ることを国が保証する制度であり、RPSは再エネから発電された電力を調達するよう政府が電気事業者等にその調達量を義務的に割り当てる制度です。2021年時点で、FITは92か国<sup>14</sup>、2020年時点でRPSは34か国・地域で導入されています<sup>15</sup>。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。日本ではFIT制度が2012年から正式に導入されていて、2017年からは太陽光発電等一部の買取価格は競争入札によって決定されています。

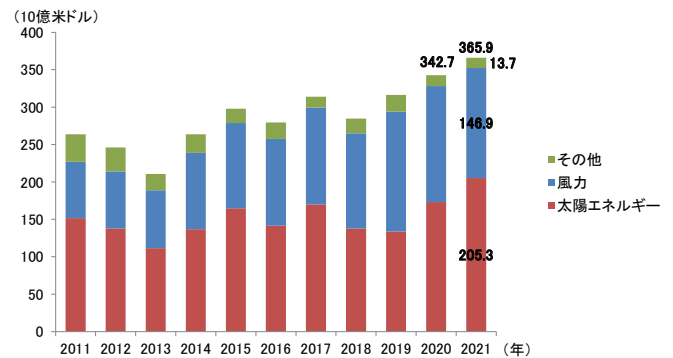
近年ではFIT制度に代わって、FIP制度(Feed-in Premium)制度を導入する国が欧州諸国を中心に拡大しています。FIT制度は再エネで発電された電力を固定価格で長期にわたって買い取ることを保証する制度なのに対して、FIP制度では再エネで発電された電力を発電事業者が自ら卸電力市場で販売することを前提として、その販売電力量当たり一定額のプレミアムを補助する制度です。再エネの自立化を促しつつ、投資インセンティブが確保されるように支援する制度となっています。日本でも2022年から大型太陽光発電等に対してFIT

## 【第222-2-9】再生可能エネルギーへの投資動向(国別)



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

## 【第222-2-10】再生可能エネルギーへの投資動向(発電方式別)



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

制度に代わってFIP制度が適用されるようになりました。

こうした施策によって、再エネへの投資は2000年代半ば以降飛躍的に増大し、2014年以降は、毎年2,500億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)。2021年には、約3,660億米ドルと2020年から約6.8%増加しました。新型コロナ禍により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引き続き増加傾向にあります。また、欧州や米国の投資額が減少した反面、近年投資額が減少していた中国やインドの投資額が増加に転じています(第222-2-9)。

また、2021年の再エネへの投資は、原子力発電と石炭・天然ガス火力発電をあわせた投資額の約2.2倍です。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)。

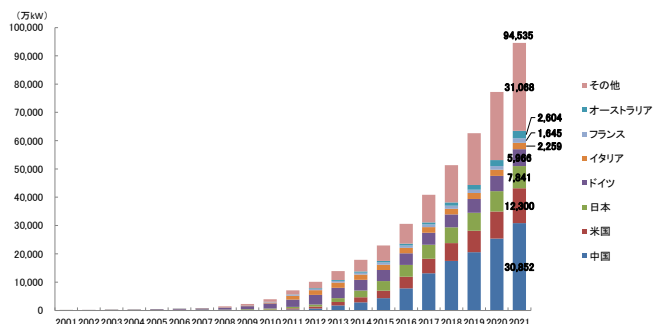
## ①太陽光発電

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、2021年の累積導入量は約9.5億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比較的高額に設定されたこと等によりドイツ、イタリア等で顕著な伸びを示しました。日本でもFITが2012年に導入されたことにより、導

<sup>14</sup> 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 2022 Global Status Report」より。

<sup>15</sup> 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222-2-11】世界の太陽光発電の導入状況(累積導入量の推移)



資料：IEA「PVPS TRENDS 2022」を基に作成

入が大幅に拡大しました。2021年の累積導入量で見ると、日本(7,841万kW)は中国(30,852万kW)、米国(12,300万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年に当時累積導入設備容量で世界第1位だったドイツを抜き、世界第1位となりました(第222-2-11)。

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、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<sup>16</sup>と推計されています。

## ②風力発電

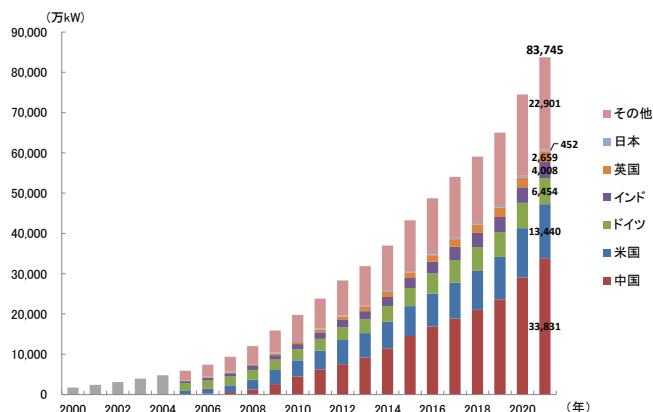
世界の風力発電設備容量は近年急速に増加し、2021年には約8.4億kWに達しました。導入量が最も多いのは世界のおよそ40%を占める中国(33,831万kW)で、これに米国(13,440万kW)、ドイツ(6,454万kW)が続きます。したがって、これら3か国で世界の風力発電設備容量の約6割を占めていることになります(第222-2-12)。

このうち、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5,718万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、1,690万kWの設備が追加されたことで、累積導入量は2,768万kWとなっています。これは、世界の累積導入量のおよそ半分を占める値で、累積導入量においても2020年以降は中国が世界第1位となっています<sup>17</sup>。

## 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、輸送用や暖房・厨房用燃料としても用いられています。従来から途上国では薪や炭といった伝統的なバイオマス利用が行われていますが、経済の成長に伴って灯油、電気、都市ガスの利用が増え、

【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。

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

【第222-2-13】世界各地域のバイオマス利用状況(2020年)

|                | バイオマス<br>(Mtoe) | 一次エネルギー<br>総供給 (Mtoe) | シェア          |
|----------------|-----------------|-----------------------|--------------|
| <b>OECD</b>    | <b>299.3</b>    | <b>5,021.4</b>        | <b>6.0%</b>  |
| 欧州             | 150.9           | 1,607.5               | 9.4%         |
| 米州             | 129.9           | 2,581.3               | 5.0%         |
| アジア・オセアニア      | 18.5            | 832.6                 | 2.2%         |
| <b>非OECD</b>   | <b>1,028.0</b>  | <b>8,645.3</b>        | <b>11.9%</b> |
| アフリカ           | 393.6           | 830.3                 | 47.4%        |
| 中南米            | 129.2           | 519.4                 | 24.9%        |
| アジア(中国除く)      | 353.6           | 1,879.2               | 18.8%        |
| 中国             | 130.0           | 3,512.1               | 3.7%         |
| 非OECD欧州及びユーラシア | 20.6            | 1,133.2               | 1.8%         |
| 中東             | 0.9             | 771.1                 | 0.1%         |
| <b>世界計</b>     | <b>1,327.8</b>  | <b>13,963.3</b>       | <b>9.5%</b>  |
| 日本             | 9.5             | 384.8                 | 2.5%         |

(注) 中国の値は香港を含む。

資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

こうしたバイオマス利用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の利活用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、2020年時点で一次エネルギー総供給の9.5%と比較的大きな割合を占め、先進国(OECD諸国)平均では6.0%、途上国(非OECD諸国)平均では11.9%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%をバイオ燃料等再エネ由来(再エネ電気によるEVを含む)のものとする目標が掲げられました<sup>18</sup>。また、廃油や植物を原料とした持続可能な航空燃料(SAF)についても注目を集めており、2021年にはSAFの導入促進を目指す世界経済フォーラムのClean Skies for Tomorrow Coalitionに参画している企業60社は、世界の航空業界で使用される燃料におけるSAFの割合を2030年までに10%に増加させる方針

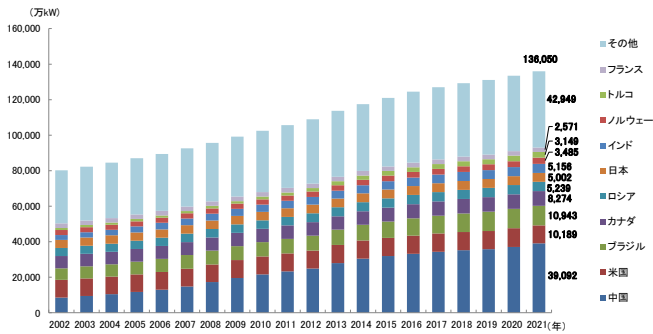
<sup>16</sup> 資源エネルギー庁の発表より。

<sup>17</sup> 世界風力会議(GWEC)「Global Wind Report 2021」より。

<sup>18</sup> 欧州委員会公「Renewable Energy - Recast to 2030 (RED II)」より。



【第222-2-14】世界の水力発電の導入状況



資料：IRENA「Renewable Energy Statistics 2022」を基に作成

を示しました<sup>19</sup>。また、2022年には日本政府も2030年までに国内航空会社の燃料使用におけるSAFの割合を同じく10%とする目標を示しました<sup>20</sup>。

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、食料価格の高騰等の深刻な影響を与える可能性がありますと指摘されています。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、各国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も進められています。これらを踏まえてEUでは、上述した輸送用燃料の2030年目標を達成するためのバイオマス利用に厳格な基準を設けています。

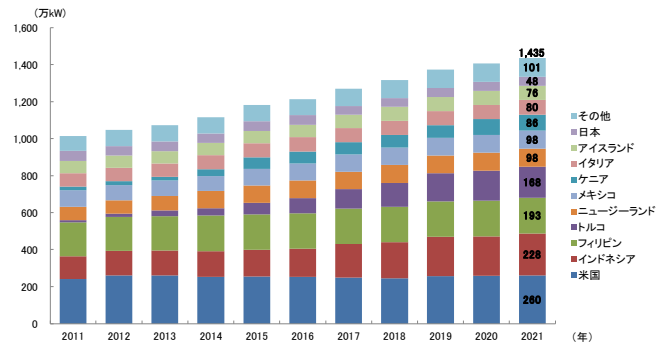
#### ④水力

大規模なものまで含めると、世界の水力発電設備は2021年の時点で約13.6億kWであり、最も導入が進んでいる再エネ発電であるといえます。水力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29%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9%、米国は約7%等となっていますが、ノルウェーのように、約92%（いずれも2020年）と極めて高いシェアを持つ国もあります<sup>21</sup>。

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。

【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。

資料：IRENA「Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, April 2022」、EIA「Electric Power Annual 2021」を基に作成

#### ⑤地熱

地熱発電はこれまでに世界で1,435万kWが導入されてきました（2021年）。設備容量が最も大きいのは米国で、合計約260万kWが導入されています。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228万kWになります。インドネシア、トルコ、ニュージーランド、アイスランド、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44%となりました（2020年）<sup>22</sup>。日本ではこれまでに約48万kWが導入されました。2019年に発電容量4.6万kWの山梨沢地熱発電所が運転を開始する等、新設が行われているものの、累計設備容量は過去10年間以上にわたって殆ど変化していません。また、欧州大陸では地熱発電を利用できる地域が少なく、地熱を活用しているのはイタリアやポルトガルの一部等に限られています。

#### ⑥再生可能エネルギーのコスト動向

世界的に再エネの発電コストが低下している傾向が見られます<sup>23</sup>。国や地域によっては、補助金なしでも石炭火力発電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エネ発電も見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、再エネの平均発電コストは、他の地域よりも低くなっています。

このようなコスト低減は、主に再エネを推進する政策や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、大規模な導入によって「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競争入札制度で買取価格が決められることも、競争を促し、発電コストを抑制する方向へと導きました。

<sup>19</sup> Clean Skies for Tomorrow Coalition「2030 Ambition Statement」より。

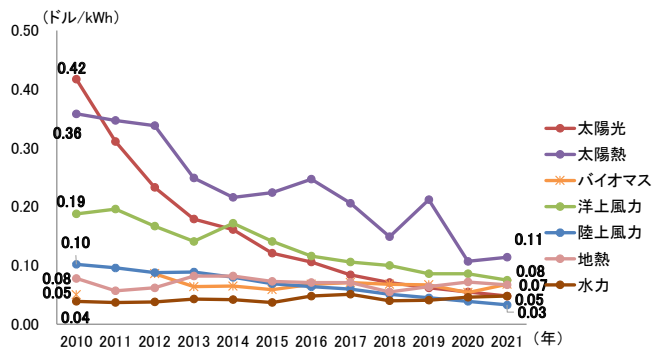
<sup>20</sup> 国土交通省「第1回SAFの導入促進に向けた官民協議会」説明資料より。

<sup>21</sup> IEA「World Energy Balances 2022 Edition」より推計。

<sup>22</sup> IEA「World Energy Balances 2022 Edition」より推計。

<sup>23</sup> ここでの発電コストは均等化発電単価（LCOE）を指します。

## 【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。

資料：IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2021」を基に作成

中でも太陽光及び陸上風力の発電コストは著しく低下しています。2021年に運転開始した太陽光の平均発電コストは0.05ドル/kWhと、2010年の0.42ドル/kWhから約89%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0.10ドル/kWhから2021年0.03ドル/kWhへと下がりました。

この他の主要な再エネである水力、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に推移しています。水力発電は、遠隔地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)。

### 第3節 二次エネルギーの動向

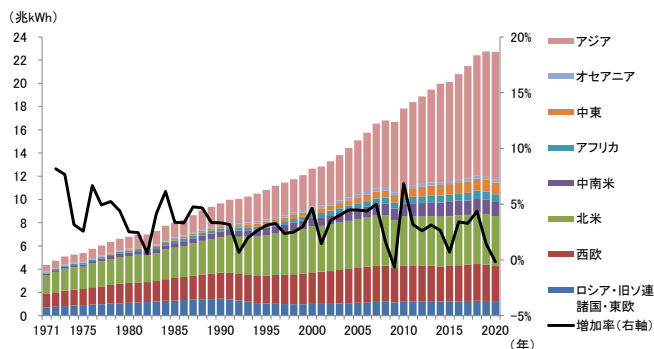
#### 1. 電力

##### (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%と高い増加率を維持しました。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2.4%と、堅調に推移しています。

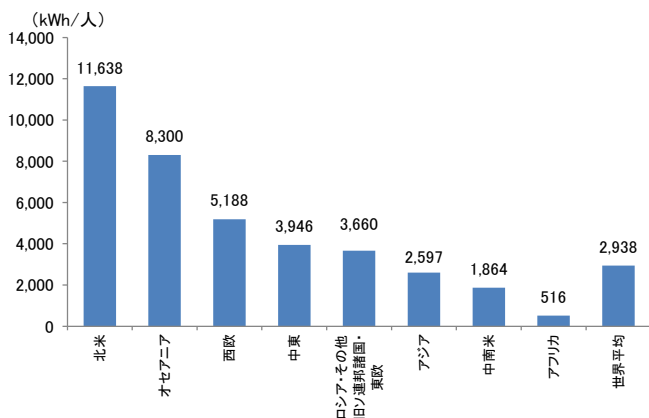
これを地域別に見ると、先進国の多い北米・西欧地域は世界全体の伸びを下回りました。また、ロシア及びその他旧ソ連邦諸国・東欧地域は、ソ連邦解体後の経済の低迷も影響し、1990年代は年平均マイナス3.6%と消費量が低下し、2000年代も年平均1.8%と低い伸びに止まりました。一方、1971年から2020年までの世界の電力消費量を増加させる大きな原因となったのは、途上国を多く抱えているアジア、中東、中南米等の地域でした。特にアジア地域は、1994年以降、電力消費量で西欧地域を上回るようになり、2004年以降、北米を上回るようになりました(第223-1-1)。

## 【第223-1-1】世界の電力消費量の推移(地域別)



資料：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、2020年)



(注)地域の定義はIEAによる。

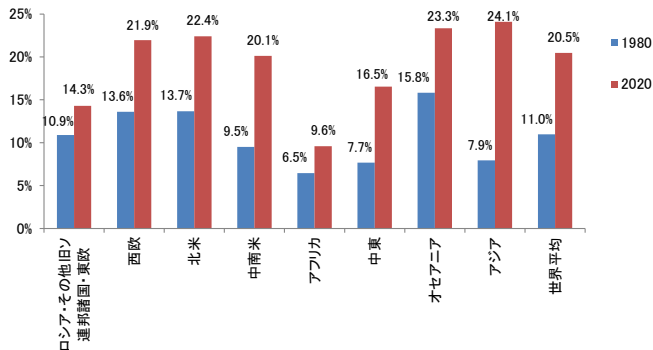
資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」及び世界銀行「World Development Indicators」を基に作成

その一方で、アジア、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が依然として低い水準となっています。例えば、2020年時点でアジアの1人当たり電力消費量は、北米地域の22.3%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11.0%から2020年の20.5%と約9.5ポイント上昇しました。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(第223-1-3)。

その一方で、2020年時点で、世界の総人口の約1割、日本の人口の約6倍にもなる約7.6億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。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%は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5.7億人に減少しておりますが、2020年は新型コロナ禍の影響により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1つとなっています。その実現のためには、

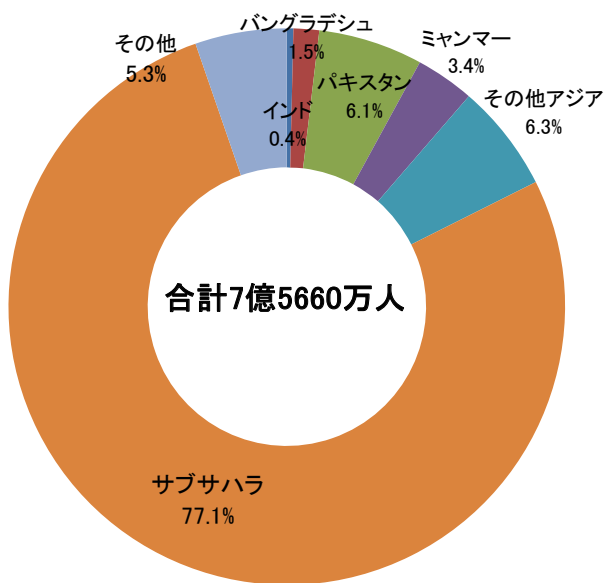
【第223-1-3】電力化率(地域別)



(注)電力化率とは最終エネルギー消費量全体に占める電力消費量の比率を指す。

資料：IEA「World Energy Balances 2022 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。

資料：IEA「World Energy Outlook 2021」を基に作成

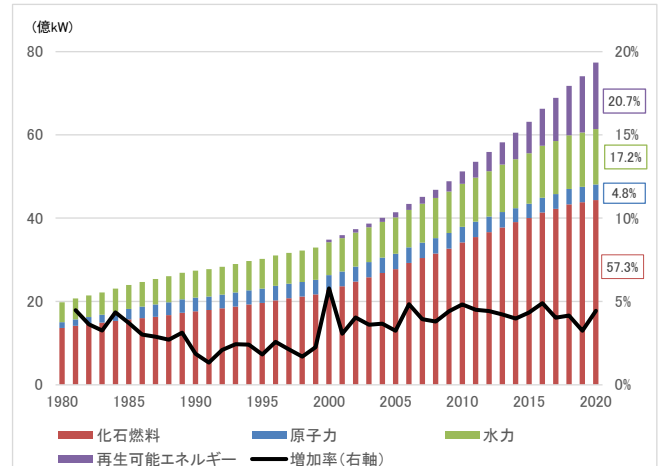
電力供給インフラ(発電、送配電、再エネによる分散型電源等)に対する大規模な投資が必要とされています(第223-1-4)。

## (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、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4.2%となりました。

2020年の世界の電源設備容量は、77.4億kWとなりました。電源別に見ると、化石エネルギーの比率が57.3%を占めており、主電源の役割を果たしていることがわかります。次いで再エネが20.7%を占めています。再エネは気候変動対策の高まりを背景に、2000年代以降に急速に導入が進みました。次に大きな割合を示すのは水力発電(17.2%)ですが、新規の立地が難しくなっていることから、近年の伸び率は低い水準にあります。原子力発電は、1970年代の石油危機を契機に石油代替エネルギーとして開発が促進され、1980年代には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

【第223-1-5】世界の設備容量の推移



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

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%に留まっています(第223-1-5)。

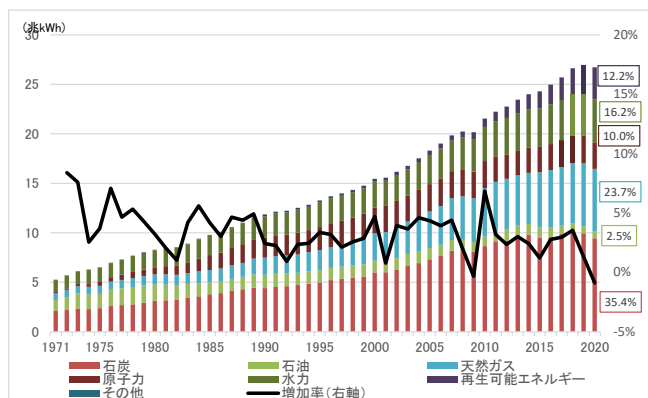
世界の発電電力量もほぼ一貫して増加しており、電源設備容量と比較すると、1980年代から1990年代にかけて電源設備容量が年平均2.9%の伸びになっているのに対して、発電電力量が3.2%と電源設備容量を上回る伸びとなっており、電源設備の稼働率が向上している状況がわかります。その後、2000年代の世界の発電電力量は、中国を中心とするアジアの発電電力量が伸び続け年平均3.4%の伸びとなりましたが、2010年代に入るとこの傾向は和らぎ年平均2.2%の伸びとなりました。一方で世界の発電設備容量は稼働率の低い再エネ発電が増えたこともあり、2000年代は年平均3.9%、2010年代は年平均4.2%で増加しており、1980年代から1990年代とは逆に、発電設備容量の伸び率が発電電力量の伸び率を超えています。

2020年の世界の発電電力量は、26.7兆kWhでした。電源別に見ると、最も大きな割合を占めているのが火力発電であり、全体の61.6%を占めています。次いで水力発電が16.2%、再エネが12.2%、原子力発電が10.0%と続いています。

火力発電電力量を燃料別に見ると、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、発電電力量全体に占める石炭火力の割合は2000年の38.8%から2020年には35.4%に減少しています。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年代以降は減少傾向が続いています。一方、天然ガス火力は、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5.8%と順調に伸び、石油の代替エネルギーの1つとして重要な役割を果たしてきました。2010年代以降は、政策的な支援を受けた再エネの導入拡大が進んでいます。また、燃料価格の高騰により、ガス火力の伸びは年平均2.7%へ、石炭火力の伸びも年平均0.9%へと鈍化傾向にあります(第223-1-6)。

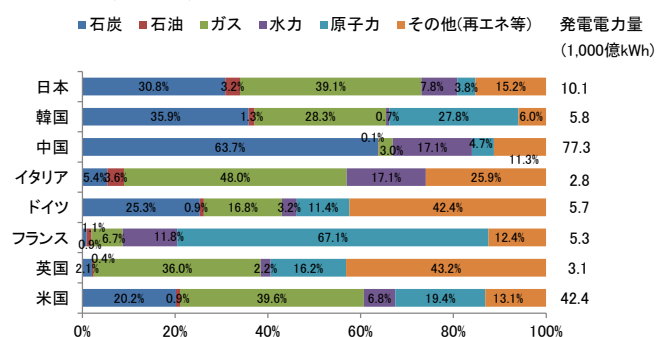


## 【第223-1-6】世界の発電電力量の推移



資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

## 【第223-1-7】主要国の発電電力量と発電電力量に占める各電源の割合(2020年)



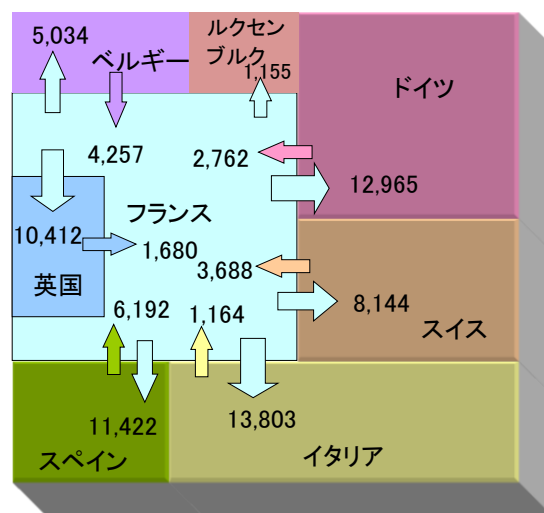
(注) 端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。  
資料：IEA「World Energy Balances 2022 Edition」を基に作成

2020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年以降ガス火力の割合が増加し、全体の39.6%を占めるまでになったのに対して、石炭火力の割合が減少しました。英国はもともと国内に石炭が豊富に存在し、石炭火力が主力電源の役割を担っていましたが、北海ガス田の開発や電力自由化に伴って、ガス火力の比率が増加した後、政策的なCO<sub>2</sub>価格引き上げにより、石炭火力の割合が2.1%にまで低下しました。フランスでは、東京電力福島第一原子力発電所事故以降、電源の多様化を進める政策が取られており、原子力の比率が2011年の79.4%から2020年の67.1%まで低下しました。ドイツでは、再エネの導入拡大に伴い、原子力や石炭火力のシェアが年々低下しています。イタリアでは石炭火力の比率が5.4%と減少する一方で、ガス火力の比率が48.0%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、石炭火力の割合が63.7%と高く、環境問題が課題となっています。また韓国は、石炭火力の比率が35.9%、原子力の比率が27.8%と高くなっています(第223-1-7)。

なお、欧州や北米では国境を越えて送電線網が整備されて

## 【第223-1-8】欧州の電力輸出入の状況(フランスの例2020年)

(単位: 100万kWh)



(注1) 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の。

(注2) 電力が他の国を回って元の国に戻ってきた場合や、ある国で電力が通過した場合には、いずれも輸出力と輸入量の両方に加えている。

資料：IEA「Electricity Information 2022 edition」を基に作成

おり、電力の輸出入が活発に行われました(第223-1-8)。

## 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もしくは機能分離が実施されています。

米国では、特に1985年以降、連邦規制により州際(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年末時点では24州で自由化を実施済となっています。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<sup>24</sup>。

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大きく、30,962PJ(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3,453PJ、フランスの1,706PJで、日本は1,691PJでした<sup>25</sup>。

パイプラインについては、2019年の米国の輸送パイプ

<sup>24</sup> 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

<sup>25</sup> 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)。

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<sup>26</sup>。

一方、日本は、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世紀にまで遡りますが、石油危機後、特に欧州において飛躍的に発展しました。熱源として化石エネルギーだけでなく、再エネ、廃棄物、工場排熱等が利用できるほか、熱電併給<sup>27</sup>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。

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、再エネ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％<sup>28</sup>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672km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わかります（第223-3-1）。

### 4. 石油製品

2021年の世界の石油消費量は、新型コロナ禍からの経済回復で前年比6.0％増加の9,409万バレル/日となりました。地域別のシェアは、北米が23.7％、欧州が14.4％、中国を含むアジアが38.1％となりました。1965年からの56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（それぞれ約72倍、約10倍へ拡大）。新型コロナ禍の影響で一時的に減少しましたが、世界での消費量の増加は続いており、2000年比で、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3.3倍、約1.7倍へ拡大しました（第223-4-1）。

【第223-3-1】世界の地域熱供給の状況（2019年）

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

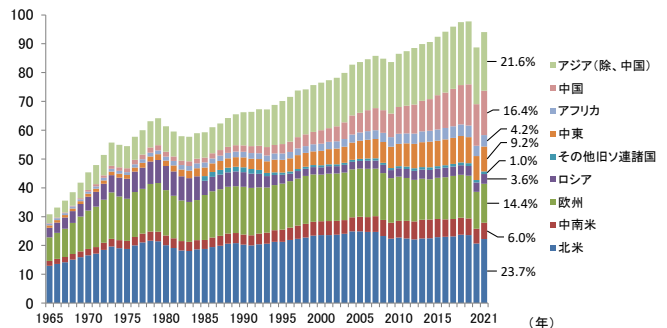
（注1）※MWthは熱源容量（Mega Watts thermal）

（注2）\*は2015年の値、\*\*は2013年の値、-は掲載なし。

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

【第223-4-1】地域別石油製品消費の推移

（100万バレル/日）



（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。

資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成

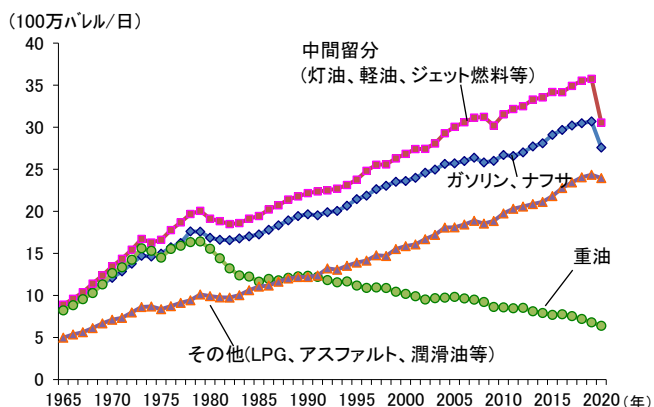
2020年の世界の石油消費量の推移を製品別に見ると、新型コロナ禍の影響で中間留分（灯油、軽油、ジェット燃料等）、ガソリン、ナフサの消費が落ち込みました。一方、長期的な傾向ではガソリンや灯油、軽油等の軽質油の消費が堅調に増加傾向にあるのに対して、重油の消費量が低下しており、消費製品需要の軽質化傾向が見られます（第223-4-2）。

<sup>26</sup> 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、需要件数、消費量、導管延長量）。

<sup>27</sup> コージェネレーション、CHP（Combined Heat and Power）とも呼ばれています。

<sup>28</sup> IEA「World Energy Balances 2020 Edition」より推計。

## 【第223-4-2】世界の石油製品別消費の推移



資料：BP「Statistical Review of World Energy 2022」を基に作成（石油製品別消費データは、2021年版から更新なし）

## 第4節

## 国際的なエネルギーコストの比較

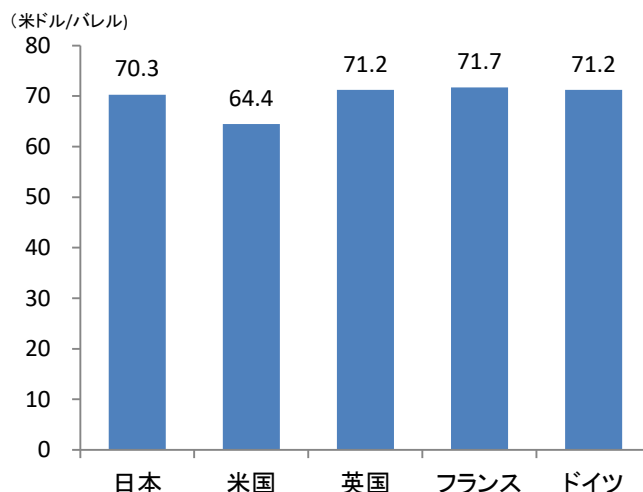
## 1. 原油輸入価格の国際比較

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）。

## 2. 石油製品価格の国際比較

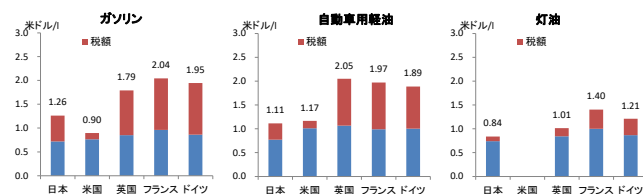
日本、米国、英国、フランス、ドイツでのガソリンと自動車用軽油の製品小売価格（税込、ドル建て価格、2023年2月時点）を比較すると、ガソリン価格の高い順にフランス、ドイツ、英国、日本、米国となっており、軽油価格は高い順に英国、フランス、ドイツ、米国、日本となっています。ガソリンの小売価格（税込）は、最高値のフランス（2.04ドル/リ）と最安値の米国（0.90ドル/リ）で1.14ドル/リの違いがありますが、本体価格（税抜）に大きな違いはなく、各国の税制が小売価格差の原因です。また、自動車用軽油についても、小売価格（税込）では最高値の英国（2.05ドル/リ）と最安値の日本（1.11ドル/リ）に0.94ドル/リの違いがありますが、本体価格（税抜）ではガソリン

## 【第224-1-1】原油輸入価格の国際比較（2021年）



資料：IEA「Energy Prices and Taxes 2022」を基に作成

## 【第224-2-1】石油製品価格の国際比較（固有単位）（2023年2月時点）



（注）米国の灯油価格はデータなし。

資料：IEA「Oil Market Report（2023年3月号）」を基に作成

と同様に大差がなく、各国の税制が小売価格差を生んでいます。

灯油については、小売価格（税込）、本体価格（税抜）ともに各国で大差はありません（第224-2-1）。

## 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。

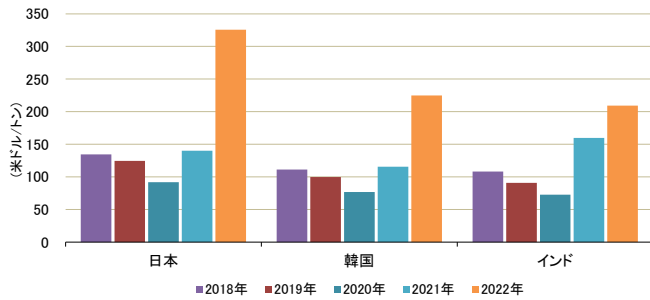
石炭の輸入価格（CIF価格）は、石炭の輸出国におけるFOB価格と輸出国から輸入国までの輸送費（保険を含む）で構成され、FOB価格が同じであれば、輸送距離の短い方がCIF価格は安価なものとなります。

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<sup>29</sup>、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）。

<sup>29</sup> 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。

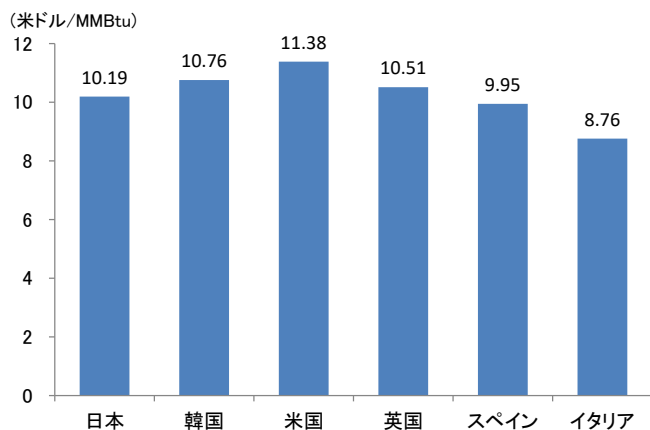


【第224-3-1】石炭輸入価格の国際比較



(注)各国の平均石炭輸入価格(CIF価格)。  
資料：各国貿易統計を基に作成

【第224-4-1】LNG輸入平均価格の国際比較(2021年平均)



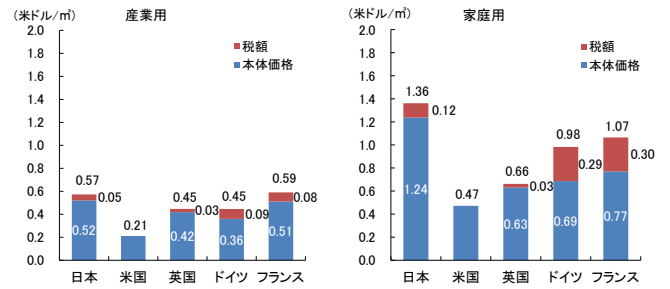
資料：日本貿易統計、日本税関、Korea Customs Service、EIA Natural gas imports by country、UKtrade、Eurostat、IMFを基に作成

#### 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の市場全てに存在しているわけではありません。アジアにおけるLNG輸入価格は、7-8割がJCC (Japan Crude Cocktail) と呼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。一方で大陸欧州でのパイプラインガスの価格やLNG輸入価格は、近年では各国の天然ガス需給によって決定されることが大半となっています。ガス市場の自由化が進んでいる米国や英国では、HH (Henry Hub) やNBP (National Balancing Point) といった国内の天然ガス取引地点での需給によって価格が決定されています。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)。

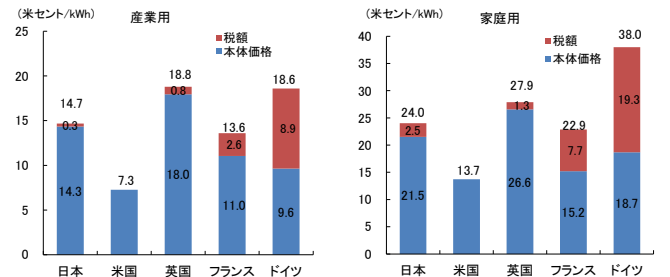
2014年後半には国際原油価格が大きく下落したことを受け、原油価格に連動する価格フォーミュラを採用しているアジア諸国のLNG輸入価格も下がり、LNG価格の地域間価格差(アジアプレミアム)は縮小しました。一方で2021年には、新型コロナウイルスの影響が緩和したことで、石油需要の増加により原油価格が上昇し、原油価格リンクのLNG価格も世界的に上昇しました。また、北米・欧州でも天然ガス市場価格が上昇

【第224-5-1】ガス料金の国際比較(2021年)



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

【第224-6-1】電気料金の国際比較(2021年)



(注1)米国は州ごとに税額が異なるため、米国全体の税額の内訳不明。  
(注2)産業用の税額には、付加価値税又は消費税は含んでいない。  
資料：IEA「Energy Prices and Taxes Statistics」を基に作成

し、天然ガス需給で決定されるLNG価格も上昇しました。

#### 5. ガス料金の国際比較

原料となる天然ガスの自給率やその調達方法、消費量の多寡、国内の輸送インフラの普及状況、人口密度、為替レート等は国によって異なり、またガス料金の原価は様々な要素で構成されてい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)。

#### 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)。

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、その際には日本固有の事情、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。

