

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2018



Nuclear Technology Development and Economics
L'Économie et le développement des technologies nucléaires

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2018

© OECD 2018
NEA No. 7416

NUCLEAR ENERGY AGENCY
ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT
AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

STATLINKS

This publication contains “StatLinks”. For each StatLink, the reader will find a URL which leads to the corresponding spreadsheet. These links work in the same way as an Internet link.

Cette publication contient des « StatLinks ». Fonctionnant comme un lien internet, un StatLink fournit l'accès à la feuille de calcul correspondante.

Overview

The 2018 edition of *Nuclear Energy Data* contains official information provided by NEA and OECD member countries,¹ including projections of total electrical and nuclear generating capacities along with fuel cycle requirements and capacities to 2035. Also included are short narrative country reports that give updates on the status, trends and issues in nuclear energy programmes. In 2017, nuclear power continued to supply significant amounts of low-carbon baseload electricity, in a context of strong competition from low-cost fossil fuels and renewable energy sources.

Nuclear electricity generation

Total electricity generation in NEA member countries declined slightly from 2016 to 2017 (0.02%) and electricity production at nuclear power plants (NPPs) decreased by 0.7% over the same period. In the OECD area, total electricity generation also declined slightly from 2016 to 2017 (0.05%) and electricity production at NPPs decreased by 1%. The share of electricity production from NPPs in NEA countries decreased (from 18.0% in 2016 to 17.9% in 2017), and total nuclear capacity declined by 0.6% (from 326.7 GWe in 2016 to 324.8 GWe in 2017). The share of electricity production from NPPs in the OECD area decreased slightly (from 17.8% to 17.6%) and total nuclear capacity declined by 1.2% (from 297.4 GWe in 2016 to 294.0 GWe in 2017).

	NEA (2016)	NEA (2017)	OECD (2016)	OECD (2017)
Total electricity generation (net TWh)	11 546.3	11 541.0	10 528.4	10 523.9
Nuclear electricity generation (net TWh)	2 076.2	2 062.6	1 874.8	1 856.8
Nuclear power share of total electricity generation (%)	18.0	17.9	17.8	17.6
Total electricity capacity (net GWe)	3 139.1	3 160.4	2 900.3	2 920.1
Nuclear electricity capacity (net GWe)	326.7	324.8	297.4	294.0
Nuclear power share of total electricity capacity (%)	10.4	10.3	10.3	10.1

The figures above show that, on the one hand, operations at many NPPs in NEA member countries were very efficient throughout 2017. NPPs in Canada, the Czech Republic, Mexico, Romania, Russia, Slovenia and Sweden led the way with an increased output of electricity generation in 2017, compared to 2016. In Japan, 4 reactors were in operation as of 1 January 2018, although the applications for the restart of 13 more reactors had been approved by the Nuclear Regulation Authority. On the other hand, Germany continued its decreasing trend in nuclear electricity production. Among the 19 NEA member countries with nuclear capacity, 9 countries had nevertheless more than a 30% share of nuclear electricity production in the total net generation for 2017.

1. Argentina, Australia, Austria, Belgium, Canada, the Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Russia, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States are members of the NEA. Chile, Estonia, Israel, Latvia and New Zealand have been included for OECD area calculations. Data have been provided from Russia for some tables and figures of this 2018 edition of *Nuclear Energy Data*. Argentina and Romania became members of the NEA in 2017 – as of 1 September 2017 and 15 October 2017, respectively – and data from these countries were thus included in the 2018 version of *Nuclear Energy Data*.

Reactor highlights

As of 1 January 2018, 348 operational reactors were connected to the grid in NEA countries. A total of 25 reactors were under construction, although the construction of 3 reactors in Japan has at least temporarily been halted. In addition, 11 reactors were considered firmly committed to construction in the OECD area, including the first units in Turkey for commercial electricity production. By contrast, 17 reactors are planned to be retired from service by 2020, which will reduce OECD nuclear generating capacity by a total of 16.8 GWe. Included are closures in Germany, as part of the plan to phase out nuclear power by the end of 2022, along with potential reactor closures in Korea, Sweden, Switzerland and the United States. Five reactors were officially closed in 2017 – in Germany, Japan, Korea, Spain and Sweden.

As outlined in the country reports in this publication, nuclear development programmes have generally advanced in NEA member countries.

- In Canada, the refurbishment of the Darlington power plant began with the first reactor in October 2016 and is expected to be completed by 2026. In 2017, the Ontario government confirmed commitment to proceeding with the unit 3 refurbishment at Darlington. The Bruce refurbishment is expected to begin in 2020. In Canada's October 2017 response to the House of Commons Standing Committee report on Natural Resources, the government committed to use its convening power to facilitate a dialogue to develop a roadmap for the potential development and deployment of small modular reactors (SMRs) in Canada. The SMR roadmap was formally announced in February 2018.
- In the Czech Republic, the State Office for Nuclear Energy approved the long-term operation of NPP Dukovany units 2, 3 and 4. These permissions to operate are not limited in time; however, they include some requirements for further operation (e.g. periodic safety reviews). At NPP Dukovany, a substantial refurbishment of the instrumentation and control system was made. The government of the Czech Republic and the utility ČEZ, are currently analysing the challenges related to possible construction of new nuclear units. These new units could be built at the NPP Dukovany site, while additional new units could be built at the NPP Temelín site at a later stage.
- In Finland, in January 2017, Teollisuuden Voima Oyj (TVO) filed an application for the renewal of the operating licence of Olkiluoto 1 and 2 until the end of 2038. TVO prepared the renewal of the operating licence for its two power plant units through plant modifications to further improve safety. Most of the Olkiluoto 3 (OL3) construction work for the plant unit has been completed. The installation of the electrical systems, the instrumentation and control system and the mechanical systems has also been completed, and the hot functional tests were ongoing in early 2018. In April 2016, TVO filed an application for the OL3 operating licence. The preparatory works have started at the Pyhäjoki new nuclear site. Fennovoima is planning for the government to review the construction licence application in 2019, after the Finnish nuclear safety authority has delivered its safety review of the project.
- In France, the construction of the Flamanville EPR continued through 2017, although additional delays to the start-up have since been announced. The key steps of the process of reshaping the French nuclear industry have now been achieved, with the recapitalisation of New AREVA and the transfer of the reactor business (AREVA NP) to Électricité de France (EDF), which has become the main shareholder of the corresponding company Framatome. New AREVA's activities are now focused on the fuel cycle and the company has been renamed Orano.
- In Hungary, at the end of 2017, the Atomic Energy Authority granted a licence for the lifetime extension of the Paks NPP unit 4 by 20 years, and thus the plant will continue producing electricity until 2037. This extension has also meant the end of the one-and-a-half-decade plant upgrade process, which ensured that the technologies of the power plant are of a new, state-of-the-art generation. The Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA) also issued the site licence for the Paks II new build project.
- In Japan, the restart of 13 reactors has been approved by the Nuclear Regulation Authority (NRA), while only 4 nuclear reactors were in operation as 1 January 2018. The rate of reactor restarts is subject to judicial rulings and public consent.

- In Korea, the first nuclear power plant, Kori unit 1, was permanently shut down in June 2017. The ongoing construction of Shin-Kori units 5 and 6 was highlighted during the public debate on nuclear energy in 2017. In July, the government launched an ad hoc committee to gather public opinions on the fate of the NPP construction projects that are already 30% complete. The committee made the recommendation to the government to resume the construction of Shin-Kori 5 and 6.
- Poland is planning to implement its nuclear power programme, which will potentially include two NPPs. In parallel to the large-scale nuclear power programme, work is ongoing to assess the feasibility of the commercial use of high-temperature reactors (HTR) for heat production. The Advisory Committee for HTR issued its report in September 2017, which includes recommendations for the Minister of Energy on the possibilities of implementing this technology in Poland.
- In Romania, the reactor operator Nuclearelectrica SA signed a memorandum of understanding with the China General Power Corporation for the construction of units 3 and 4 at the Cernavoda site. Nuclearelectrica has also announced plans to refurbish unit 1 of Cernavoda NPP in order to extend the lifetime operation, and recently, received shareholder approval to do so.
- In Russia, the first VVER-1200, Novovoronezh II unit 1 started commercial operation. A physical start-up took place at Rostov NPP (unit 2) and at Leningrad NPP (unit 2). The works for the life extension of Balakovo NPP unit 2 were completed and the operating licence for the additional period was obtained.
- In Spain, the government declined the application to renew the Santa Maria de Garona NPP operating licence in August 2017, despite the favourable report by the Nuclear Safety Council earlier in the year. The plant was offline since December 2012 and definitively ceased operations after the Ministerial Order was issued on 1 August 2017.
- In Turkey, the Akkuyu Project Company applied for an electricity generation licence and a construction licence in early 2017, paving the way for construction activities at the first nuclear power plant in Turkey. In March 2018, the company obtained the construction licence, and in April 2018, it formally launched the construction of the first unit of Akkuyu NPP, with the first concrete pouring. Feasibility studies are ongoing for verification of site suitability and development of a financial scheme for the second NPP Project (Sinop).
- In the United Kingdom, in March 2017, the Office for Nuclear Regulation (ONR) gave consent to begin the construction of the Hinkley Point C NPP, including the structural concrete placement. In January 2017, UK HPR1000 of General Nuclear System Ltd. began the generic design assessment (GDA) process. In March 2017, Westinghouse's AP1000 reactor design completed the GDA and was confirmed as suitable for construction in the United Kingdom. In December 2017, Hitachi-GE's UK advanced boiling water reactor (UK ABWR) cleared the GDA process.
- In the United States, in August 2017, the South Carolina Electric & Gas Company officially notified the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) that the project to build two Westinghouse AP1000 reactors at the VC Summer NPP in South Carolina had been terminated. The reasons cited include rising costs, decreasing electricity demand, construction delays and the bankruptcy of Westinghouse, the lead contractor for the project and the designer of the reactors. However, after a lengthy decision process, construction of two other AP1000 reactors continued at the Vogtle site. As of 1 January 2018, the NRC had granted licence renewals to 89 of the 99 operating reactors and is reviewing licence renewal applications for an additional 5 reactors. Extending operations from 60 to 80 years requires a subsequent licence renewal (SLR), and the NRC is in the process of reviewing one SLR application for two reactors and anticipates three further SLR applications by 2021 for six additional reactors.

Fuel cycle updates

Depressed uranium market prices through 2017 reduced exploration activities and led to uranium production cuts at a number of facilities. The most significant of these changes were the plans announced to cease mine production at McArthur River/Key Lake in Canada, production cuts in Kazakhstan and plans to delay development of new wellfields at many in situ leach mines in the United States. The Husab mine in Namibia began production in December 2016 and is expected to reach full production in the coming years. Global uranium production decreased by about 4% to 59 340 tU, led by mining output decreases in

Australia, Canada and Kazakhstan. Uranium production in NEA member countries decreased by 7% from 2016 to over 22 900 tU in 2017 (a 6% decrease in the OECD area), owing to decreased production in Australia and Canada. Despite this decrease, NEA uranium production provided about 42% of uranium reactor requirements in 2017 (about 44% in the OECD area). Imports will continue to be needed to meet total NEA and OECD uranium reactor requirements, as has been the case in the past several years.

Commercial uranium conversion facilities were in operation in Canada, France, Russia and the United States. However, most converters are currently running their plants at between 50-70% capacity as a result of continued oversupply and low demand in recent years. The construction of the new Comurhex II conversion plant continued in 2017 at the Malvesi and Tricastin sites in France. In November 2017, Honeywell announced that it would temporarily idle production of UF₆ at the ConverDyn facility in the United States. The company also stated that it plans to restart production once market conditions improve. Honeywell is in the process of renewing its operating licence with the NRC.

The Urenco centrifuge facility in the United States – the only enrichment plant in operation in OECD America – has an annual capacity of 4.8 million separative work units (SWU) from 63 production cascades. However, current uranium enrichment market conditions no longer support investing in Phase 4 of its capacity expansion project. Phase 3 is scheduled to be completed by 2022 for a total of 72 cascades. In November 2012, Urenco USA submitted a licence amendment request to the NRC to increase its enrichment capacity to 10 million SWU, and in March 2015, the NRC approved the request. Although the NRC has licensed facilities with an aggregated capacity of 23.6 million SWU, the future of additional enrichment capacity remains uncertain and is expected to progress at a pace consistent with enrichment market conditions and uranium pricing. In 2016, the Georges Besse II centrifuge enrichment plant in France reached its full capacity of 7.5 million SWU per year. Poor market conditions have caused enrichers to gradually phase out older centrifuges in Europe (Urenco) and in Russia (Tvel). Centrus Energy Corp. continues to pursue development of the American Centrifuge Plant and has received a one-year extension contract from the US Department of Energy (DOE). In the United States, development of the GE Hitachi laser enrichment technology has slowed to a pace consistent with market conditions. Conversion and enrichment capacities exceed requirements in OECD Europe, and conversion capacity exceeds requirements in OECD America. Enrichment services need to be imported in OECD America and Pacific regions, and conversion services must be imported in the Pacific region.

The storage capacity for irradiated fuel in NEA member countries is adequate to meet requirements and is expected to be expanded as required to meet operational needs until permanent repositories are established. Several governments, including Canada, Finland, France, Germany, Korea, Spain and the United Kingdom, reported progress in the establishment of permanent repositories for the disposal of spent fuel and other forms of radioactive waste. Finland became the first country to begin construction of a permanent repository for high-level waste. The facility is planned to begin operations in the early 2020s.

Policy highlights

In 2017, Canada was co-lead with Japan and the United States in preparing a proposal for the “Nuclear Innovation: Clean Energy Future (NICE Future)”, a new initiative under the Clean Energy Ministerial (CEM) to encourage formal discussion between member countries about nuclear energy options for both electric and non-electric applications in integrated clean energy systems of the future.

In Canada, the new “Nuclear Liability and Compensation Act” establishes a compensation and liability regime in the event of a nuclear accident resulting in civil injury and damages. This new law entered into force on 1 January 2017 and replaces the “Nuclear Liability Act”, legislation which dates back to the early 1970s. The new legislation allowed Canada to ratify the IAEA Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage on 6 June 2017, and it entered into force for Canada on 4 September 2017.

In France, the Energy Transition Law was passed in October 2015 and outlined, in particular, the objective of reducing the share of nuclear power in the electricity mix from 75% to 50% by 2025. However, in November 2017, the Ministerial Council of the French government announced that this goal would be difficult to meet without resorting to new fossil fuel power plants, which would not respect French commitments towards climate change. In the interim, the French government remains committed to diversifying the electricity mix by developing renewable energies.

In Germany, on 16 June 2017, the “Reorganising Responsibility for Nuclear Waste Management” Act entered into force. This act implements the recommendations of the Commission to review financing for the phase-out of nuclear energy and introduces a new model for the allocation of responsibilities regarding the decommissioning and dismantling of NPPs and the management of nuclear waste. The new model modifies the existing nuclear liabilities and responsibilities of the NPP operators in Germany, and ensures that the long-term financing of the nuclear phase-out is secured. At the same time, this new model also puts companies in a position to meet their long-term obligations without risk to their financial stability.

In Korea, an energy transition policy was announced in October 2017, outlining a long-term phase out of nuclear power. The new policy also stipulates that coal power plants over 30 years of age should be shut down and that the share of renewable energy should be expanded to 20% of total electricity generation by 2030.

In Mexico, in order to satisfy the demand for clean energy, the National Electric System Development Program (2017-2031) outlines the diversification of the energy mix, in which nuclear power has a relevant share. In recent years, the Laguna Verde nuclear power plant has taken part in the Clean Energy Certificates scheme, an innovative instrument to integrate clean energies into power generation at lower costs and develop investment in clean electricity generation.

In May 2017, Switzerland voted to approve a revision to the national energy policy that prohibits the construction of new NPPs. The change to the national policy does not impact the existing nuclear power reactors. Swiss NPPs can remain in operation as long they are declared safe by the Federal Nuclear Safety Inspectorate.

In the United States, in response to local electricity market conditions, the state governments of Illinois and New York passed price support legislation in the form of zero-emission credits (ZECs) for NPPs experiencing unprofitable electricity market conditions. These market conditions are primarily a result of historically low, local electricity prices due to a significant increase in the availability of natural gas, flat demand growth, grid congestion and the increased use of renewables. These price support programmes expire in approximately 10 to 12 years. Other states, including Connecticut, Pennsylvania and Ohio, are also considering similar legislation to support financially at-risk NPPs.

Résumé

Cette édition 2018 de *Données sur l'énergie nucléaire* contient des informations officielles communiquées par les pays membres¹ de l'AEN et de l'OCDE, parmi lesquelles des projections de la puissance installée totale et nucléaire, ainsi que les besoins et les capacités de production du cycle du combustible jusqu'en 2035. Elle comprend également des rapports nationaux succincts qui présentent les derniers développements concernant les programmes nucléaires des pays concernés. En 2017, l'énergie nucléaire a continué de fournir de grandes quantités d'électricité en base faiblement carbonée, dans un contexte de forte concurrence avec les combustibles fossiles bon marché et les énergies renouvelables.

Production d'électricité d'origine nucléaire

Dans les pays membres de l'AEN, entre 2016 et 2017, la production totale d'électricité a connu un léger recul de 0.02 %, et la production d'électricité des centrales nucléaires a diminué de 0.7 %. Dans la zone de l'OCDE, les évolutions sur cette période sont de même ordre, avec une baisse de 0.05 % de la production totale d'électricité et une baisse de 1 % de la production d'électricité des centrales nucléaires. La contribution de l'électronucléaire à la production totale d'électricité dans les pays de l'AEN a également décliné (de 18.0 % en 2016 à 17.9 % en 2017), tout comme la puissance nucléaire installée (de 326.7 gigawatts électriques (GWe) en 2016 à 324.8 GWe en 2017, soit un recul de 0.6 %). Là encore, la situation est analogue dans la zone de l'OCDE, avec un léger repli de la contribution de l'électronucléaire à la production totale d'électricité (de 17.8 % à 17.6 %) et de la puissance nucléaire installée (de 297.4 GWe en 2016 à 294.0 GWe en 2017, soit un recul de 1.2 %).

	AEN (2016)	AEN (2017)	OCDE (2016)	OCDE (2017)
Production d'électricité totale (en TWh nets)	11 546.3	11 541.0	10 528.4	10 523.9
Production d'électricité nucléaire (en TWh nets)	2 076.2	2 062.6	1 874.8	1 856.8
Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (%)	18.0	17.9	17.8	17.6
Puissance installée totale (en GWe nets)	3 139.1	3 160.4	2 900.3	2 920.1
Puissance nucléaire installée (en GWe nets)	326.7	324.8	297.4	294.0
Part de l'énergie nucléaire dans la puissance installée (%)	10.4	10.3	10.3	10.1

Les chiffres ci-dessus montrent que de nombreuses centrales nucléaires des pays membres de l'AEN ont été très performantes en 2017. Celles du Canada, du Mexique, de la République tchèque, de la Roumanie, de la Russie, de la Slovénie et de la Suède se placent en tête avec une production en hausse en 2017 par rapport à 2016. Au Japon, seuls 4 réacteurs étaient en service au 1^{er} janvier 2018, bien que l'autorité japonaise de sûreté nucléaire en ait approuvé 13. L'Allemagne continue de réduire progressivement sa production d'électricité d'origine nucléaire. Neuf des 19 membres de l'AEN dotés de centrales nucléaires ont néanmoins totalisé plus de 30 % de la production totale d'électricité d'origine nucléaire en 2017.

1. L'Allemagne, l'Argentine, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Russie, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie sont membres de l'AEN. Le Chili, l'Estonie, Israël, la Lettonie et la Nouvelle-Zélande sont inclus dans les calculs concernant la zone de l'OCDE. La Russie a fourni des informations pour certains des tableaux et éléments chiffrés présentés dans cette édition 2018 de *Données sur l'énergie nucléaire*. L'Argentine et la Roumanie sont devenues membres de l'AEN en 2017 – respectivement le 1^{er} septembre et le 15 octobre 2017. Les données concernant ces pays ont donc été intégrées à cette édition 2018 de *Données sur l'énergie nucléaire*.

Actualité concernant les réacteurs

Au 1^{er} janvier 2018, 348 réacteurs opérationnels étaient raccordés au réseau dans les pays de l'AEN, et 25 réacteurs étaient en construction, même si la construction de trois réacteurs est, du moins pour le moment, suspendue au Japon. En outre, 11 commandes fermes de réacteurs ont été passées dans la zone de l'OCDE, notamment les premiers réacteurs de puissance de la Turquie en vue d'une production commerciale d'électricité. À l'inverse, 17 réacteurs devraient être mis à l'arrêt d'ici 2020, ce qui réduira la puissance nucléaire installée de la zone de l'OCDE d'un total de 16.8 GWe. Ce chiffre tient compte des fermetures prévues par l'Allemagne dans le cadre de sa sortie progressive du nucléaire d'ici à la fin de 2022, ainsi que de fermetures potentielles en Corée, aux États Unis, en Suède, et en Suisse. En 2017, cinq réacteurs ont été officiellement mis à l'arrêt, en Allemagne, en Corée, en Espagne, au Japon et en Suède.

Comme l'indiquent les rapports nationaux contenus dans cette publication, les programmes de développement de l'énergie nucléaire ont globalement progressé dans les pays membres de l'AEN.

- Au Canada, la réfection de la centrale nucléaire de Darlington a démarré en octobre 2016 avec les travaux dans la première tranche, et devrait se poursuivre jusqu'en 2026. En 2017, le gouvernement de l'Ontario a confirmé qu'il s'engageait également à rénover la troisième tranche de cette centrale. La réfection de la centrale de Bruce devrait commencer en 2020. Dans sa réponse d'octobre 2017 au rapport du Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes, le gouvernement s'est engagé à utiliser son pouvoir de mobilisation pour amorcer un dialogue en vue d'élaborer une feuille de route canadienne pour le développement et le déploiement potentiels de petits réacteurs modulaires au Canada. Cette feuille de route a été annoncée officiellement en février 2018.
- En République tchèque, l'autorité nationale de radioprotection et de sûreté nucléaire a approuvé l'exploitation à long terme des tranches 2, 3 et 4 de la centrale de Dukovany. Ces autorisations d'exploitation ne sont pas limitées dans le temps, mais elles incluent des exigences applicables à la poursuite de l'exploitation (réexamens périodiques de sûreté, par exemple). À la centrale de Dukovany, une rénovation importante du contrôle-commande a eu lieu. Le gouvernement tchèque et l'entreprise ČEZ procèdent actuellement à l'analyse des obstacles à lever dans la perspective de la construction de nouvelles tranches nucléaires. Ces tranches pourraient être implantées sur le site de la centrale de Dukovany, d'autres tranches pouvant aussi être construites ultérieurement sur le site de la centrale de Temelín.
- En Finlande, en janvier 2017, l'entreprise Teollisuuden Voima Oyj (TVO) a déposé une demande de renouvellement des autorisations d'exploitation des tranches 1 et 2 de la centrale d'Olkiluoto, qui pourraient ainsi rester en service jusqu'à la fin de 2038. Pour préparer ce renouvellement, TVO a procédé à des améliorations de sûreté dans les deux tranches. S'agissant de la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto, les travaux de construction sont presque terminés : l'installation des systèmes électriques, du contrôle-commande et des systèmes mécaniques est achevée, et les essais fonctionnels à chaud étaient en cours début 2018. TVO a déposé la demande d'exploitation de cette troisième tranche en avril 2016. De son côté, l'entreprise Fennovoima a lancé les travaux préparatoires à la construction de sa nouvelle centrale sur le site de Pyhäjoki. Elle estime que les autorités devraient étudier sa demande d'autorisation de construction en 2019, une fois que l'autorité finlandaise de radioprotection et de sûreté nucléaire aura terminé l'examen de sûreté du projet.
- En France, la construction de l'EPR de Flamanville s'est poursuivie en 2017, mais la date de démarrage du réacteur a encore été repoussée. Les principaux jalons de la restructuration de la filière nucléaire française sont posés : le groupe AREVA a été recapitalisé et son activité centrée sur les réacteurs (AREVA NP) a été rachetée par EDF, désormais actionnaire majoritaire de Framatome qui succède à AREVA NP. AREVA, rebaptisée Orano, se consacrera désormais au cycle du combustible.
- En Hongrie, à la fin de 2017, l'autorité de sûreté nucléaire a autorisé la prolongation de la durée de vie de la tranche 4 de la centrale de Paks pour 20 années supplémentaires, ce qui veut dire que cette tranche produira de l'électricité jusqu'en 2037. Cette prolongation marque aussi la fin du processus de rénovation de quinze ans qui visait à faire en sorte que les technologies appliquées dans la centrale soient les plus récentes et à la pointe du progrès. L'autorité de sûreté nucléaire a également accordé une autorisation d'implantation à l'entreprise responsable du projet de nouvelle centrale Paks II.

- Au Japon, l'autorité de sûreté nucléaire a approuvé 13 réacteurs, mais seuls quatre d'entre eux étaient en exploitation au 1^{er} janvier 2018. Le calendrier de redémarrage des réacteurs dépend très fortement des décisions prises par les tribunaux et du niveau d'adhésion du public.
- En Corée, la plus ancienne tranche du pays, la tranche 1 de la centrale de Kori, a été définitivement mise à l'arrêt en juin 2017. La construction des tranches 5 et 6 de la centrale de Shin-Kori, actuellement en cours, a été mise en exergue lors du débat public sur l'énergie nucléaire organisé en 2017. En juillet, le gouvernement avait en effet constitué un comité ad hoc chargé de recueillir les avis des membres du public concernant l'avenir des nouvelles centrales nucléaires dont la construction est déjà à 30 % aboutie. Ce comité a communiqué au gouvernement sa recommandation de poursuivre la construction des tranches 5 et 6 de Shin-Kori.
- La Pologne prévoit de mettre en œuvre un programme électronucléaire qui pourrait inclure la construction de deux centrales. Parallèlement à ce programme électronucléaire de grande ampleur, des travaux sont en cours afin d'évaluer la faisabilité d'une exploitation commerciale de réacteurs à haute température pour la production de chaleur. Le Comité consultatif pour les réacteurs haute température a publié, en septembre 2017, un rapport dans lequel il formule, à l'intention du ministre de l'Énergie, des recommandations quant aux possibilités de mise en œuvre de cette technologie en Pologne.
- En Roumanie, l'exploitant nucléaire Nuclearelectrica SA a signé un protocole d'entente avec China General Power Corporation en vue de la construction des tranches 3 et 4 de la centrale de Cernavoda. Nuclearelectrica a également annoncé son intention de rénover la tranche 1 de Cernavoda afin d'en prolonger la durée d'exploitation. Ses actionnaires ont récemment approuvé ce projet.
- En Russie, le premier réacteur VVER 1200, qui équipe la tranche 1 de la centrale de Novovoronezh II, a été mis en service commercial. Le démarrage physique de la tranche 2 de Rostov et de la tranche 2 de Leningrad a également eu lieu. Les travaux nécessaires à la prolongation de la durée de vie de la tranche 2 de la centrale de Balakovo sont achevés. L'autorisation d'exploitation pour la période supplémentaire a été obtenue.
- En Espagne, en août 2017, les pouvoirs publics ont refusé de renouveler l'autorisation d'exploitation de la centrale de Santa Maria de Garona, et ce malgré le rapport favorable remis par l'autorité de sûreté nucléaire plus tôt dans l'année. Cette centrale, qui avait été arrêtée en décembre 2012, a été mise à l'arrêt définitif par arrêté ministériel le 1^{er} août 2017.
- En Turquie, au début de 2017, l'entreprise porteuse du projet d'Akkuyu a déposé une demande d'autorisation de production d'électricité et une demande d'autorisation de construction, en vue de la construction de la première centrale nucléaire du pays. Elle a reçu l'autorisation de construction en mars 2018 et, le mois suivant, officiellement démarré le chantier de la première tranche, avec le coulage du premier béton. Des études de faisabilité sont en cours pour vérifier l'adéquation du site et élaborer le plan de financement du projet de deuxième centrale nucléaire, à Sinop.
- Au Royaume-Uni, en mars 2017, l'autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire a autorisé le démarrage de la construction de la centrale de Hinkley Point C, avec le coulage du béton de structure. En janvier 2017, la procédure de pré-homologation du modèle de réacteur britannique HPR1000 de General Nuclear System Ltd. a commencé. En mars 2017, celle de la conception AP1000 de Westinghouse s'est achevée, et il a été confirmé qu'un tel réacteur pouvait être construit dans le pays. Enfin, en décembre 2017, la procédure de pré-homologation du modèle de réacteur à eau bouillante avancé britannique ABWR de Hitachi-GE a elle aussi abouti.
- Aux États-Unis, en août 2017, la South Carolina Electric & Gas Company a officiellement annoncé à l'autorité américaine de sûreté nucléaire (NRC) qu'elle mettait fin à son projet de construction de deux réacteurs Westinghouse AP1000 sur le site de la centrale de VC Summer, en Caroline du Sud. Les raisons invoquées sont notamment l'augmentation des coûts, la baisse de la demande d'électricité, les délais de construction et la faillite de Westinghouse, le maître d'œuvre et le concepteur des réacteurs. Cependant, après un long processus de décision, il a été décidé de poursuivre la construction de deux autres réacteurs AP1000 sur le site de Vogtle. Au 1^{er} janvier 2018, la NRC avait renouvelé l'autorisation d'exploitation de 89 des 99 réacteurs en service dans le pays. Elle examine actuellement les demandes de renouvellement relative à cinq autres réacteurs. La prolongation de 60 à 80 ans de la durée de vie

d'une centrale nécessite un second renouvellement d'autorisation. La NRC examine actuellement une demande relative à un tel second renouvellement pour deux réacteurs et s'attend à recevoir d'ici 2021 trois autres demandes de ce type pour un total de six réacteurs.

Actualité du cycle du combustible

La baisse du cours de l'uranium pendant l'année 2017 a conduit à une réduction des activités d'exploration et à une diminution de la production dans un certain nombre d'installations. Les annonces les plus marquantes ont été le prochain arrêt de la production à la mine de MacArthur River/Key Lake au Canada, des baisses de production au Kazakhstan, et le report du développement de nouveaux champs de captage dans de nombreuses installations de lixiviation in situ aux États-Unis. Toutefois, la mine de Husab en Namibie a démarré sa production en décembre 2016 et devrait atteindre sa pleine capacité dans les années à venir. La production mondiale d'uranium a reculé d'environ 4 % pour atteindre 59 340 tonnes d'uranium (t d'U), notamment en raison de baisses de production en Australie, au Canada et au Kazakhstan. Dans les pays membres de l'AEN, la production d'uranium a diminué de 7 % entre 2016 et 2017 pour s'établir à un peu plus de 22 900 t d'U (ce qui correspond à un repli de 6 % dans la zone de l'OCDE) du fait des baisses de production en Australie et au Canada. En dépit de ces tendances baissières, la production des pays de l'AEN a couvert environ 42 % des besoins en uranium en 2017 (environ 44 % dans la zone de l'OCDE). Comme dans les années passées, il sera donc nécessaire d'importer de l'uranium pour répondre aux besoins des réacteurs des pays de l'AEN et de l'OCDE.

Des installations commerciales de conversion de l'uranium sont exploitées au Canada, aux États-Unis, en France et en Russie. Toutefois, la plupart des convertisseurs ne font fonctionner leurs installations qu'à 50 % à 70 % de leur capacité, en raison d'une surproduction continue et d'une demande faible ces dernières années. En France, la construction de la nouvelle usine de conversion Comurhex II s'est poursuivie sur les sites de Malvesi et de Tricastin. Aux États-Unis, l'entreprise Honeywell a annoncé en novembre 2017 la suspension provisoire de la production d'hexafluorure d'uranium dans son installation ConverDyn, en précisant qu'elle redémarrerait la production dès que les conditions de marché se seraient améliorées. Dans l'intervalle, elle a demandé le renouvellement de son autorisation d'exploitation à la NRC.

L'usine d'enrichissement par centrifugation d'Urenco implantée aux États-Unis – seule installation de ce type dans la région Amériques de l'OCDE – opère avec 63 cascades à une capacité annuelle de 4.8 millions d'unités de travail de séparation (UTS). Cependant, les conditions actuelles du marché de l'enrichissement de l'uranium ne sont plus suffisantes pour soutenir les investissements nécessaires à la quatrième phase du projet d'augmentation de capacité de cette installation. La troisième phase, qui devrait s'achever d'ici 2022, portera à 72 le nombre de cascades. En novembre 2012, Urenco USA avait transmis à la NRC une demande de modification de son autorisation d'exploitation pour porter sa capacité à 10 millions d'UTS, demande que la NRC avait approuvée en mars 2015. Bien que la NRC ait délivré des autorisations concernant des installations totalisant une capacité de 23.6 millions d'UTS, l'augmentation des capacités d'enrichissement du pays demeure incertaine à l'avenir et devrait progresser à un rythme qui dépendra des conditions du marché de l'enrichissement et du cours de l'uranium. En France, en 2016, l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse a atteint sa capacité totale de 7.5 millions d'UTS par an. Toutefois, de mauvaises conditions de marché ont contraint les enrichisseurs à arrêter graduellement les plus anciennes centrifugeuses en Europe (Urenco) et en Russie (Tvel). Aux États-Unis, Centrus Energy Corp. poursuit son projet de développement de l'American Centrifuge Plant et a reconduit pour une durée d'un an son contrat avec le Département de l'Énergie (DOE). La contraction du marché a également conduit GE Hitachi à ralentir en proportion son projet d'installation d'enrichissement par laser. Les capacités de conversion et d'enrichissement dépassent les besoins dans la région Europe de l'OCDE. Dans la région Amérique, seules les capacités de conversion dépassent les besoins, les services d'enrichissement devant être importés. Enfin, la région Pacifique est importatrice à l'étape de la conversion comme à celle de l'enrichissement.

La capacité d'entreposage du combustible usé dans les pays membres de l'AEN est en adéquation avec la demande et devrait être augmentée en fonction des besoins opérationnels jusqu'à ce que des centres de stockage soient construits. Plusieurs pays, dont l'Allemagne, le Canada, la Corée, l'Espagne, la Finlande, la France et le Royaume-Uni, font part d'avancées réalisées dans l'établissement de stockages du combustible usé et d'autres formes de déchets radioactifs. La Finlande est le premier pays au monde à avoir démarré la construction d'un centre de stockage des déchets de haute activité. L'exploitation de ce site devrait débuter au début des années 2020.

Actualité politique et législative

En 2017, une coalition menée conjointement par le Canada, le Japon et les États-Unis a préparé une proposition en vue de lancer une initiative dénommée « Innovation nucléaire : un futur d'énergie propre (NICE Future) », dans le cadre de la Réunion ministérielle sur les énergies propres (CEM). L'objectif est d'inciter les pays membres à débattre des possibilités qu'offre le nucléaire en termes de développement d'applications tant électrogènes que non électrogènes dans les systèmes intégrés d'énergies propres de demain.

Au Canada, la nouvelle « loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire » établit un régime de responsabilité civile et d'indemnisation dans l'éventualité d'un accident nucléaire qui entraînerait des dommages corporels et matériels. Cette nouvelle loi, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017, remplace la « loi sur la responsabilité nucléaire » votée au début des années 1970. Elle a permis au Canada de ratifier la Convention de l'AIEA sur la réparation complémentaire des dommages nucléaires le 6 juin 2017, pour une entrée en vigueur le 4 septembre 2017.

En France, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte, votée en octobre 2015, a notamment pour but de ramener la part du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025. Cependant, en novembre 2017, le Conseil des ministres a annoncé que cet objectif serait difficile à atteindre sans un recours à de nouvelles centrales alimentées aux énergies fossiles, ce qui irait à l'encontre des engagements de la France pour la lutte contre le changement climatique. Dans l'intervalle, le gouvernement français reste décidé à diversifier le bouquet énergétique en développant les énergies renouvelables.

En Allemagne, le 16 juin 2017, est entrée en vigueur la loi visant à réorganiser les responsabilités en matière de gestion des déchets nucléaires. Elle met en œuvre les recommandations de la Commission quant au réexamen du financement de la sortie du nucléaire et instaure un nouveau modèle d'attribution des responsabilités en matière de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets radioactifs. Ce nouveau modèle modifie les actuelles responsabilités opérationnelles et juridiques des exploitants de centrales allemandes et assure le financement à long terme du programme de sortie du nucléaire. Dans le même temps, il prévoit que les entreprises devront pouvoir satisfaire à leurs obligations à long terme découlant de la loi sur l'énergie atomique sans mettre en danger leur stabilité financière.

En Corée, le gouvernement a annoncé en octobre 2017 une politique de transition énergétique prévoyant, à terme, l'arrêt progressif de la production électronucléaire. Cette nouvelle politique dispose également que les centrales à charbon vieilles de plus de 30 ans doivent être arrêtées et que la part des renouvelables dans le mix électrique doit être portée à 20 % à l'horizon 2030.

Au Mexique, pour satisfaire la demande d'énergies propres, le Programme de développement du système électrique national (2017-2031) prévoit la diversification du portefeuille énergétique, dans lequel l'énergie nucléaire a toute sa place. Au cours des dernières années, la centrale nucléaire de Laguna Verde a participé au dispositif de Certificats d'énergie propre, un instrument innovant permettant d'intégrer à moindre coût les énergies propres dans le parc électrique et de développer les investissements dans la production d'électricité propre.

En Suisse, un référendum s'est tenu en mai 2017, au terme duquel a été approuvée une révision de la politique énergétique nationale. Aux termes de la nouvelle loi, la construction de centrales nucléaires est interdite, mais les tranches existantes peuvent continuer de fonctionner tant qu'elles sont déclarées sûres par l'Inspection générale de la sûreté nucléaire.

Aux États-Unis, les autorités des États de New York et de l'Illinois ont voté des mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions (ZEC) au bénéfice des centrales nucléaires qui sont confrontées à des conditions de marché défavorables dans leur juridiction. Cet environnement morose est avant tout la résultante de prix de l'électricité historiquement bas – une tendance qui s'explique par une forte augmentation de la disponibilité d'un gaz naturel peu cher –, de l'absence de croissance de la demande, de la congestion des réseaux et du recours accru aux énergies renouvelables. Les mesures de soutien des prix qui viennent d'être mises en place arriveront à échéance dans 10 à 12 ans. D'autres États américains, notamment le Connecticut, la Pennsylvanie et l'Ohio, envisagent eux aussi de prendre ce type de mesure pour soutenir les centrales nucléaires de leur territoire qui courent des risques financiers.

Table of contents

1. Nuclear capacity and electricity generation	19
2. Nuclear fuel cycle requirements	31
3. Country reports	45
Argentina	45
Canada	45
Czech Republic	49
Finland	49
France	51
Germany	53
Hungary	54
Japan	55
Korea	56
Mexico	57
Netherlands	57
Poland	58
Romania	58
Russia	59
Spain	59
Sweden	61
Switzerland	61
Turkey	61
United Kingdom	62
United States	65
Reporting organisations and contact persons	95
Tables	
1.1 Total and nuclear electricity generation	20
1.2 Total and nuclear electricity capacity	22
1.3 Nuclear power plants by development stage (as of 1 January 2018)	25
1.4 Nuclear power plants connected to the grid	26
2.1 Uranium resources	31
2.2 Uranium production	31
2.3 Uranium requirements	32
2.4 Conversion capacities	33

2.5	Conversion requirements	34
2.6	Enrichment capacities	35
2.7	Enrichment requirements	36
2.8	Fuel fabrication capacities	37
2.9	Fuel fabrication requirements	38
2.10	Spent fuel storage capacities	39
2.11	Spent fuel arisings and cumulative in storage	40
2.12	Reprocessing capacities	42
2.13	Plutonium use	42
2.14	Re-enriched tails production	43
2.15	Re-enriched tails use	43
2.16	Reprocessed uranium production	43
2.17	Reprocessed uranium use	44
 Figures		
1.1	Nuclear power share of total electricity production (as of 1 January 2018)	19
1.2	Trends in total and nuclear electricity generation	24
1.3	Trends in total and nuclear electricity capacity	24
1.4	Number of units and nuclear capacity (as of 1 January 2018)	27
1.5	Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2018) ...	27
1.6	The nuclear fuel cycle	28
2.1	Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2018)	44

Table des matières

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire	19
2. Besoins du cycle du combustible nucléaire	31
3. Rapports par pays	69
Allemagne	69
Argentine	70
Canada	70
Corée	74
Espagne	75
États-Unis	77
Finlande	80
France	82
Hongrie	84
Japon	85
Mexique	86
Pays-Bas	87
Pologne	87
République tchèque	88
Roumanie	89
Royaume-Uni	89
Russie	92
Suède	93
Suisse	93
Turquie	94
Organisations déclarantes et personnes à contacter	95
Tableaux	
1.1 Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire	20
1.2 Puissance installée totale et nucléaire	22
1.3 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (au 1 ^{er} janvier 2018)	25
1.4 Centrales nucléaires connectées au réseau	26
2.1 Ressources en uranium	31
2.2 Production d'uranium	31
2.3 Besoins en uranium	32
2.4 Capacités de conversion	33

2.5	Besoins de conversion	34
2.6	Capacités d'enrichissement	35
2.7	Besoins d'enrichissement	36
2.8	Capacités de fabrication du combustible	37
2.9	Besoins en matière de fabrication du combustible	38
2.10	Capacités d'entreposage du combustible utilisé	39
2.11	Quantités de combustible utilisé déchargées et entreposées	40
2.12	Capacités de retraitement	42
2.13	Consommation de plutonium	42
2.14	Production d'uranium appauvri	43
2.15	Consommation d'uranium appauvri	43
2.16	Production d'uranium de retraitement	43
2.17	Consommation d'uranium de retraitement	44
 Figures		
1.1	Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1 ^{er} janvier 2018)	19
1.2	Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire	24
1.3	Évolution de la puissance installée totale et nucléaire	24
1.4	Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1 ^{er} janvier 2018)	27
1.5	Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1 ^{er} janvier 2018)	27
1.6	Cycle du combustible nucléaire	29
2.1	Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1 ^{er} janvier 2018)	44

1. Nuclear capacity and electricity generation

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire

Figure 1.1: Nuclear power share of total electricity production (as of 1 January 2018)

Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1^{er} janvier 2018)

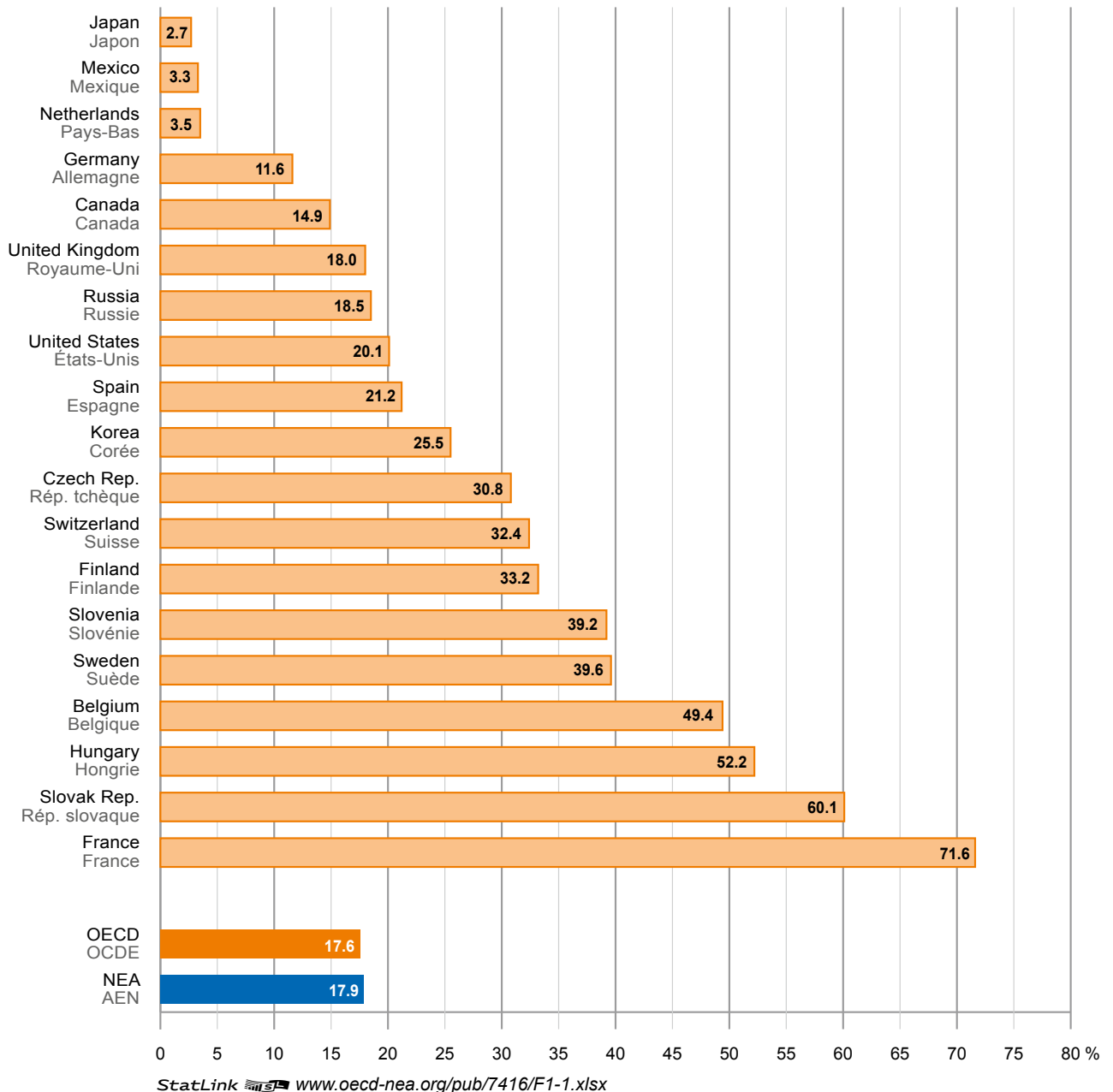



Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2016			2017			2018			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	5 118.3	911.4	17.8	5 064.1	911.8	18.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	5 044.5	911.4	18.1	4 989.5	911.8	18.3				
Canada	Canada	648.4	95.4	14.7	646.0 (b)	96.1 (b)	14.9	650.4-650.5	89.8-90.4	13.8-13.9	658.0-658.8
Mexico	Mexique	319.4	10.3	3.2	328.7	10.7 (b)	3.3	325.0-N/A	12.6-13.0	3.9-N/A	330.0-N/A
United States	États-Unis	4 076.7	805.7	19.8	4 014.8 (b)	805.0 (b)	20.1	3 724.0-3 727.0	797.0	21.4-21.4	3 806.0-3 833.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	73.8	0.0	0.0	74.6	0.0	0.0				
Chile	Chili	73.8	0.0	0.0	74.6	0.0	0.0	82.1	0.0	0.0	89.2
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	3 537.7	791.0	22.4	3 570.4	774.4	21.7				
Nuclear countries	Pays nucléaires	2 350.4	791.0	33.7	2 348.4	774.4	33.0				
Belgium	Belgique	82.0	41.0	50.0	81.0 (b)	40.0 (b)	49.4	N/A	N/A	N/A	74.0-85.0 (c)
Czech Republic	Rép. tchèque	83.3	22.7	27.3	87.0	26.8	30.8	N/A	28.3-28.4	N/A	90.2
Finland	Finlande	66.2	22.3	33.7	65.1 (b)	21.6 (b)	33.2	71.0	21.9-22.8	30.8-32.1	85.0
France	France (d)	531.3	384.0	72.3	529.4 (b)	379.1 (b)	71.6	N/A	395.0-407.0	N/A	567.5
Germany	Allemagne (e)	614.0	80.1	13.0	621.0 (b)	72.0 (b)	11.6	N/A	N/A-82.0	N/A	536.0-575.0
Hungary	Hongrie	28.1	15.2	54.1	29.1	15.2	52.2	28.5-29.5	14.8-15.0	51.9-50.8	31.2
Netherlands	Pays-Bas	104.8	3.8	3.6	92.2	3.2	3.5	85.5-86.1	3.8	4.4	89.7-90.4
Slovak Republic	Rép. slovaque	27.4	14.8	54.0	23.0 *	14.0 *	60.1	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	15.4	5.4	35.1	15.3 (b)	6.0	39.2	15.6-15.9	5.1-6.1	32.7-38.4	15.8-16.2
Spain	Espagne	262.3	56.1	21.4	262.7 (b)	55.6	21.2	270.6	55.6	20.5	278.9
Sweden	Suède	152.3	60.5	39.7	159.1 (b)	63.0 (b)	39.6	N/A-161	N/A-62.0	N/A-38.5	N/A-154.0
Switzerland	Suisse	64.0	20.0	31.3	61.5	19.9	32.4	56.0-68.0	18.0-24.0	32.1-35.3	55.0-65.0
United Kingdom	Royaume-Uni	319.3 *	65.1 *	20.4	322.0 (b)	58.0 (b)	18.0	323.0	57.0	17.6	311.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	1 187.3	0.0	0.0	1 220.0	0.0	0.0				
Austria	Autriche	65.9	0.0	0.0	68.8 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	28.9	0.0	0.0	29.5	0.0	0.0	31.9	0.0	0.0	34.5
Estonia	Estonie	8.5	0.0	0.0	8.7	0.0	0.0	8.8	0.0	0.0	9.0
Greece	Grèce	51.2	0.0	0.0	52.0	0.0	0.0	53.4-54.1	0.0	0.0	56.3-57.9
Iceland	Islande	18.3 *	0.0	0.0	19.0 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Ireland	Irlande	28.2	0.0	0.0	28.8 (b)	0.0	0.0	28.9-29.6	0.0	0.0	30.0-32.6
Israel	Israël	67.4	0.0	0.0	67.6	0.0	0.0	69.6-70.6	0.0	0.0	72.4-74.3
Italy	Italie (f)	279.7	0.0	0.0	285.1 (b)	0.0	0.0	279.1-279.4	0.0	0.0	262.5
Latvia	Lettonie	6.4	0.0	0.0	7.5 (b)	0.0	0.0	5.2-10.7	0.0	0.0	5.3-11.1
Luxembourg	Luxembourg	2.2	0.0	0.0	2.1 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	149.0	0.0	0.0	148.2 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	148.4	0.0	0.0	151.6	0.0	0.0	153.4	0.0	0.0	163.5
Portugal	Portugal	58.8	0.0	0.0	57.6 (b)	0.0	0.0	54.7	0.0	0.0	52.7
Turkey	Turquie	274.4	0.0	0.0	295.5 (b)	0.0	0.0	301.5-307.2	0.0	0.0	328.4-343.2
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 872.4	172.4	9.2	1 889.4	170.6	9.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 572.4	172.4	11.0	1 639.1	170.6	10.4				
Japan	Japon	1 044.0	18.1	1.7	1 085.0 *	29.3 *	2.7	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	528.4 *	154.3	29.2	554.1 *	141.3	25.5	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	300.0	0.0	0.0	250.3	0.0	0.0				
Australia	Australie	257.4	0.0	0.0	206.1 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	261.9
New Zealand	Nouvelle-Zélande	42.6 *	0.0	0.0	44.2 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
OECD	OCDE	10 528.4	1 874.8	17.8	10 523.9	1 856.8	17.6				
Argentina	Argentine	136.6	7.7	5.6	136.5	5.7 (b)	4.2	142.1-145.9	8.1	5.7-5.6	147.9-155.9
Romania	Roumanie	63.0	10.4	16.5	59.2	10.6	17.9	N/A	10.4-10.5	N/A	N/A
Russia	Russie	1 017.0 *	183.3	18.0	1 024.0 *	189.5	18.5	N/A	187.4	N/A	N/A
NEA	AEN	11 546.3	2 076.2	18.0	11 541.0	2 062.6	17.9				

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T1-1.xlsx

Notes

- (a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Preliminary data.
(c) EU reference scenario (production and generation capacity data from 2020 to 2035 included).
(d) Values for the 2025-2035 period from the 2016 edition of *Nuclear Energy Data*.

- (e) Data from Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
(f) For 2020 and 2030, evaluation from ENTSO-E TYNDP 2018, <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>.
* NEA estimate; N/A: Not available.

Tableau 1.1 : Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire (en TWh nets) (a)

... 2020		2025			2030			2035		
Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%
84.8-86.7	12.9-13.2	659.2-660.8	60.8-62.5	9.2-9.5	695.4-698.9	77.8-79.4	11.2-11.4	712.0-718.0	84.2-84.5	11.8
11.9-N/A	3.6-N/A	385.4-N/A	11.9-N/A	3.1-N/A	444.2-N/A	29.4-N/A	6.6-N/A	456.7-N/A	38.6-N/A	8.5-N/A
765.0	20.1-20.0	3 870.0-3 948.0	660.0-743.0	17.1-18.8	3 977.0-4 058.0	588.0-720.0	14.8-17.7	4 074.0-4 160.0	513.0-692.0	12.6-16.6
0.0	0.0	102.9-106.4	0.0	0.0	110.4-123.4	0.0	0.0	118.2-145.4	0.0	0.0
35.0 (c)	47.3-41.2	60.0-85.0	5.0	8.3-5.9	60.0-85.0	0.0	0.0	63.0-102.0	0.0	0.0
29.5-29.6	32.7-32.8	83.8	30.6-30.7	36.5-36.6	84.0	30.3-30.4	36.1-36.2	91.6	30.3-49.9	33.1-54.5
35.1-36.2	41.3-42.6	90.0-91.0	43.9-47.4	48.8-52.1	90.0-92.0	39.8-43.2	44.2-47.0	87.0-89.0	36.0-39.2	41.4-44.0
400.0-420.0	70.5-74.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0
N/A-61.0	N/A-10.6	482.0-541.0	0.0	0.0	480.0-569.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
14.8	47.4	28.6-31.0	14.8	51.7-47.7	29.5-46.0	14.8-32.8	50.2-71.3	N/A	7.2-25.5	N/A
3.7-3.8	4.1-4.2	119.2-122.2	3.8-3.9	3.2	118.6-123.3	3.8-3.9	3.2	128.6-131.4	0.0	0.0
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
5.1-6.1	32.3-37.7	16.6-17.4	5.1-6.1	30.7-35.1	18.0-19.2	5.1-6.1	28.3-31.8	18.6-19.6	5.1-6.1	27.4-31.1
55.0	19.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-48.0	N/A-31.2	N/A-158.0	N/A-48.0	N/A-30.4	N/A-175.0	N/A-48.0	N/A-27.4	N/A-180.0	N/A-48.0	N/A-26.7
18.0-22.0	32.7-33.8	50.0-65.0	18.0-22.0	36.0-33.8	45.0-60.0	18.0-22.0	40.0-36.7	40.0-55.0	18.0-22.0	45.0-40.0
59.1	19.0	267.0	39.2	14.7	299.0	66.7	22.3	359.3	113.1	31.5
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	39.3	0.0	0.0	36.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	9.5	0.0	0.0	10.1	0.0	0.0	10.5	0.0	0.0
0.0	0.0	59.1-63.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	31.9-37.8	0.0	0.0	35.1-43.8	0.0	0.0	35.8-44.8	0.0	0.0
0.0	0.0	78.3-84.9	0.0	0.0	85.3-97.4	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	273.0	0.0	0.0	316.8-397.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	5.1-11.6	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	176.1	0.0	0.0	186.5	11.2	6.0	194.1	22.4	11.5
0.0	0.0	52.9	0.0	0.0	52.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	396.1-456.5	13.6-22.7	3.4-5.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1 065.0	213.0-234.0	20.0-22.0	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	277.7	0.0	0.0	293.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
10.8-13.2	7.3-8.5	163.4-183.9	10.8-13.2	6.6-7.1	180.5-216.9	11.1-22.0	6.1-10.1	199.3-255.9	11.1-20.5	5.6-8.0
10.4-10.5	N/A	N/A	10.4-10.5	N/A	N/A	20.8-21.0	N/A	N/A	20.8-21.0	N/A
201.0	N/A	N/A	208.3	N/A	N/A	209.6	N/A	N/A	212.1-229.4	N/A

Notes


- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (autoproduction).
 (b) Données provisoires.
 (c) Scénario de référence de l'UE (y compris données sur la production et la puissance installée de 2020 à 2035).
 (d) Les valeurs fournies pour la période 2025-2035 sont celles de l'édition 2016 de *Données sur l'énergie nucléaire*.

- (e) Données tirées de Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
 (f) Pour 2020 et 2030, évaluation de ENTSO-E TYNDP 2016 <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>.

* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Table 1.2: Total and nuclear electricity capacity (net GWe) (a)

Country	Pays	2016			2017			2018			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	1 324.9	115.2	8.7	1 330.1	114.5	8.6				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 302.9	115.2	8.8	1 307.0	114.5	8.8				
Canada	Canada	144.6	14.0	9.7	147.5 (b)	13.3 (b)	9.0	151.3-151.4	13.3	8.8	153.0-153.2
Mexico	Mexique	73.5	1.6	2.2	74.7 (b)	1.6 (b)	2.1	81.1-N/A	1.60-1.63	2.0-N/A	84.6-N/A
United States	États-Unis	1 084.8	99.6	9.2	1 084.8 (b)	99.6 (b)	9.2	1 040.7	98.6	9.5	1 075.9-1 081.5
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	22.0	0.0	0.0	23.1	0.0	0.0				
Chile	Chili	22.0	0.0	0.0	23.1	0.0	0.0	24.8	0.0	0.0	25.6
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	1 097.3	120.1	10.9	1 110.5	117.9	10.6				
Nuclear countries	Pays nucléaires	714.0	120.1	16.8	717.1	117.9	16.4				
Belgium	Belgique (c)	22.0	6.0	27.3	22.0 (b)	6.0	27.3	22	6.0	27.3	22.0-24.0
Czech Republic	Rép. tchèque	22.0	3.9	17.7	21.5	3.9 (b)	18.1	N/A	3.9	N/A	21.2
Finland	Finlande	11.6	2.8	24.1	11.7	2.8	23.9	12.0	2.8	23.3	13.0
France	France (d)	131.0	63.0	48.1	131.0	63.0	48.1	N/A	63	N/A	139.9
Germany	Allemagne (e)	212.0	10.8	5.1	207.9 (b)	9.5 (b)	4.6	N/A	N/A-9.5	N/A	184.0-192.0
Hungary	Hongrie	8.2	1.9	23.2	8.3	1.9	22.9	8.3-9	1.9-2	22.9-22.2	7.1-9.8
Netherlands	Pays-Bas	34.6	0.5	1.4	32.8 (b)	0.5	1.5	30.3-30.4	0.5	1.7-1.6	34.5-34.7
Slovak Republic	Rép. slovaque	7.8	1.9	24.4	7.8 *	1.9	24.4	N/A	1.9	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	3.9	0.7	17.9	3.9 (b)	0.7	17.9	4.1-4.2	0.7	17.1-16.7	4.3-4.4
Spain	Espagne	104.6	7.5	7.2	104.1	7.1	6.8	103.6	7.1	6.9	108.3
Sweden	Suède	40.0	9.1	22.8	39.2	8.6	21.9	N/A	8.6	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	17.3	3.1	17.9	17.3	3.1	17.9	15-18	2.5-3.5	16.7-19.4	14.0-17.0
United Kingdom	Royaume-Uni	99.0 *	8.9 *	9.0	109.6 (b)	8.9 (b)	8.1	110.2	8.9	8.1	110.4
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	383.3	0.0	0.0	393.4	0.0	0.0				
Austria	Autriche	24.6	0.0	0.0	24.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	25.0
Denmark	Danemark	16.6	0.0	0.0	17.6	0.0	0.0	16.8	0.0	0.0	16.5
Estonia	Estonie	1.6	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.5
Greece	Grèce	16.7	0.0	0.0	17.2	0.0	0.0	17.3	0.0	0.0	17.1
Iceland	Islande	2.7 *	0.0	0.0	2.8 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Ireland	Irlande	10.1	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	11.1	0.0	0.0	11.9
Israel	Israël	17.6	0.0	0.0	17.6	0.0	0.0	19.2	0.0	0.0	21.6
Italy	Italie (f)	114.2	0.0	0.0	113.0 (b)	0.0	0.0	113.0	0.0	0.0	102.6
Latvia	Lettonie	3.1	0.0	0.0	3.0 (b)	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	3.1-3.2
Luxembourg	Luxembourg	2.0	0.0	0.0	1.7 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	33.8	0.0	0.0	33.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	40.5	0.0	0.0	42.6	0.0	0.0	43.0	0.0	0.0	42.3
Portugal	Portugal	21.3	0.0	0.0	21.5 (b)	0.0	0.0	21.8	0.0	0.0	23.8
Turkey	Turquie	78.5	0.0	0.0	85.2 (b)	0.0	0.0	91.3	0.0	0.0	101.2
OECD Pacific	OCDE Pacifique	478.1	62.1	13.0	479.5	61.6	12.8				
Nuclear countries	Pays nucléaires	406.9	62.1	15.3	408.3	61.6	15.1				
Japan	Japon	301.1	39.0	13.0	302.5	39.1	12.9	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	105.8	23.1	21.8	105.8 *	22.5	21.3	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	71.2	0.0	0.0	71.2	0.0	0.0				
Australia	Australie	61.6	0.0	0.0	61.6 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	9.6 *	0.0	0.0	9.6 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
OECD	OCDE	2 900.3	297.4	10.3	2 920.1	294.0	10.1				
Argentina	Argentine	31.7	1.6	5.0	34.2	1.6	4.7	33.4	1.6	4.8	38.4-39.7
Romania	Roumanie	21.0 *	1.3	6.2	21.0 *	1.3	6.2	N/A	1.2-1.3	N/A	N/A
Russia	Russie	240.0 *	26.4	11.0	240.0 *	27.9	11.6	N/A	28.8	N/A	N/A
NEA	AEN	3 139.1	326.7	10.4	3 160.4	324.8	10.3				

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T1-2.xlsx**Notes**

- (a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) EU reference scenario (production and generation capacity data from 2020 to 2035 included).
(d) Values for the 2025-2035 period from the 2016 edition of *Nuclear Energy Data*.

- (e) Data from Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
(f) For 2020 and 2030, evaluation from ENTSO-E TYNDP 2018, <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>.
* NEA estimate; N/A: Not available.

Tableau 1.2 : Puissance installée totale et nucléaire (en GWe nets) (a)

... 2020		2025			2030			2035		
Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%
12.5	8.2	160.0	8.4	5.25	172.6-173.4	10.2	5.9	180.6-181.0	11.1	6.1
1.6-1.63	1.9-N/A	93.7-N/A	1.6-1.63	1.7-N/A	110.4-N/A	1.6-4.3	1.4-N/A	113.3-N/A	1.6-5.7	1.4-N/A
96.9	9	1 046.6-1 078.7	82.4-93.2	7.9-8.6	1 075.8-1 146.1	73.3-90.2	6.8-7.9	1 111.9-1201.3	63.7-86.6	5.7-7.2
0.0	0.0	28.8-31.4	0.0	0.0	29.7-37.1	0.0	0.0	31.7-44.8	0.0	0.0
6.0	27.3-25	17.0-24.0	0.0	0.0	17.0-24.0	0.0	0.0	18.0-29.0	0.0	0.0
3.9-4.0	18.4-18.9	21.2	4.0	18.9	21.2	4.0	18.9	23.8	4.0-6.4	16.8-26.9
4.4	33.8	14.0	5.6-5.7	40.0-40.7	13.0-14.0	5.1-5.2	39.2-37.1	13.0	4.6-4.7	35.4-36.2
63.0	45.0	137.0-152.0	37.0-63.2	27.0-41.6	150.0-160.0	37.0-63.2	24.7-39.5	150.0-160.0	37.0-63.2	24.7-39.5
N/A-8.1	N/A-4.2	193.0-197.0	0.0	0.0	207.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
2.0	28.2-20.4	7.1-9.8	2.0	28.2-20.4	9.0-15.1	2.0-4.4	22.2-29.1	N/A	1.0-3.4	N/A
0.5	1.4	53.2-55.5	0.5	0.9	53.4-5.4	0.5	0.9-9.3	68.1-68.9	0.0	0.0
1.9-2.8	N/A	N/A	1.9-2.8	N/A	N/A	1.9-2.8	N/A	N/A	1.9-N/A	N/A
0.7	16.3-15.9	4.5-4.6	0.7	15.6-15.2	4.3-4.8	0.7	16.3-14.6	4.7-5.3	0.7	14.9-13.2
7.1	6.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6.9-7.7	N/A	N/A	N/A-6.9	N/A	N/A	N/A-6.9	N/A	N/A	N/A-6.9	N/A
2.0-3.0	14.3-17.6	14.0-17.0	2.0-3.0	14.3-17.6	13.0-15.0	2.0-3.0	15.4-20.0	12.0-14.0	2.0-3.0	16.7-21.4
8.9	8.1	122.1	6.3	5.2	130.5	7.8	6.0	142.1	14.4	10.1
0.0	0.0	26.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	15.8	0.0	0.0	14.5	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0
0.0	0.0	20.2	0.0	0.0	20.5	0.0	0.0	24.2-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	11.9-12.2	0.0	0.0	12.1-21.7	0.0	0.0	13.2-23.8	0.0	0.0
0.0	0.0	23.6-25.6	N/A	N/A	27.8-31.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	106.1	0.0	0.0	110.0-127.9	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	3.2-3.5	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	44.2	0.0	0.0	43.3	1.5	3.5	46.1	3.0	6.5
0.0	0.0	23.5	0.0	0.0	23.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	123.0-124.2	2.4-3.6	2.0-2.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
1.3	3.4-3.3	43.9-48.7	1.4-1.7	3.2-3.5	48.2-57.2	1.4-2.8	2.9-4.9	52.4-64.5	1.4-2.5	2.7-3.9
1.2-1.3	N/A	N/A	1.2-1.3	N/A	N/A	2.4-3.0	N/A	N/A	2.4-3.0	N/A
29.5	N/A	N/A	29.8	N/A	N/A	30.7	N/A	N/A	31.5-35.3	N/A

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (autoproduction).
 (b) Données provisoires.
 (c) Scénario de référence de l'UE (y compris données sur la production et la puissance installée de 2020 à 2035).
 (d) Les valeurs fournies pour la période 2025-2035 sont celles de l'édition 2016 de *Données sur l'énergie nucléaire*.

- (e) Données tirées de Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
 (f) Pour 2020 et 2030, évaluation de ENTSO-E TYNDP 2018 <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>.
 * Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Figure 1.2: Trends in total and nuclear electricity generation

Figure 1.2 : Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire

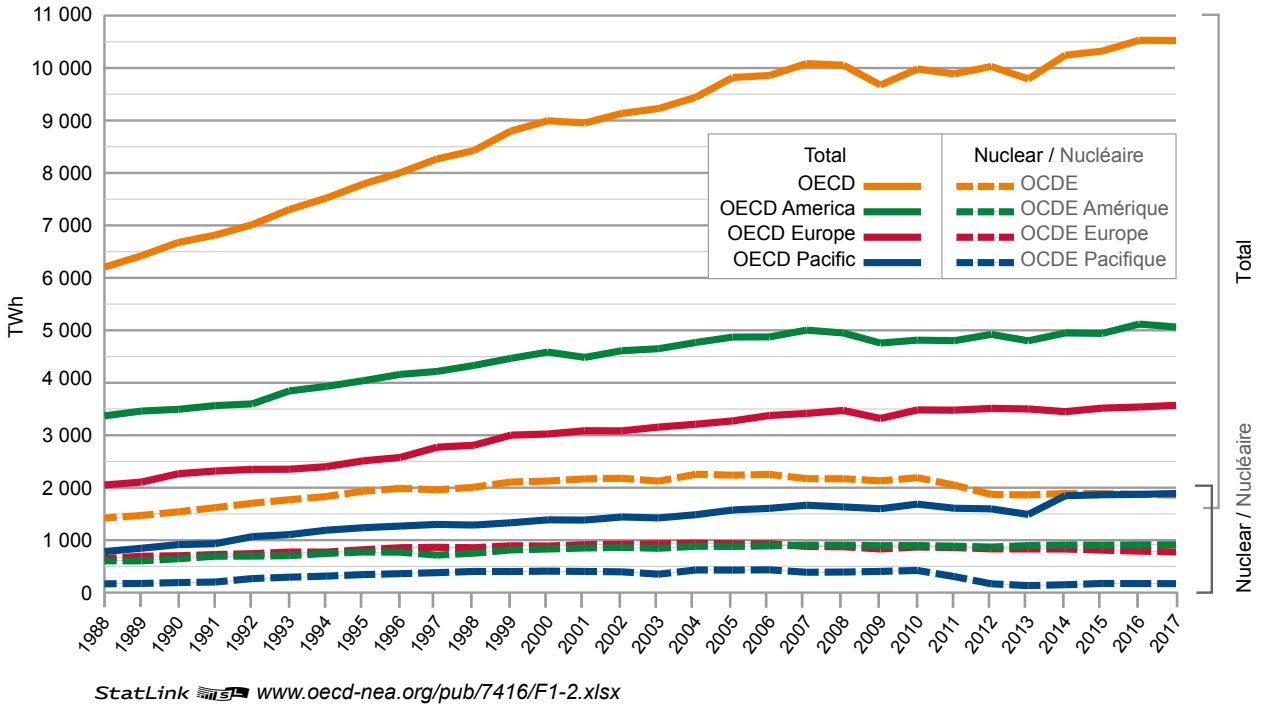


Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity

Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire

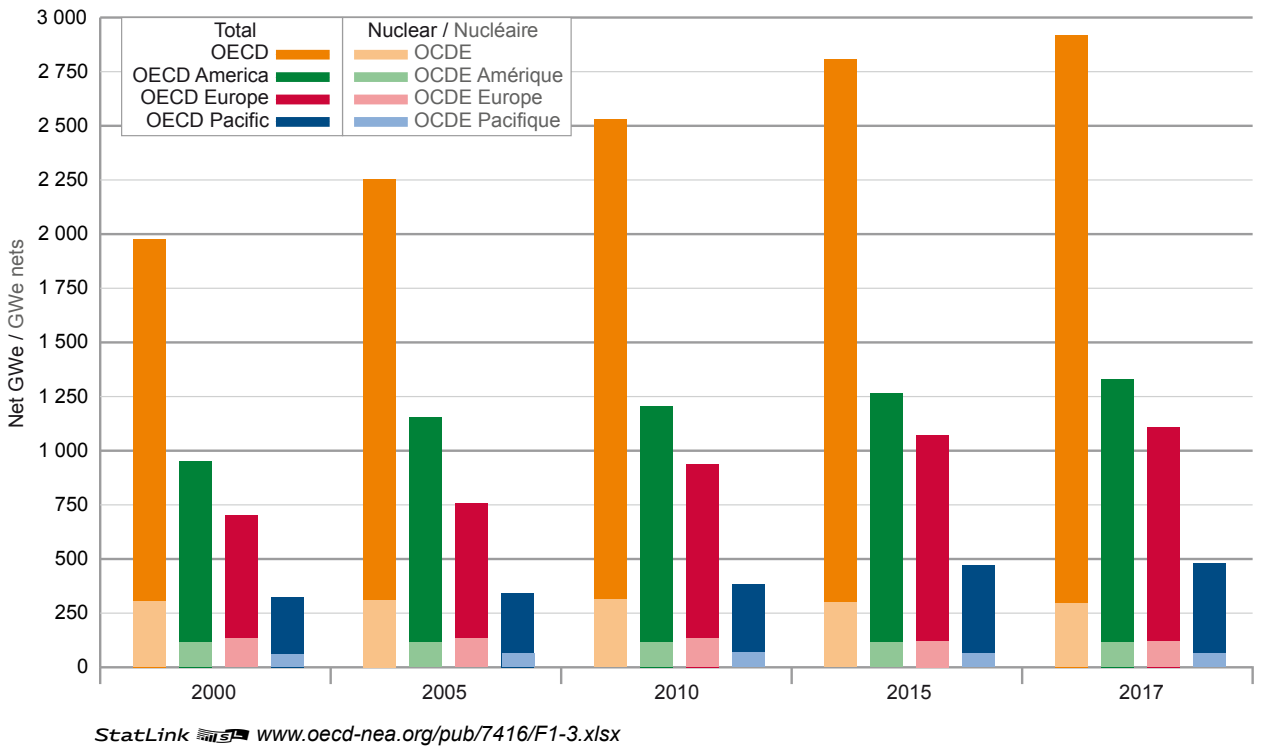



Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 1 January 2018)

Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 1^{er} janvier 2018)

Country	Pays	Connected to the grid		Under construction		Firmly committed*		Planned to be retired from service**		Units using MOX	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
OECD America	OCDE Amérique	120	114.8	2	2.2	-	-	6	4.9	-	-
Canada	Canada	19	13.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	99	99.6	2 (a)	2.2	-	-	6	4.9	-	-
OECD Europe	OCDE Europe	127	118.2	7	8.4	11	12.8	10	11.2	24	21.7
Belgium	Belgique	7	5.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Czech Republic	Rép. tchèque	6	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	Finlande	4	2.8	1	1.6	1	1.2	-	-	-	-
France	France	58	63.0	1	1.6	-	-	-	-	22	19.9
Germany	Allemagne	7	9.5	-	-	-	-	7	9.5	1 (b)	1.3
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	2	2.3	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.9	2 (c)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	7	7.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Sweden	Suède	8	8.6	-	-	-	-	2	1.7	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.5	-	-	-	-	1	-	-	-
Turkey	Turquie	-	-	1	1.2	8	9.3	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni	15	8.9	2 (d)	3.2	-	-	-	-	-	-
OECD Pacific	OCDE Pacifique	64	61.6	8	11.1	-	-	1	0.7	2	1.7
Japan	Japon	40	39.1	3	4.1	-	-	0	-	2	1.7
Korea	Corée	24	22.5	5	7.0	-	-	1	0.7	-	-
OECD	OCDE	311	294.6	17	21.7	11	12.8	17	16.8	26	23.4
Argentina	Argentine	3	1.6	1	0.03	-	-	-	-	-	-
Romania	Roumanie	2	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Russie	35	27.9	7	7.4	-	-	7	3.1	-	-
NEA	AEN	351	325.4	25	29.1	11	12.8	24	19.9	26	23.4

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7416/T1-3.xlsx

Notes

- (a) These are Vogtle 3 and 4.
 (b) Number of units which are expected to have MOX fuel elements in the core.
 (c) Resumed Mochovce 3 and 4 construction; completion expected in 2019.
 (d) Concrete was first poured at Hinkley Point C in March 2017.
 * Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
 ** Plants expected to be retired from service by the end of 2020.

Notes

- (a) Il s'agit des tranches 3 et 4 de Vogtle.
 (b) Nombre de tranches dont le cœur devrait contenir des éléments combustibles MOX.
 (c) La construction des tranches 3 et 4 de Mochovce a repris, l'achèvement est prévu pour 2019.
 (d) Coulage du premier béton à Hinkley Point C en mars 2017.
 * Centrales pour lesquelles des sites ont été retenus et des contrats obtenus.
 ** La mise hors-service de ces centrales est prévue d'ici à la fin de 2020.

Table 1.4: Nuclear power plants connected to the grid (as of 1 January 2018; net GWe)
Tableau 1.4 : Centrales nucléaires connectées au réseau (au 1^{er} janvier 2018 ; en GWe nets)

Country	Pays	BWR		PWR		Others/Autres (a)		HWR		FNR		Total	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
OECD America	OCDE Amérique	36	35.8	65	65.4	-	-	19	13.6	-	-	120	114.8
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	13.6	-	-	19	13.6
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.6
United States	États-Unis	34	34.2	65	65.4	-	-	-	-	-	-	99	99.6
OECD Europe	OCDE Europe	11	11.5	102	99.0	14	7.7	-	-	-	-	127	118.2
Belgium	Belgique	-	-	7	5.9	-	-	-	-	-	-	7	5.9
Czech Republic	Rép. tchèque	-	-	6	3.9	-	-	-	-	-	-	6	3.9
Finland	Finlande	2	1.8	2	1.0	-	-	-	-	-	-	4	2.8
France	France	-	-	58	63.0	-	-	-	-	-	-	58	63.0
Germany	Allemagne	1	1.3	6	8.2	-	-	-	-	-	-	7	9.5
Hungary	Hongrie	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Netherlands	Pays-Bas	-	-	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Slovenia	Slovénie	-	-	1	0.7	-	-	-	-	-	-	1	0.7
Spain	Espagne	1	1.1	6	6.0	-	-	-	-	-	-	7	7.1
Sweden	Suède	5	5.6	3	3.0	-	-	-	-	-	-	8	8.6
Switzerland	Suisse	2	1.7	3	1.8	-	-	-	-	-	-	5	3.5
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	14	7.7	-	-	-	-	15	8.9
OECD Pacific	OCDE Pacifique	22	23.1	38	35.7	-	-	4	2.8	-	-	64	61.6
Japan	Japon	22	23.1	18	16.0	-	-	-	-	-	-	40	39.1
Korea	Corée	-	-	20	19.7	-	-	4	2.8	-	-	24	22.5
OECD	OCDE	69	70.4	205	200.1	14	7.7	23	16.4	-	-	311	294.6
Argentina	Argentine	-	-	-	-	1	0.03	3	1.6	-	-	4	1.6
Romania	Roumanie	-	-	-	-	-	-	2	1.3	-	-	2	1.3
Russia	Russie	-	-	18	15.4	15	11.1	-	-	2	1.4	35	27.9
NEA	AEN	69	70.4	223	215.5	30	18.8	28	19.3	2	1.4	352	325.4

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T1-4.xlsx

Notes

(a) Including AGRs and the Russian RBMK.

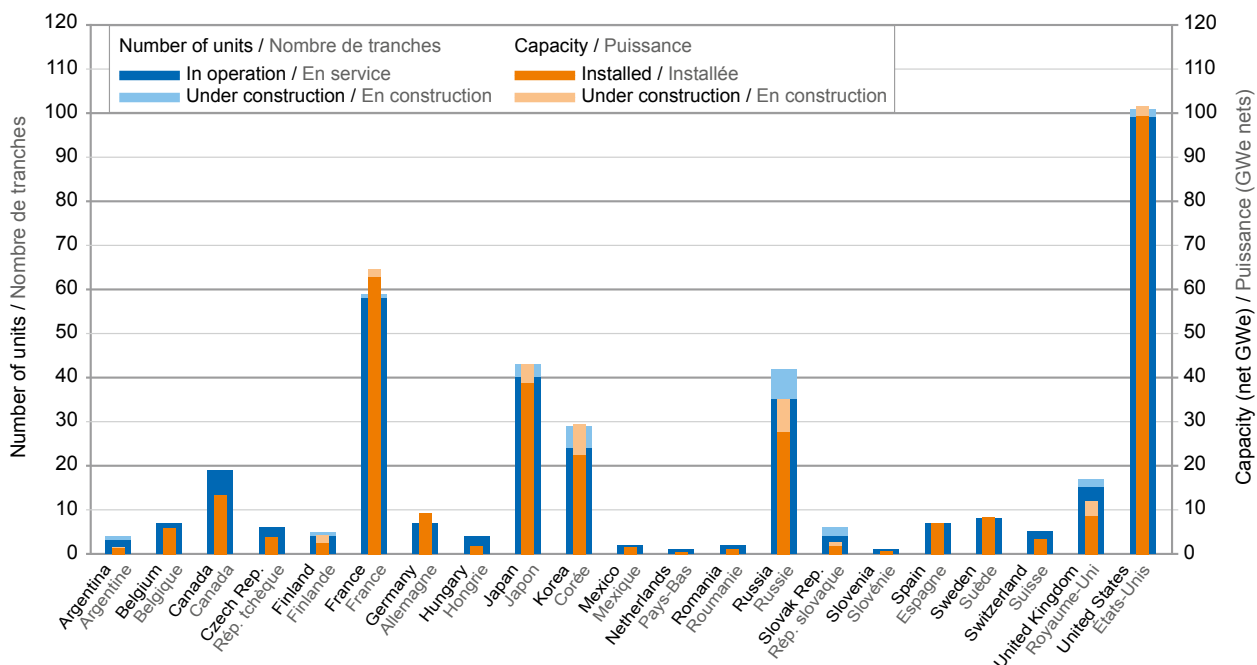
(BWR) boiling water reactor; (PWR) pressurised water reactor; (HWR) heavy water reactor; (FNR) fast neutron reactor; (AGR) advanced gas-cooled reactor; (RBMK) graphite moderated reactor.

Notes

(a) Y compris les réacteurs AGR et les RBMK russes.

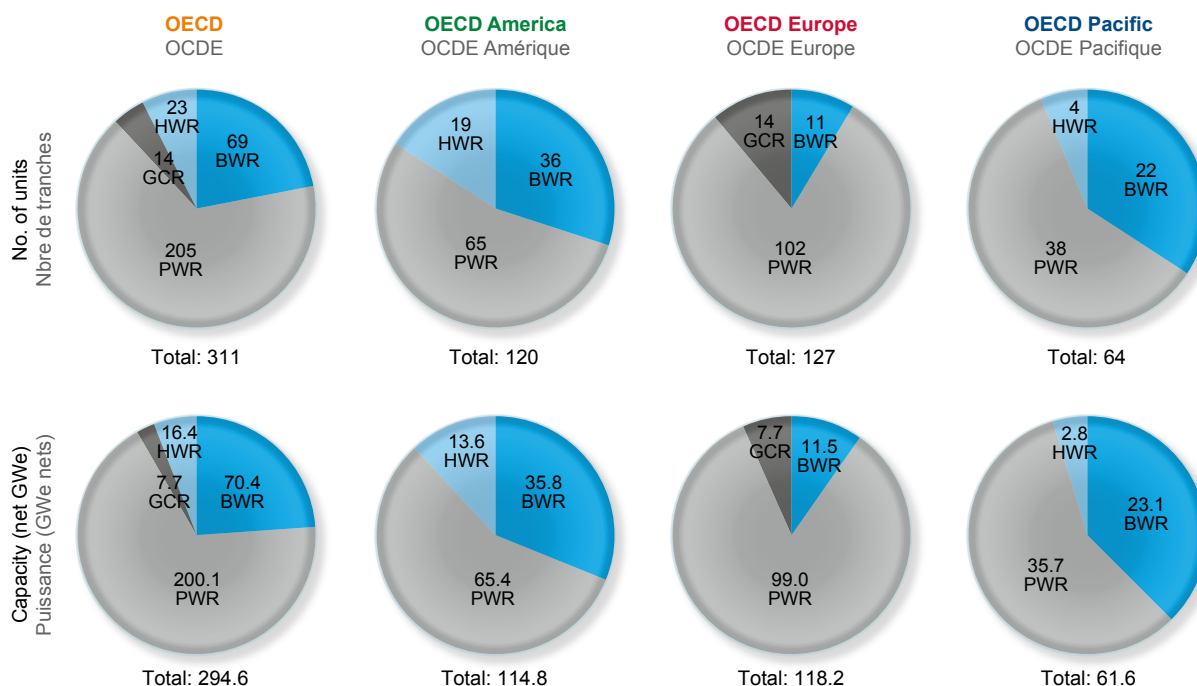
(BWR) réacteur à eau bouillante ; (PWR) réacteur à eau pressurisée ; (HWR) réacteur à eau lourde ; (FNR) réacteur à neutrons rapides ; (AGR) réacteur avancé refroidi au gaz ; (RBMK) réacteur de grande puissance à tubes de force.

Figure 1.4: Number of units and nuclear capacity (as of 1 January 2018)
 Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1^{er} janvier 2018)



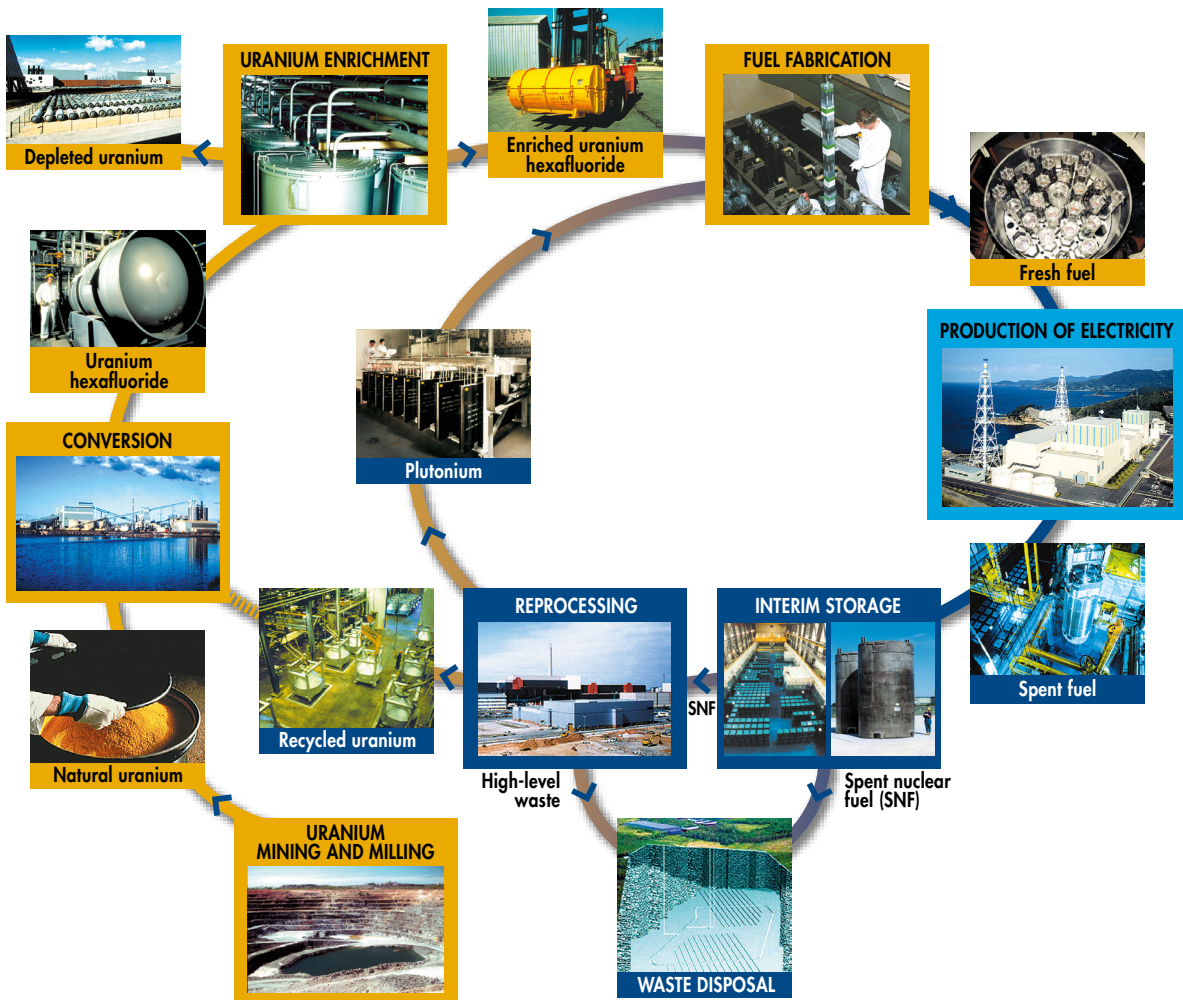
StatLink www.oecd-nea.org/pub/7416/F1-4.xlsx

Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2018)
 Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1^{er} janvier 2018)



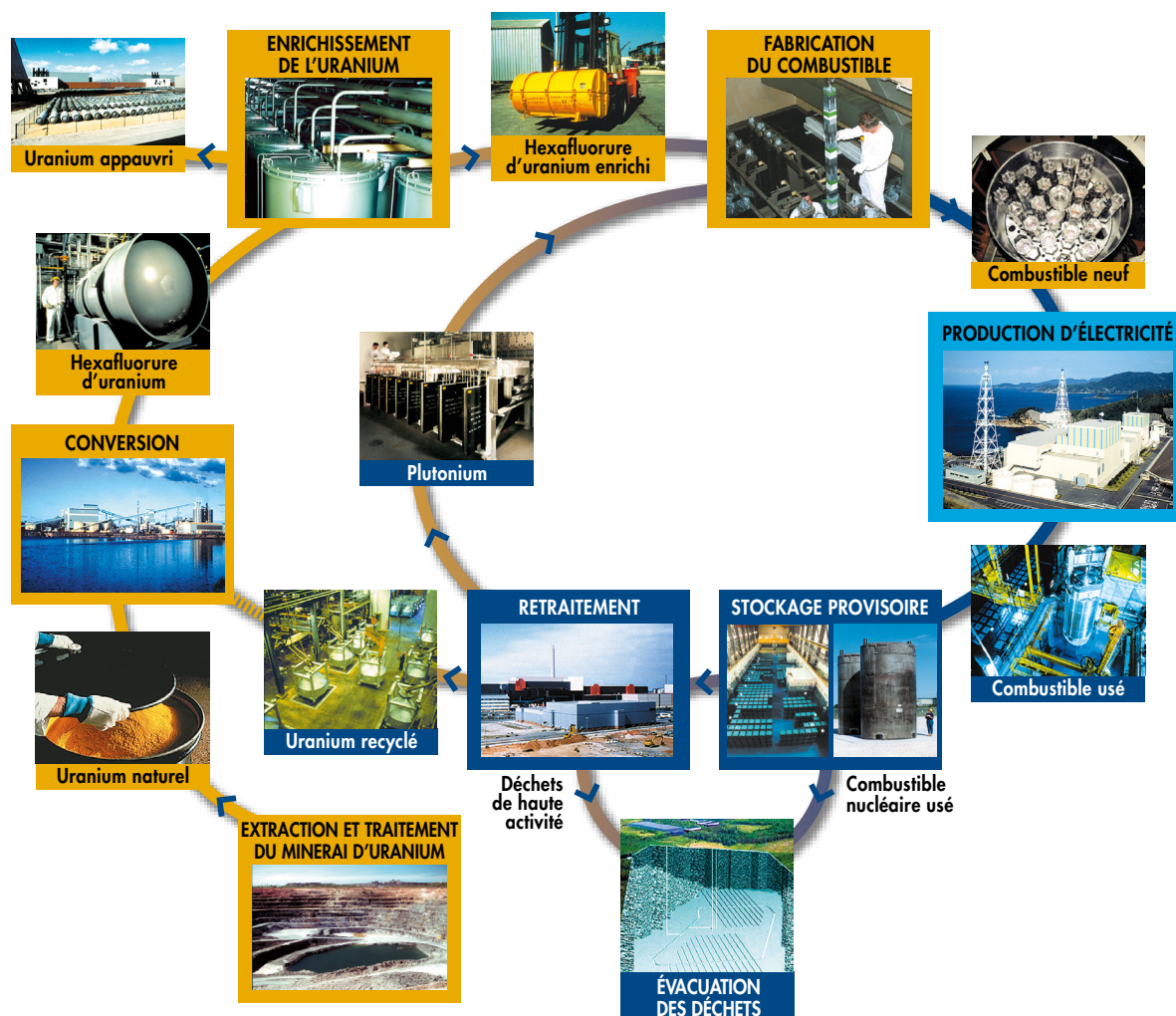
StatLink www.oecd-nea.org/pub/7416/F1-5.xlsx

Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



This figure summarises the main steps of the fuel cycle for a light water reactor. It illustrates the number of activities that constitute the nuclear energy sector. The details of fuel cycle steps and levels vary from reactor type to reactor type but the main elements remain similar for current nuclear power plants (NPPs). The fuel cycle of an NPP can be divided into three main stages: the “front end”, from mining of uranium ore to the delivery of fabricated fuel assemblies to the reactor; the fuel use in the reactor; and the “back end”, from the unloading of fuel assemblies from the reactor to final disposal of spent fuel or radioactive waste from reprocessing.

Figure 1.6 : Cycle du combustible nucléaire



Cette figure résume les principales étapes du cycle du combustible d'un réacteur à eau ordinaire. Elle représente les diverses activités du secteur nucléaire. Les étapes et les niveaux du cycle du combustible varient d'un réacteur à l'autre, mais les principaux éléments restent identiques pour l'ensemble des centrales nucléaires actuelles. Le cycle du combustible d'une centrale nucléaire peut être subdivisé en trois phases principales : l'amont, de l'extraction du minerai d'uranium à la livraison des assemblages combustibles au réacteur ; l'utilisation du combustible dans le réacteur ; et l'aval, depuis le déchargement des assemblages combustibles du réacteur jusqu'au stockage final du combustible usé ou des déchets radioactifs issus du retraitement.

2. Nuclear fuel cycle requirements

2. Besoins du cycle du combustible nucléaire

Table 2.1: Uranium resources (1 000 tonnes U) (a)
Tableau 2.1 : Ressources en uranium (1 000 tonnes d'U) (a)

Region	Région	RAR*	Inferred**	Total
		RRA*	Présumées**	Totales
OECD	OCDE	1 793	688	2 481
NEA	AEN	2 022	982	3 004
World	Monde	3 865	2 277	6 142

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-1.xlsx

Notes

- (a) Data from *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (NEA/IAEA).
 * Reasonably assured resources with recovery costs <USD 130/kgU.
 ** Inferred resources with recovery costs <USD 130/kgU.

Notes

- (a) Données provenant de la publication *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (AEN/IAEA).
 * Ressources raisonnablement assurées récupérables à des coûts inférieurs à 130 USD/kg d'U.
 ** Ressources présumées récupérables à des coûts inférieurs à 130 USD/kg d'U.

Table 2.2: Uranium production (tU/year) (a)
Tableau 2.2 : Production d'uranium (en tonnes d'U par an) (a)

Country	Pays	2016	2017*	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique	15 018	14 090	14 330	14 330	14 330	14 330
Canada	Canada	14 039	13 130	12 330	12 330	12 330	12 330
United States	États-Unis	979	960	2 000	2 000	2 000	2 000
OECD Europe	OCDE Europe	190	117	300	300	300	280
Czech Republic	Rép. tchèque	138	70	50	50	50	30
Finland	Finlande (b)	0	0	250	250	250	250
France	France (c)	3	2	0	0	0	0
Germany	Allemagne (c)	45	40	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	4	5	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	6 313	5 800	6 000	6 000	6 000	6 000
Australia	Australie *	6 313	5 800	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD	OCDE	21 521	20 007	20 630	20 630	20 630	20 610
Argentina	Argentine	0	0	0	0	200	200
Russia	Russie	3 005	2 900	2 780	1 660	1 890	1 800
NEA	AEN	24 526	22 907	23 410	22 290	22 720	22 610
World	Monde	62 071	59 342	67 335	67 955	64 735	56 625

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-2.xlsx

Notes


- (a) Data from *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (NEA/IAEA).
 (b) By-product of nickel production from low-grade, black schist unconventional resource.
 (c) Recovered from environmental clean-up operations.
 * NEA estimate.
 ** Projected production capability of existing and committed production centres supported by RAR and inferred resources with recovery costs <USD 130/kgU.

Notes

- (a) Données provenant de la publication *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (AEN/IAEA).
 (b) Sous-produit du nickel extrait de ressources non conventionnelles de schiste noir à faible teneur.
 (c) Quantités récupérées lors d'opérations d'assainissement.
 * Estimation de l'AEN.
 ** Capacité théorique de production prévue des centres de production existants et commandés alimentés en RRA et en ressources présumées récupérables à des coûts inférieurs à 130 USD/kg d'U.

Table 2.3: Uranium requirements (tU/year)
Tableau 2.3 : Besoins en uranium (en tonnes d'U par an)

Country	Pays	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	29 228	24 781					
Canada	Canada	1 760	1 780 (a)	1 660-1 670	1 660-1 670	1 121-1 150	1 440-1 470	1 560-1 565
Mexico	Mexique	402	0	220-N/A	220-N/A	205-N/A	203-N/A	396-N/A
United States	États-Unis	27 066	23 001 (a)	20 319-20 562	20 319-20 562	13 051-16 367	14 183-19 715	13 448-15 972
OECD Europe	OCDE Europe	15 562	16 635					
Belgium	Belgique	1 305	955	885	885	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	566	432	700-743	700-743	725-730	725-730	725-1 120
Finland	Finlande (b)	433	446 (a)	422-442	422-442	690-760	510-560	510-560
France	France	8 000	8 300	7 500	7 500	N/A-8 000	N/A-8 000	N/A-8 000
Germany	Allemagne	549	1 747 (a)	N/A-1 644	N/A-1 644	0	0	0
Hungary	Hongrie	280	394	324	324	359-587	815	613
Netherlands	Pays-Bas	55	0	0	0	33	65-76	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	321	317	322	322	487	496	493
Slovenia	Slovénie	149	149	119-179	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	1 163	1 291	900-950	900-950	1 150-1 200	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 200	1 200	700-1 200	700-1 200	600-1 100	600-1 100	600-1 100
Switzerland	Suisse	275	161	273-414	273-414	320-355	320-355	170-195
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	1 266	1 243 (a)	1 070-1 310	1 070-1 310	1 847-2 027	2 110-2 592	1 456-1 873
OECD Pacific	OCDE Pacifique	5 091	4 273					
Japan	Japon	1 691	373	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	3 400	3 900	3 800-4 400	3 800-4 400	4 100-4 700	3 400-4 000	3 100-3 700
OECD	OCDE	49 881	45 689					
Argentina	Argentine	122	101	236	236	199-234	199-406	199-429
Romania	Roumanie	230	230	230-240	230-240	230-240	460-480	460-480
Russia	Russie	4 700	4 900	5 000	5 000	5 600	6 700-6 900	6 400-7 000
NEA	AEN	54 933	50 920					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-3.xlsx

Notes


- (a) Provisional data.
 (b) Fennovoima NPP plans to use reprocessed uranium (RepU) for the first ten years of operation (190-220 tU equivalent for the period 2025-2035).
 (c) Including new build projects.
 N/A: Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) La centrale de Fennovoima prévoit d'utiliser de l'uranium de retraitement (RepU) pendant ses 10 premières années d'exploitation (soit l'équivalent de 190-220 t d'U sur la période 2025-2035).
 (c) Y compris projets de nouvelles centrales.
 N/A : Non disponible.

Table 2.4: Conversion capacities (tU/year) (a)
Tableau 2.4 : Capacités de conversion (en tonnes d'U par an) (a)

Country	Pays	From U ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		23 400	22 900	32 300	32 300	32 300	32 300	32 300
Canada	Canada	UF ₆	8 400	7 900	12 500	12 500	12 500	12 500	12 500
		UO ₂			2 800	2 800	2 800	2 800	2 800
		Metal U U métal	0	0	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
United States	États-Unis	(b) UF ₆	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
OECD Europe	OCDE Europe		20 000	20 000	14 000	15 000	15 000	15 000	15 000
France	France	UF ₆	14 000	14 000	14 000	15 000	15 000	15 000	15 000
United Kingdom	Royaume-Uni	(b) UF ₆	6 000	6 000	0	0	0	0	0
OECD	OCDE		43 400	42 900	46 300	47 300	47 300	47 300	47 300
Argentina	Argentine	UF ₆	60	60	60	60	60		
		UO ₂	150	150	150	230	230	230	230
Russia	Russie	* UF ₆	15 000	15 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	AEN		58 610	58 110					

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7416/T2-4.xlsx

Notes


- (a) Nominal capacities and not real productions.
 (b) In January 2017, Converdyn announced that they would reduce the capacity to 7 000 tU/year. In November 2017, Converdyn announced suspension of production at the Metropolis plant.
 (c) Springfield Fuels Ltd's agreement with Cameco terminated; no expected future production.
 * NEA estimate.
 N/A: Not available.

Notes

- (a) Capacités nominales et non productions réelles.
 (b) En janvier 2017, Converdyn a annoncé qu'elle réduirait sa capacité à 7 000 t d'U/an. En novembre 2017, Converdyn a annoncé la suspension de la production de son usine de Metropolis.
 (c) L'accord de Springfield Fuels Ltd avec Cameco a pris fin. Aucune production escomptée à l'avenir.
 * Estimation de l'AEN.
 N/A : Non disponible.

Table 2.5: Conversion requirements (tU/year)
Tableau 2.5 : Besoins de conversion (en tonnes d'U par an)

Country	Pays	From U ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		19 100	20 904	21 716	20 195	17 026	17 571	17 361
Canada	Canada	UO ₂	1 760	1 780 (a)	1 660	1 570	1 125	1 440	1 560
Mexico	Mexique	UF ₆	402	0	220	408	205	203	396
United States	États-Unis	UF ₆	16 938	19 124 (a)	19 836	18 217	15 696	15 928	15 405
OECD Europe	OCDE Europe		16 328	15 093					
Belgium	Belgique	UF ₆	1 300	950	880	855	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF ₆	563	430	739	699	727	727	1 115
Finland	Finlande	UF ₆	433	446	422-432	690-750	690-750	510-560	510-560
France	France	UF ₆	8 600	6 700	7 100	7 400	8 000	8 000	8 000
Germany	Allemagne	UF ₆	549	1 747 (a)	1 644	887	0	0	0
Hungary	Hongrie	UF ₆	367	353	339	354	585	812	611
Netherlands	Pays-Bas	UF ₆	55	0	0	49	33	76	0
Slovak Republic	Rép. slovaque *	UF ₆	320	320	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	UF ₆	186	186	186	186	186	186	186
Spain	Espagne	UF ₆	1 163	1 291	904	1 200	1 200	N/A	N/A
Sweden	Suède	UF ₆	1 200	1 200	1 200	1 100	1 000	1 000	1 000
Switzerland	Suisse	UF ₆	326	227	639	320	320	320	170
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	UF ₆	1 266	1 243 (a)	1 260	1 250	1 505	1 050	710
OECD Pacific	OCDE Pacifique		4 730	5 515					
Japan	Japon	UF ₆	1 430	1 315	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	UF ₆	3 000	3 900	4 000	4 500	4 400	3 700	3 400
		UO ₂	300	300	250	300	300	0	0
OECD	OCDE		40 158	41 512					
Argentina	Argentine	UF ₆	0	0	0	0	11	11-223	11-247
		UO ₂	102	133	196	188-256	188-229	188	188
NEA	AEN		40 260	41 645					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-5.xlsx

Notes


- (a) Provisional data.
(b) Including new build projects.
* Secretariat estimate.
N/A: Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
(b) Y compris projets de nouvelles centrales.
* Estimation du Secrétariat.
N/A : Non disponible.

Table 2.6: Enrichment capacities (tSWU/year)
Tableau 2.6 : Capacités d'enrichissement (en tonnes d'UTS par an)

Country	Pays	Method Méthode	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		4 700	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800
United States	États-Unis	Diffusion	0	0	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	4 700	4 800 (a)	4 800	4 800	4 800	4 800	4 800
		Laser	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	OCDE Europe		22 400	22 400					
France	France	Centrifuge/Centrifugation	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
Netherlands	Pays-Bas	Centrifuge/Centrifugation	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200
United Kingdom	Royaume-Uni	Centrifuge/Centrifugation	4 700	4 700	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique		1 050	1 050					
Japan	Japon	Centrifuge/Centrifugation	1 050	1 050	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	OCDE		28 150	28 250					
Argentina	Argentine	Diffusion	4	4	4	4	4		
Russia	Russie *	Centrifuge/Centrifugation	25 000	25 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	AEN		53 154	53 254					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-6.xlsx

Notes


(a) Preliminary data.
 * NEA estimate.
 N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
 * Estimation de l'AEN.
 N/A : Non disponible.

Table 2.7: Enrichment requirements (tSWU/year)
Tableau 2.7 : Besoins d'enrichissement (en tonnes d'UTS par an)

Country	Pays	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	16 265	12 426	14 678	12 520	13 603	12 490	11 110
Mexico	Mexique	285	0	156	289	145	144	281
United States	États-Unis	15 980	12 426 (a)	14 522	12 231	13 458	12 346	10 829
OECD Europe	OCDE Europe	12 580	12 871					
Belgium	Belgique	1 075	780	740	625	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	411	330	539	519	540	540	820
Finland	Finlande	353	365	347-367	565-615	726-796	591-651	591-651
France	France	6 500	6 000	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500
Germany	Allemagne	499	1 585 (a)	1 492	805	0	0	0
Hungary	Hongrie	274	283	289	324	494	659	474
Netherlands	Pays-Bas	45	70	0	46	27	64	0
Slovak Republic	Rép. slovaque *	279	276	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	106	106	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	983	1 083	764	1 000	1 000	N/A	N/A
Sweden	Suède	916	900	900	825	750	750	750
Switzerland	Suisse	218	186	325	253	253	253	233
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	921	907 (a)	910	900	1 177	1 306	1 036
OECD Pacific	OCDE Pacifique	2 945	4 023					
Japan	Japon	545	1 523	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	2 400	2 500	2 700	3 100	3 000	2 700	2 500
OECD	OCDE	31 790	29 320					
Argentina	Argentine	4	4	3	0-13	6-17	6-142	6-155
NEA	AEN	31 794	29 324					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-7.xlsx

Notes


- (a) Provisional data.
 (b) Including new build projects.
 * Secretariat estimate.
 N/A: Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Y compris projets de nouvelles centrales.
 * Estimation du Secrétariat.
 N/A : Non disponible.

Table 2.8: Fuel fabrication capacities (tonnes HM/year)
Tableau 2.8 : Capacités de fabrication du combustible (en tonnes de ML par an)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		6 560	6 780	8 300	8 300	8 300	8 300	8 300
Canada	Canada	HWR	1 760	1 780	3 300	3 300	3 300	3 300	3 300
United States	États-Unis	LWR	4 800	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
		MOX	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	OCDE Europe		3 685	3 685	3 685	3 695	3 695	3 895	3 655
Belgium	Belgique	PWR	0	0	0	0	0	0	0
France	France	PWR	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
		PWR MOX	195	195	195	195	195	195	195
		FBR MOX	0	0	0	10	10	10	10
Germany	Allemagne (b)	LWR	650	650	650	650	650	650	650
Spain	Espagne	BWR	100	100	100	100	100	100	100
		PWR	300	300	300	300	300	300	300
Sweden	Suède	LWR	600	600	600	600	600	600	600
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	240	240	240	240	240	240	0
		PWR	200	200	200	200	200	400	400
OECD Pacific	OCDE Pacifique		2 824	2 694					
Japan	Japon	PWR	724	724	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	1 000	870	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		P+B MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	PWR	700	700	700	700	1 050	1 050	1 050
		HWR	400	400	400	400	400	400	N/A
OECD	OCDE		13 069	13 159					
Argentina	Argentine	PWR			8	8	50	50	50
		HWR	320	320	320	320	320	320	320
Romania	Roumanie	HWR	250	250	250	250	250	500	500
NEA	AEN		13 639	13 729					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-8.xlsx

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Capacity for conversion of UF₆ to UO₂ powder of 800 tonnes HM/yr.
 N/A: Not available.


Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) La capacité de conversion de l'UF₆ en poudre d'UO₂ est de 800 tonnes de ML/an.
 N/A : Non disponible.

Table 2.9: Fuel fabrication requirements (tonnes HM/year)

Tableau 2.9 : Besoins en matière de fabrication du combustible (en tonnes de ML par an)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		4 180	3 822	3 905	3 601	3 276	3 488	3 543
Canada	Canada	HWR	1 760	1 780 (a)	1 660	1 570	1 125	1 440	1 560
Mexico	Mexique	BWR	0	51	28	52	26	26	50
United States	États-Unis	LWR	2 420	1 991 (a)	2 217	1 979	2 125	2 022	1 933
OECD Europe	OCDE Europe		2 188	2 223					
Belgium	Belgique	PWR	95	92	125	125	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	86	59	81	78	80	80	146
Finland	Finlande	BWR	37	37 (a)	37	37	37	37	37
		PWR	21	21 (a)	20	52-55	75-78	75-78	75-78
France	France	PWR	1 050	960	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
		PWR MOX	120	104	125	125	125	125	125
		FBR MOX	0	0	0	0	0	0	0
Germany	Allemagne	LWR	68	212 (a)	199	107	0	0	0
		LWR MOX	0	7 (a)	0	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	PWR	38	38	38	41	64	87	66
Netherlands	Pays-Bas	PWR	5	10	0	6	5	9	0
		PWR MOX	4	4	4	4	4	0	0
Slovak Republic	Rép. slovaque *	PWR	35	37	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	PWR	15	15	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	0	45	0	0	46	N/A	N/A
		PWR	131	105	102	108	136	N/A	N/A
Sweden	Suède	BWR	122	128	128	128	108	108	108
		PWR	80	80	80	60	60	60	60
Switzerland	Suisse	BWR	30	9	33	22	22	22	22
		PWR	16	29	29	29	29	29	17
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	GCR	196	190 (a)	188	190	90	0	0
		PWR	39	41 (a)	0	0	168	155	163
		BWR	0	0	0	0	80	40	40
OECD Pacific	OCDE Pacifique		851	790					
Japan	Japon	PWR	0	90	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	51	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR+BWR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	PWR	500	450	300	700	700	600	N/A
		HWR	300	250	250	250	250	N/A	N/A
OECD	OCDE		7 219	6 835					
Argentina	Argentine	PWR	0	0	0	0	2	2-23	2-26
		HWR	123	91	226	188-239	188-291	188-191	161-188
Romania	Roumanie	HWR	230	230	230	230	230	460	460
NEA	AEN		7 572	7 156					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-9.xlsx**Notes**


- (a) Provisional data.
(b) Data from 2017 edition of *Nuclear Energy Data*.
(c) Including new build projects.
* Secretariat estimate.
N/A: Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
(b) Données provenant de l'édition 2017 de *Données sur l'énergie nucléaire*.
(c) Y compris projets de nouvelles centrales.
* Estimation du Secrétariat.
N/A : Non disponible.

Table 2.10: Spent fuel storage capacities (tonnes HM) (a)
Tableau 2.10 : Capacités d'entreposage du combustible utilisé (en tonnes de ML) (a)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	71 949	69 302 (b)	69 302	82 074	85 736	94 584	94 584
Mexico	Mexique	LWR	984	984	984	984	984	984	984
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres (c)	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique	LWR	3 830	3 830	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	LWR	4 150	4 150	4 150	4 150	4 150	4 150	5 050
Finland	Finlande	LWR	2 875	2 875	2 875	3 285	3 345	4 275	4 275
France	France	LWR	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000	N/A
Germany	Allemagne	LWR	25 208	25 685 (b)	24 685	24 367	22 370	22 370	N/A
Hungary	Hongrie	LWR	1 412	1 412	1 662	1 662	2 602	2 852	3 125
Italy	Italie	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas	LWR	121	121	121	121	121	121	121
Slovak Republic	Rép. slovaque	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	LWR	596	596	596	596	826	1 056	1 056
Spain	Espagne	LWR	5 531	5 650	5 949	11 213	7 473	8 560	5 531
Sweden	Suède	LWR	8 000	8 000	8 000	8 000	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	524	672	672	750	1 188	2 213	6 482
		GCR	7 378	7 379	7 379	9 379	9 379	9 279	9 249
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon	LWR	20 740	20 830	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		HWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	LWR	10 979	11 024	11 350	12 566	17 067	17 067	17 067
		HWR	9 438	9 438	9 438	12 630	12 630	12 630	12 630
OECD		OCDE							
Argentina	Argentine	LWR					25	25	25
		HWR	6 052	6 250	6 250	6 250	6 907	6 907	6 907
Romania	Roumanie	HWR	2 844	3 074	3 303	3 761	4 907	6 053	7 199
Russia	Russie	LWR	56 856	56 856	57 302	57 525	58 640	59 978	60 870
NEA	AEN								

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-10.xlsx

Notes

- (a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) "Others" includes spent fuel from defence-related activities including naval reactors, research and test reactors (both domestic and foreign) and a high-temperature gas reactor. Approximately 2 100 tHM are from Hanford's N-reactor. Most of the projected 2 400 tHM already exists.

N/A: Not available.


Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) « Autres » comprend le combustible utilisé des activités militaires, dont celui des navires à propulsion nucléaire, des réacteurs de recherche et d'essai (nationaux et étrangers) et d'un réacteur à gaz à haute température. Sur ce total, 2 100 tonnes de ML environ appartiennent au réacteur N de Hanford. La plupart des 2 400 t de ML prévues ont déjà été produites.

N/A : Non disponible.

Table 2.11: Spent fuel arisings and cumulative in storage (a)

Country	Pays	2016		2017		2018	
		Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
OECD America	OCDE Amérique	3 834	130 544	3 834	134 384	4 120	138 505
Canada	Canada	1 721	52 658	1 599	54 263 (b)	1 599	55 862
Mexico	Mexique	26	662	51	713	28	742
United States	États-Unis	2 087	77 224	2 184	79 408 (b)	2 493	81 901
OECD Europe	OCDE Europe						
Belgium	Belgique	96	3 554	96	3 650	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	66	1 917	60	1 977	84	2 061
Finland	Finlande	54	2 105	55 (b)	2 159	57	2 216
France	France	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	67	8 485	215 (b)	8 700 (b)	336	9 036
Hungary	Hongrie	42	1 246	36	1 282	37	1 319
Italy	Italie	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas	8	65	8	52	9	45
Slovak Republic	Rép. slovaque	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	22	470	0	470	22	491
Spain	Espagne	137	4 979	188	5 167	130	5 297
Sweden	Suède	217	6 266	184	6 450	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	22	1 397	22	1 424	16	1 456
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	N/A	N/A	541	3 377	680	3 377
OECD Pacific	OCDE Pacifique	714	30 072	697	30 679		
Japan	Japon	80	14 970	240	15 120	N/A	N/A
Korea	Corée (d)	634	15 102	457	15 559	916	16 475
OECD	OCDE						
Argentina	Argentine (d)	119	4 662	86	4 748	115	4 863
Romania	Roumanie	190	2 810	190	3 027	190	3 217
Russia	Russie	650	21 980	629	22 500	650	23 000
NEA	AEN						

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-11.xlsx

Notes

(a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.

(b) Provisional data.

(c) Including the new build projects.

(d) Including LWR fuel and HWR fuel.

* tHM/a.

** tHM cumulative.

N/A: Not available.

Tableau 2.11 : Quantités de combustible usé déchargées et entreposées (a)


	2020		2025		2030		2035	
	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
	3 482	145 052	3 067	162 079	3 321	178 923	3 498	196 163
	1 068	57 998	1 242	64 208	1 344	70 928	1 442	78 138
	52	819	26	876	26	1 155	50	1 331
	2 362	86 235	1 799	96 995	1 951	106 840	2 006	116 694
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	74	2 212	80	2 607	81	3 008	145	3 473
	90	2 361	113	2 833	131	3 464	92	3 926
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	15 387	N/A	N/A
	211	9 355	0	10 171	0	10 171	0	10 171
	42	1 403	43	1 618	84	2 038	91	2 493
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	8	40	8	40	9	40	0	70
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	15	513	15	585	15	665	15	730
	106	5 553	192	6 422	0	6 717	0	6 717
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	16	1 580	16	1 761	16	2 040	16	2 269
	226	3 116	394	4 545	552	6 040	346	7 133
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	775	18 026	871	22 382	631	25 537	422	27 649
	218	5 280	220	6 337	220	7 435	244	8 646
	190	3 597	190	4 547	380	5 687	380	6 637
	716	23 540	772	25 178	845	26 724	845	29 040

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
(b) Données provisoires.
(c) Y compris projets de nouvelles centrales.
(d) Comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs à eau lourde.
* tonnes de ML par an.
** tonnes de ML cumulées.
N/A : Non disponible.

Table 2.12: Reprocessing capacities (tonnes HM/year)
Tableau 2.12 : Capacités de retraitement (en tonnes de ML par an)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
United States	États-Unis	LWR	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	OCDE Europe		3 800	3 800	3 800	1 700	1 700	1 700	1 700
France	France	LWR	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
United Kingdom	Royaume-Uni	Others	600	600	600	0	0	0	0
		Magnox	1 500	1 500	1 500	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon	LWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	OCDE		3 800	3 800					
Russia	Russie	LWR	400	400	400	400	650	800	1 200
		FBR					6	6	6
NEA	AEN		4 200	4 200					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-12.xlsx

Notes


- (a) "Others" refers to the Thermal Oxide Reprocessing Plant (THORP) in which both LWR and advanced gas-cooled reactor (AGR) fuels can be reprocessed. As of the end of 2015, the THORP facility was used primarily, although not exclusively, for reprocessing AGR fuels.
 N/A: Not available.

Notes

- (a) « Autres » fait référence au Thermal Oxide Reprocessing Plant (THORP) qui peut traiter à la fois les combustibles des réacteurs à eau légère et ceux des réacteurs avancés refroidis au gaz. À la fin de 2015, l'installation THORP était principalement, mais pas exclusivement, utilisée pour le retraitement de combustibles de réacteurs avancés refroidis au gaz.
 N/A : Non disponible.

Table 2.13: Plutonium use (tonnes of total Pu)
Tableau 2.13 : Consommation de plutonium (en tonnes de Pu total)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2016	2017	2018	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
United States	États-Unis	LWR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OECD Europe	OCDE Europe								
Belgium	Belgique	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
France	France	LWR	10.0	10.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
		FBR	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Germany	Allemagne	LWR	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon	LWR	1.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	OCDE								
Russia	Russie	LWR	0.1	0.1	0.1	0.1	1.0	2.0	2.0
		FBR	0.4	0.4	0.4	3.0	3.0	7.0	10.0
NEA	AEN								

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-13.xlsx

Notes


- (a) Preliminary data.
 N/A: Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 N/A : Non disponible.

Table 2.14: Re-enriched tails production (tonnes natural U equivalent)
Tableau 2.14 : Production d'uranium appauvri (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2015	2016	2017	Total to end of 2017	2018 (expected)
		Total à la fin de l'année 2015			Total à la fin de l'année 2017	
OECD America	OCDE Amérique	5 677.8	0	0	5 677.8	0
United States	États-Unis (a)	5 677.8	0	0	5 677.8	0
OECD Europe	OCDE Europe	9 207.0	3 064	3 252	12 459.0	2 997
Netherlands	Pays-Bas	9 207.0	3 064	3 252	12 459.0	2 997
OECD	OCDE	14 884.8	3 064	3 252	18 136.8	2 997

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-14.xlsx

Notes


(a) Data provided by Energy Northwest, owner-operator of the Columbia generating station.

Notes

(a) Données fournies par Energy Northwest, propriétaire exploitant de la centrale de Columbia.

Table 2.15: Re-enriched tails use (tonnes natural U equivalent)
Tableau 2.15 : Consommation d'uranium appauvri (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2015	2016	2017	Total to end of 2017	2018 (expected)
		Total à la fin de l'année 2015			Total à la fin de l'année 2017	
OECD America	OCDE Amérique	1 940	0	0	1 940	0
United States	États-Unis (a)	1 940	0	0	1 940	0
OECD Europe	OCDE Europe	13 816	4 345	4 541	24 212	4 181
Belgium	Belgique (b)	345	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Netherlands	Pays-Bas	9 549	4 145	4 341	19 545	3 981
Sweden	Suède	3 079	200	200	3 479	200
OECD	OCDE	15 756	4 345	4 541	26 152	4 181

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-15.xlsx

Notes

(a) Data provided by Energy Northwest, owner-operator of the Columbia generating station.
 (b) Purchased for subsequent re-enrichment.

Notes

(a) Données fournies par le propriétaire exploitant de la centrale de Columbia, Energy Northwest.
 (b) Acheté pour réenrichissement ultérieur.

Table 2.16: Reprocessed uranium production (tonnes natural U equivalent)
Tableau 2.16 : Production d'uranium de retraitement (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2015	2016	2017	Total to end of 2017	2018 (expected)
		Total à la fin de l'année 2015			Total à la fin de l'année 2017	
OECD Europe	OCDE Europe	35 250	1 080	944	37 274	
France	France (a)	20 250	1 080	944	22 274	1 045
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	15 000	0	0	15 000	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	645	0	0	645	
Japan	Japon	645	0	0	645	N/A
OECD	OCDE	35 895	1 080	944	37 919	

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7416/T2-16.xlsx

Notes

(a) Cumulative in storage.
 (b) Incorrectly reported as total amount of fuel reprocessed (53 819) in previous editions.
 N/A: Not available.


Notes

(a) Quantité entreposée.
 (b) Incorrectement indiqué comme le volume total d'uranium de retraitement (53 819) dans les éditions précédentes.
 N/A: Non disponible.

Table 2.17: Reprocessed uranium use (tonnes natural U equivalent)

Tableau 2.17 : Consommation d'uranium de retraitement (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2015 Total à la fin de l'année 2015	2016	2017	Total to end of 2017 Total à la fin de l'année 2017	2018 (expected) 2018 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	5 300	0	0	5 300	0
Germany	Allemagne	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas	273	0	0	273	41
Sweden	Suède	133	0	0	0	0
Switzerland	Suisse	2 114	161	149	2 424	133
United Kingdom	Royaume-Uni (a)	1 726	0	0	1 726	41
OECD Pacific	OCDE Pacifique	217	0	0	217	
Japan	Japon	217	0	0	217	N/A

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7416/T2-17.xlsx

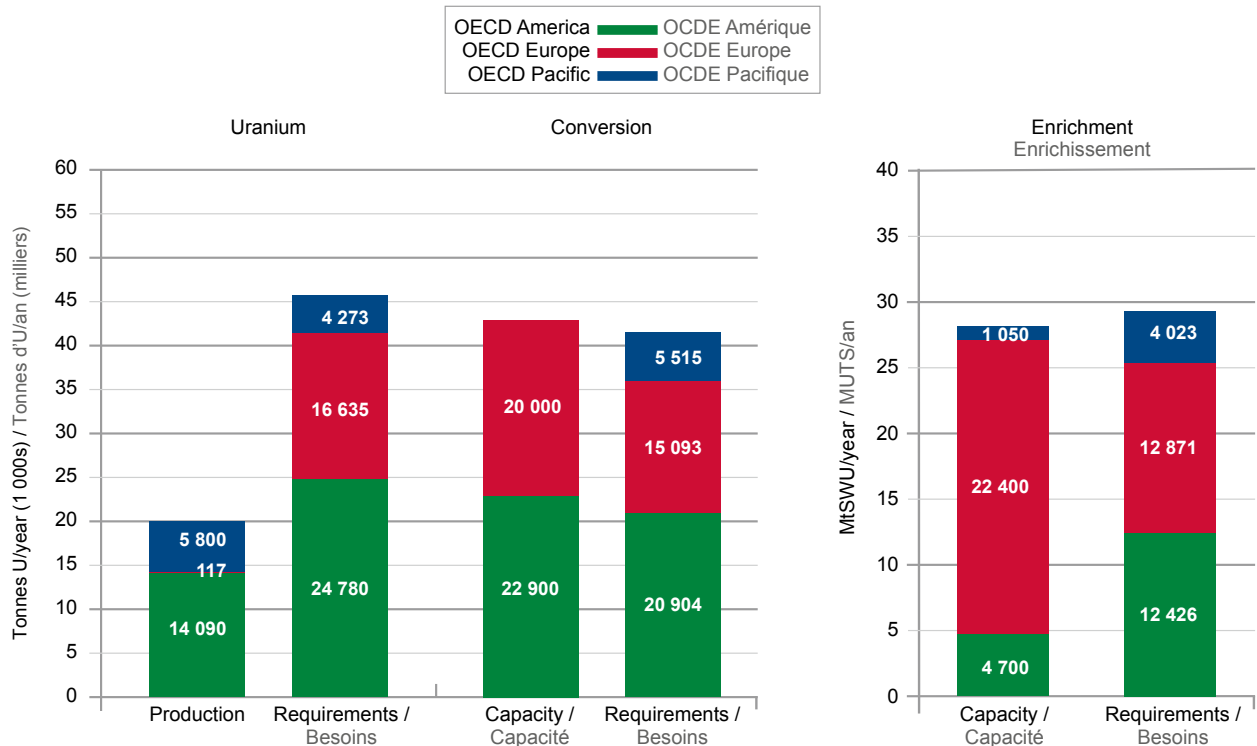
Notes


(a) Incorrectly reported (15 000) in previous editions.
N/A: Not available.

Notes

(a) Incorrectement indiqué (15 000) dans les éditions précédentes.
N/A : Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2018)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1^{er} janvier 2018)

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7416/F2-1.xlsx

3. Country reports

Argentina

During 2017, the third phase of the Life Extension Plan (PLEX) for the Embalse Nuclear Power Plant (NPP) began, and included the replacement of steam generators, pressure pipes, calandrian tubes and feeders, among other main components. The first stage consisted in a state analysis of the plant components. During the second phase, changes were verified and necessary equipment and materials were acquired. PLEX allows the NPP to extend its plant life by another 25 years. In addition, its gross installed capacity will increase to 683 MWe, which translates to an additional 6% generation capacity.

At the beginning of 2017, the IAEA carried out an audit for the construction of an industrial uranium plant, the New Uranium Plant (NPU), which belongs to Dioxitek SA. The audit received positive feedback on its engineering and its alignment to internationally required security standards.

In May 2018, authorities in the nuclear sector received the fundamental components of the electricity generation system for CAREM 25 at the Atucha Complex, and these will become part of its balance of plant (BOP) – a set of facilities and equipment necessary for power generation.

Canada

Uranium

Total Canadian uranium production was 13 130 tU in 2017, approximately 22% of world production. All Canadian production is from high-grade uranium deposits located in northern Saskatchewan.

In 2017, the Cigar Lake mine, operated by Cameco, reached full operating capacity and was the world's largest uranium mine in terms of annual production, with an output of 6 925 tU. All Cigar Lake ore is processed at the McClean Lake mill, which is operated by Orano Canada Inc. (formerly Areva).

Production from the McArthur River mine, operated by Cameco, was 6 156 tU in 2017, a reduction of 11% from 2016 production of 6 945 tU. McArthur River was the world's second largest uranium mine in 2017 in terms of annual production. All McArthur River ore is processed at the Key Lake mill, also operated by Cameco. A small amount of production (48 tU) was obtained from processing Key Lake special waste rock and from processing wastes transported to Key Lake from Cameco's Blind River, Ontario uranium refinery.

The Rabbit Lake mine and mill facility, which is wholly owned and operated by Cameco, has been closed since mid-2016 as a result of low uranium prices. In November 2017, Cameco announced it would suspend operations at the McArthur River mine and Key Lake mill for a period of ten months in 2018 because of continued low uranium prices and excess inventory of uranium concentrates in storage at the mill. Operations are expected to resume after this inventory is depleted.

Nuclear energy development within Canada

Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity sources. In 2016, the most recent year for which data is available, nuclear energy provided 14.7% of Canada's total electricity supply (approximately 57% in the province of Ontario), and will continue to play an important role in achieving Canada's target of reducing greenhouse gas (GHG) emissions to 30% below 2005 levels by 2030.

In June 2017, the House of Commons Standing Committee on Natural Resources tabled a report entitled *The Nuclear Sector at a Crossroads: Fostering Innovation and Energy Security for Canada and the World*. The report found that the nuclear sector in Canada is at a crossroads following the recent restructuring of Atomic Energy Canada Limited and made seven recommendations to advance the viability and competitiveness of Canada's nuclear industry with respect to regulatory and safety practices, research and innovation, leadership in nuclear power generation, and the development and commercialisation of next-generation nuclear technologies. In October, the government of Canada responded to the report agreeing to all of the recommendations.

Atomic Energy of Canada Limited

Atomic Energy of Canada Limited (AECL) is a federal Crown corporation with the mandate to enable nuclear science and technology and fulfil Canada's radioactive waste and decommissioning responsibilities. AECL's Chalk River Laboratories in Ontario is home to Canada's largest research and development (R&D) complex.

Following a multi-year restructuring process, the AECL now delivers on its mandate through a long-term contract with the private sector for the management and operation of its sites, facilities and assets under a government-owned, contractor-operated model. The contractor, Canadian Nuclear Laboratories (CNL), is responsible for the day-to-day management and operation of AECL sites, including the Chalk River Laboratories, Whiteshell Laboratories and the Port Hope Area Initiative Management Office.

On behalf of the government of Canada, the AECL is investing more than CAD 1.2 billion to revitalise the Chalk River Laboratories and build new world-class science facilities. Recent infrastructure investments have included: over CAD 55 million for a new hydrogen lab complex in 2015, a new materials science lab worth over CAD 100 million in 2016, CAD 40 million for a new tritium lab currently in the final commissioning stage and another CAD 190 million directed to other major infrastructure projects that began in 2017.

Small modular reactors (SMRs)

The Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) has been approached by a number of small modular reactor (SMR) vendors to initiate an optional preliminary step before the licensing process, called a vendor design review (VDR). The VDR is completed at a vendor's request and expense to assess their understanding of Canada's regulatory requirements and the acceptability of a proposed design. As of 31 December 2017, eight SMR companies have started the VDR process with the likelihood that others will follow in the near term.

In Canada's October 2017 response to the House of Commons Standing Committee report on Natural Resources (RNNR), the government committed to use its convening power to bring together a dialogue to develop a Canadian roadmap for SMRs. Natural Resources Canada (NRCan) has convened a process to develop a Canadian roadmap for the potential development and deployment of SMRs in Canada. The SMR roadmap was formally announced in February 2018.

The process began with provinces, territories and utilities, and has grown to include all essential enabling partners, including national laboratories, the regulator, the waste management organisation, industry and academia. Demand-side stakeholders have also been engaged, including mining and oil sands industry stakeholders, as well as Indigenous and northern people.

In 2017, the CNL launched a Request For Expressions Of Interest (RFEOI) on SMRs, which formally declares the CNL as "open for business" and seeks to get feedback from the SMR industry on the role that the CNL can play in bringing SMR technology to market. The CNL issued a report summarising the findings, entitled *Perspectives on Canada's SMR Opportunity*. Responses to the report explored the possibilities of SMR technology beyond the generation of electricity, integrating SMRs as part of a more diverse energy strategy, with applications as varied as district heating, co-generation, energy storage, desalination or hydrogen production. The CNL has identified SMRs as one of seven strategic initiatives the company intends to pursue as part of its long-term strategy, with the goal of siting an SMR on its Chalk River site by 2026.

Refurbishments

The Canadian province of Ontario has 18 of Canada's 19 operating nuclear power reactors across three power plants: Pickering, Darlington and Bruce (the largest operating nuclear power plant in the world). Ontario's 2013 Long-Term Energy Plan (LTEP) confirmed the intent to refurbish ten reactors over the 2016-2031 period, including four at Darlington owned and operated by Ontario Power Generation (OPG) and six units at Bruce operated by Bruce Power. These projects, which will enable the plants to operate for an additional 25-30 years, represent a combined investment of approximately CAD 26 billion by OPG and Bruce Power.

The refurbishment of Darlington began with the first reactor in October 2016 and is expected to be completed by 2026. In 2017, the Ontario government confirmed commitment to proceed with the Unit 3 Refurbishment at Darlington. Unit 2 Refurbishment remains on budget and schedule with approximately 50% of the refurbishment completed by the end of 2017. The Bruce refurbishment is expected to begin in 2020.

The Pickering power plant was planned to close in 2020; however, Ontario has approved a proposal to continue operating to 2024, subject to licensing approval by the CNSC. Under the LTEP, nuclear energy is expected to continue to be Ontario's largest source of electricity after refurbishments and the retirement of Pickering.

Decommissioning

On 28 December, 2012, the Gentilly-2 generating station ceased operations. The station has been put in a safe storage state, and in June 2016, the CNSC announced its decision to issue a power reactor decommissioning licence to Hydro-Québec for the facility, valid from 1 July 2016 to 30 June 2026.

In December 2016, the University of Alberta (U of A) submitted an application to the CNSC, to request authorisation for the decommissioning of its SLOWPOKE-2 reactor facility located on the U of A campus in Edmonton, Alberta. The U of A's SLOWPOKE-2 reactor is a 20-kW thermal sealed-container-in-pool type research reactor that has been in operation since 1977. In September 2017, the CNSC approved the application and amended the licence to authorise its decommissioning. The amended licence is valid until 30 June 2023. The U of A intends to decommission the SLOWPOKE-2 reactor facility with the goal of restoring the facility to an end state that would enable the U of A to apply for a licence to abandon the facility and regain its unrestricted use.

In February 2015, the government of Canada announced that the National Research Universal (NRU) reactor will operate until 31 March 2018, at which point it will be put into a safe storage state until decommissioning. The CNL is continuing decommissioning of the Whiteshell Laboratories in Pinawa, Manitoba. The CNL has proposed in situ decommissioning of the WR-1 research reactor at Whiteshell Laboratories, which was shut down in 1985. The CNL has also proposed closure of the Nuclear Power Demonstration facility site, which consists of a shut-down prototype reactor, near Rolphton, Ontario. Project descriptions for both of these initiatives were submitted by the CNL to the Canadian Nuclear Safety Commission, and both proposals require environmental assessments under the Canadian Environmental Assessment Act, 2012.

Nuclear Liability and Compensation Act

The Nuclear Liability and Compensation Act establishes a compensation and liability regime in the unlikely event of a nuclear accident resulting in civil injury and damages. This new law entered into force on 1 January 2017 and replaces the Nuclear Liability Act, legislation which dated back to the early 1970s.

Under the new law, the operator of a nuclear power plant will now be responsible for paying up to CAD 1 billion for civil damages resulting from an accident at that plant. This is a major increase from the CAD 75 million that operators were required to pay under the former law. The CAD 1 billion amount will be phased in from CAD 650 million in 2017 to CAD 1 billion beginning in 2020.

The new legislation allowed Canada to ratify the IAEA Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage on 6 June 2017, and it entered into force for Canada on 4 September 2017. Canada signed the Convention on 3 December 2013.

Nuclear fuel waste

Long-term management of nuclear fuel waste¹ produced in Canada

Canada is progressing towards implementing a plan for long-term management of the nation's nuclear fuel waste.

1. Alternatively referred to as spent fuel, irradiated fuel or used nuclear fuel.

In 2007, the government of Canada selected the Adaptive Phased Management (APM) approach, which involves isolating and containing Canada's nuclear fuel waste in a deep geological repository (DGR), at a suitable site in an informed and willing host community. The Nuclear Waste Management Organisation (NWMO) – established by Canada's nuclear electricity producers pursuant to the 2002 Nuclear Fuel Waste Act – is responsible for implementing the APM approach. As of 31 December 2017, seven communities are currently participating in an NWMO site selection process to determine whether they would like to host a future DGR.

DGR for low- and intermediate-level radioactive waste (LILW)

Through its Crown corporation OPG, the province of Ontario is proposing to site a DGR on the Bruce nuclear site in Kincardine, Ontario. The DGR would be designed to manage OPG LILW waste produced during the operation of the Bruce, Pickering and Darlington nuclear power plants in Ontario.

Prior to making the environmental assessment decision, the Minister of the Environment and Climate Change requested additional information and further studies on the environmental assessment for the DGR project on 18 February 2016. On 28 December 2016, OPG submitted the additional information pertaining to the Minister's request, and following a conformity review, the Canadian Environmental Assessment Agency initiated a public comment and technical review period on additional information from OPG. In August 2017, the Minister of the Environment and Climate Change requested OPG to submit an update on its analysis for the potential cumulative effects of the DGR project on the physical and cultural heritage of local Indigenous communities, the Saugeen Ojibway Nation (SON). The SON will conduct community-based consultation, and provide their findings to OPG, who in turn will report to the minister. The minister will then make a decision on the project.

International activities

Bilateral agreements and initiatives

In 2017, Canada is co-lead with the United States and Japan in preparing a proposal for the “Nuclear Innovation: Clean Energy Future (NICE Future)”, a new initiative under the Clean Energy Ministerial (CEM) to encourage formal discussion between member countries about nuclear energy options for both electric and non-electric applications in integrated clean energy systems of the future. Canada will host the 10th CEM Meeting in 2019, where progress on the NICE Future will be reported.

The CEM is a high-level global forum, composed of 25 member countries and the European Commission, to promote policies, programmes and best practices that will encourage the transition to a global clean energy economy. CEM is based on a distributed leadership approach where any government interested in pursuing a clean energy initiative is encouraged to identify willing partners and go forward with it.

Canada participated in the fifth annual Canada-India Joint Committee Meeting under the Canada-India Nuclear Cooperation Agreement, which was held in Mumbai in November 2017. The Joint Committee serves as a means for Canada and India to deepen co-operation on nuclear energy issues, including through information sharing and planning for engagement on policy issues, R&D and industry co-operation. The sixth annual meeting is expected to take place in the autumn of 2018 in Canada.

The Canadian Nuclear Safety Commission, Canada's independent nuclear regulator, establishes and maintains regulatory co-operation arrangements with its counterparts in other countries to share information and best practices, with a view to further enhancing nuclear safety and security in Canada and abroad. While these arrangements are not legally binding, they nonetheless represent strong commitments by the participating regulatory agencies.

Generation IV International Forum (GIF)

Canada is a member of the Generation IV International Forum (GIF), which enables the co-ordination of advanced nuclear research among major nuclear countries. As part of this initiative, the CNL continues to work towards the development of the supercritical water reactor (SCWR) concept.

In 2017, Canada signed the amendments to the Project Arrangements for Thermal-Hydraulics and Safety as well as Materials and Chemistry of the GIF SCWR System as part of its continued active participation.

Czech Republic

General policy

A parliamentary election was carried out in the Czech Republic, and the elected party, as well as some of the remaining parties, have publicly declared a nuclear-friendly approach.

Nuclear policy

The Ministry of Industry and Trade created three working groups under the Standing Committee for Nuclear Energy. These groups will be responsible for the financial and legal framework, as well as for investment strategies for new builds.

The government of the Czech Republic and the company ČEZ, a. s. are currently analysing the challenges related to possible construction of new nuclear units. These new units could be built at the NPP Dukovany site, while additional new unit(s) could be built at the NPP Temelín site at a later stage.

Nuclear power

In 2017, the State Office for Nuclear Energy approved the long-term operation of NPP Dukovany units 2, 3 and 4. These permissions to operate are not limited in time; however, they include some requirements for further operation (e.g. periodic safety reviews). At NPP Dukovany, a substantial refurbishment of the instrumentation and control (I&C) system was made and a test of the hermetic box fulfilling the function of containment at VVER-440 design was performed.

NPP Temelín reached a new record in annual generation of electricity, with 16.45 TWh, which is more than the previous record in 2012. However, the increase was mainly caused by a shift of planned outage to the year 2018.

A newly established nuclear energy division responsible for activities related to nuclear energy was created within ČEZ, a. s. During 2017, the World Association of Nuclear Operators (WANO) carried out a corporate peer review mission at ČEZ, a. s. headquarters, and at both NPPs, with two strengths identified as an industry benchmark for other utilities: the development of a design authority function and a corporate communication function.

Finland

Teollisuuden Voima Oyj (TVO), a non-listed public limited company, owns and operates two nuclear power plant units, Olkiluoto 1 and 2, and is building a new unit, Olkiluoto 3 in Eurajoki, Finland.

Olkiluoto 1 and 2 have generated electricity for over 35 years. In January 2017, TVO filed an application for the renewal of the operating licence of Olkiluoto 1 and 2 until the end of 2038. TVO is making plant modifications to further improve safety in the possible but unlikely case of an accident situation, where several safety systems would be lost simultaneously. The government will review the application in 2018.

TVO was granted a construction licence for the Olkiluoto 3 (OL3) pressurised water reactor (EPR) in February 2005. The reactor's thermal output will be 4 300 megawatts (MW) and electric output about 1 600 MW. Most of the OL3 construction works for the plant unit have been completed. The installation of the electrical systems, the instrumentation and control system (I&C) and the mechanical systems has also been completed, and the hot functional tests were ongoing in early 2018. In April 2016, TVO filed an application for the OL3 operating licence and the government will review it in 2018. The loading of the nuclear fuel will take place when TVO has the operating licence.

According to the schedule updated by the supplier in October 2017, regular electricity production in the unit will commence in May 2019. The OL3 plant unit was procured as a fixed-price turnkey project from a consortium formed by Areva GmbH, Areva NP SAS and Siemens AG.

In 2007, Fortum Power and Heat Oy (Fortum) received a 20-year operating licence for the two Loviisa pressurised water reactors (PWRs) in operation since 1977 and 1980. Fortum is expecting that both units will have at least a 50-year operational lifetime, extending their service life until the 2030 time frame. Fortum will announce its plans of a possible life extension for the Loviisa plant in the coming years.

Also in 2007, a new company, Fennovoima Oy, initiated a nuclear new build project. This company was created by a consortium of industrial and energy companies with the aim of constructing a new NPP in Finland that could be operational by 2024.

According to the climate and energy strategy adopted by Finland, nuclear power is an option, but the initiatives must come from industry. As stipulated in the Nuclear Energy Act, an environmental impact assessment (EIA) process must be completed before an application for a decision-in-principle (DIP) can be submitted to the government. The TVO and Fortum EIA processes (co-ordinated by the Ministry of Economic Affairs and Employment – MEAE) were completed in 2008 and the Fennovoima process in 2009 and in 2014.

TVO filed its DIP application for the construction of Olkiluoto 4 in April 2008, Fortum for Loviisa 3 in February 2009 and Fennovoima in January 2009. The national nuclear regulator (Radiation and Nuclear Safety Authority – STUK) had no safety-related objections to any of these projects.

The MEAE processed all five DIP applications during 2009-2010 and the government made its decisions in May 2010. The applications by TVO and Fennovoima were approved, whereas the application by Fortum was rejected, following the government's policy to limit the number of new power plant units to two and reflecting on the fact that Fortum is one of TVO's owners.

TVO's Olkiluoto 4 nuclear power unit project proceeded to the bidding phase. On 25 September 2014, the government rejected TVO's application to extend the validity of the DIP and to set a new deadline to submit the construction licence application. TVO stopped the project in spring 2015.

Fennovoima signed a turnkey plant supply contract for the AES-2006-type VVER reactor to Hanhikivi in Pyhäjoki with Rosatom Overseas in December 2013. At the same time, an integrated Fuel Supply Contract was signed with TVEL to cover the first nine operating years, and a shareholders agreement was signed to sell 34% of Fennovoima's shares to Rosatom Overseas.

Because Rosatom was not mentioned as an alternative in Fennovoima's original DIP application, Fennovoima started a new EIA process in autumn 2013 and submitted it in February 2014. In 2016, Fennovoima started the third EIA process, concentrating on its spent fuel handling since there is no specific plan in this regard. It also submitted, in March 2014, a supplement to the DIP, which was approved by the government in September 2014 and ratified by Parliament in December 2014.

Fennovoima submitted the construction licence application to MEAE at the end of June 2015. The preparatory works have started at the Pyhäjoki site. Fennovoima is planning for the government to review the construction licence application in 2019, after STUK has delivered its safety review of the project.

In 2004, Posiva Oy started the construction of the Onkalo underground rock characterisation facility for final disposal of spent nuclear fuel from the Olkiluoto and Loviisa plants. The facility consists of a tunnel and three shafts extending to the disposal depth. According to these plans, the Onkalo tunnel and shafts will be used as access routes to the actual repository. In 2010, the excavation work reached the planned disposal depth, about 420 metres, and the facility was being used for various tests and experiments related to the host rock properties and the planned engineered barrier system.

In December 2012, Posiva submitted a construction licence application to the government for the disposal facility. The facility consists of an encapsulation plant and the underground repository. The government granted the construction licence on 12 November 2015. This is the first construction licence in the world granted to a final repository of spent fuel.

In December 2016, Posiva started the nuclear safety-related excavation works under the construction licence for the final disposal facility for spent nuclear fuel after STUK issued a decision that Posiva is in a position to launch the construction of the final disposal facility. The facility is planned to begin operations in early 2020, but Posiva must have received an operating licence prior to this date.

Posiva Solutions Oy/Ltd, a subsidiary of Posiva, was established in 2016 to focus on the sales of know-how that Posiva has accumulated from its design, research and development activities in the final disposal of spent nuclear fuel, as well as on associated consulting services.

In 2017, Terrafame announced that it could start uranium extraction from the ore produced at its mine (nickel, zinc, copper and cobalt) in the Kainuu region. It submitted an application for uranium exploitation to the government in October 2017, in accordance with the Nuclear Energy Act. The annual production was stated to be 150-250 tons of uranium (yellow cake). The motivation for uranium extraction would be the yellow cake itself, but even more important is the improvement in the quality of the other extraction products of the mine, with nickel sulphide being the most important. The government will review the application in 2018.

France

Political aspects

Update on the French Multiannual Energy Plan

The process to update the Multiannual Energy Plan (MEP) was recently launched by the French government for the period 2018-2028. This prospective document sets the priorities for the evolution of the French energy mix, while taking into account the objectives of the French Energy Transition Law.

A public debate was planned for the first half of 2018 and the publication of the MEP is expected by the end of 2018.

The Energy Transition Law was passed in October 2015 and sets, in particular, the objective of reducing the share of nuclear power in the electricity mix from 75% to 50% by 2025.

In November 2017, however, the Ministerial Council of the French government announced that this goal would be difficult to meet without resorting to new fossil fuel power plants, which would not respect French commitments towards climate change. In the interim, the French government remains committed to diversifying the electricity mix by developing renewable energies. It has also confirmed its ambition to reduce the share of nuclear energy and to discuss the evolution of the electricity mix during the MEP update.

Industrial and technological aspects

Progress with the reshaping of the French nuclear industry

The key steps of the process of reshaping the French nuclear industry have now been achieved, with the recapitalisation of New Areva and the transfer of the reactor business (Areva NP) to EDF, which has become the main shareholder of the corresponding company called Framatome. New Areva's activities are now focused on the fuel cycle and the company has been renamed Orano.

Six EPR reactors are under construction worldwide and their status is as follows:

- Flamanville 3 in France and Olkiluoto 3 in Finland have performed their cold tests. The expected date for fuel loading is the end of 2018.
- Fuel loading for the first EPR in Taishan, China should take place in 2018 and will be quickly followed by the second EPR in 2019.
- The first nuclear safety concrete for the first EPR at Hinkley Point C in the United Kingdom is expected by mid-2019, following extensive ongoing site preparation.

Decisions of the Nuclear Safety Authority (ASN) regarding the EPR reactor vessel anomaly

In June 2017, the ASN presented its conclusions regarding the material anomaly detected in the context of the Flamanville EPR reactor pressure vessel. According to the extensive technical analysis that was carried

out, the ASN considered that the mechanical characteristics of the pressure vessel bottom head and closure head were sustainable with regard to the loads to which these parts would be subjected, especially in accident conditions. However, the current closure head of the reactor vessel would have to be changed in seven years, given the insufficient monitoring possibilities for this part of the reactor.

Moreover, EDF would have to implement additional periodic inspections to ensure that no subsequent flaws appear

The ASN notified EDF of its decision on 10 October 2017 and confirmed that the vessel head and bottom head of the Flamanville 3 EPR reactor vessel were serviceable.

Progress with the deep geological repository project, Cigéo

As part of the licensing process for the start of the project, a “Safety Options File” was submitted by the National Agency for Radioactive Waste Management (ANDRA), and was reviewed by the Radiological Protection and Nuclear Safety Institute (IRSN), the technical support of the ASN. The report sets out the objectives, concepts and principles to ensure the facility’s safety.

In July 2017, the IRSN submitted its conclusions to the ASN and highlighted that the project achieved an overall satisfactory technical maturity at that stage, underlining the substantial design and research undertaken by ANDRA to demonstrate the installation’s safety. However, it raised a question on the adequacy of planning the disposal of existing bituminised waste in the future disposal, as a result of the hazards associated with this waste stream.

R&D

Progress with the Astrid demonstrator project

The Astrid demonstrator project is currently in its basic design phase, which is meant to be completed by the end of 2019. International collaboration on this project have recently been strengthened, most notably with Japan.

A number of technical milestone deliverables have also been completed. For instance, the simulation of a gas power conversion system based on the Brayton Cycle has been greatly improved using the latest version of the Cathare 3 thermal-hydraulic modelling code that integrates the nitrogen real gas state. This design option would eliminate the risk of water-sodium interaction.

Progress with the Jules Horowitz Research Reactor (JHR) project

In parallel to the ongoing construction of the future JHR Material Test Reactor (MTR) at CEA-Cadarache, the French Alternative Energies and Atomic Energy Commission (CEA) is preparing the first joint research programme on innovative fuel and materials with its partners from the JHR International Consortium.

To gather a scientific community around the JHR, pre-JHR joint programmes with the support of operating MTRs are under preparation and applications are being made to both the European Union Framework Programme for Research and Innovation (Horizon 2020) and the NEA joint programme scheme, which will be performed in the next few years with the aim of proceeding with the JHR starting from 2022.

ICERR Affiliates’ agreement extended to three new countries

As part of the IAEA International Centres based on Research Reactors (ICEERs) scheme, the CEA has signed three more agreements with Algeria, Jordan and Indonesia in 2017, for a total of six affiliates (Slovenia, Morocco and Tunisia being the first ones) that are now linked to the CEA under the framework of this IAEA initiative, facilitating access to CEA experimental facilities.

Selection of the CEA’s technology to demonstrate the feasibility of earth decontamination in the Fukushima region

A joint venture between Areva and Atox has been selected by the Japanese Ministry of the Environment in order to demonstrate the feasibility of earth decontamination in the Fukushima region, based on a process

patented by the CEA in 2012. This process was subsequently developed at a technological scale through a collaboration with Areva and Veolia that was financed by the French Strategic Investment Fund (PIA).

Nuclear power economics

Recent publications by the French Nuclear Energy Society

Regarding the role of nuclear energy in the French energy mix, the French Nuclear Energy Society (SFEN) has published a first document highlighting the costs of the existing nuclear fleet. The document shows that at EUR 32-33 per MWh – including refurbishment – nuclear energy will remain the most competitive power source in France for the coming years.

In April, SFEN issued another paper on the future costs of nuclear power, looking at potential improvements that can be done to reduce the investment cost for new reactors. A rough order of magnitude of the potential is about 30%, if a programme of several units is envisioned.

In addition, SFEN has prepared a communication plan and a publication about nuclear scenarios for France based on a European modelling approach that highlights the benefits of nuclear energy compared to renewable energies and the advantages of postponing the reduction of nuclear energy to 50% of the electricity mix.

Germany

Nuclear waste management

Germany's 2015 Programme for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste (National Programme) foresees two disposal facilities for radioactive waste. The Konrad disposal facility, which is in the process of being constructed, has approval of the plan to take in up to 303 000 m³ of radioactive waste with negligible heat generation, originating predominantly from the dismantling of NPPs. In addition, a disposal facility for high-level radioactive waste is to be erected at a site yet to be identified. Fundamental for the National Programme is the principle of disposal as a national responsibility. For this reason, and in accordance with the European Union Council directive 2011/70/Euratom, no agreements will be made between the Federal Republic of Germany and other states that would enable the export of radioactive waste including spent fuel from NPPs for the purpose of disposal outside Germany.

The siting procedure for the high-level radioactive waste disposal facility was laid down in the 2017 amendment of the Site Selection Act, incorporating the recommendations of the German Parliament's Commission on Storage of High-Level Radioactive Waste. The act prescribes an open-ended and unbiased site selection process, starting from a "blank map" of Germany. The goal is to find a disposal site on German territory for domestic high-level radioactive waste that will ensure the best possible safety for a period of one million years in a participative, science-based, transparent, self-critical and learning process.

During the summer of 2016, the Federal Company for Radioactive Waste Disposal (Bundesgesellschaft für Endlagerung, BGE) was founded as a limited liability company in federal ownership. Since April 2017, the BGE is the sole implementer for all disposal projects in Germany, including the site selection process. In parallel, the Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management (Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit, BfE) has taken up its duties as the sole licensing authority for nuclear waste management and the sole supervising authority of the site selection process.

Since October 2016, the National Citizens' Oversight Committee (Nationales Begleitgremium, NBG) has been acting as an independent observer of the site selection process, while also acting as a mediator if conflicts arise. The committee currently consists of six respected notabilities that were elected by Parliament and three members of the public, including one youth representative. These members were selected in a random-based process and appointed by the Federal Minister for the Environment. During 2018, the NBG will reach its intended size of 18 members through the election or appointment of another 9 members.

Redistribution of responsibility for nuclear waste management

On 16 June 2017, the “Reorganising Responsibility for Nuclear Waste Management” Act entered into force. This act implements the recommendations of the Commission to review financing for the phase-out of nuclear energy and introduces a new model for the allocation of responsibilities regarding the decommissioning and dismantling of NPPs and the management of nuclear waste. The new model modifies the existing nuclear liabilities and responsibilities of the NPP operators in Germany, and ensures that the long-term financing of the nuclear phase-out is secured. At the same time, the new model also provides that the companies are in a position to meet their long-term obligations under the Atomic Energy Act without putting their financial stability at risk.

Under the new regulations, the NPP operators continue to bear full responsibility for the decommissioning and dismantling of NPPs. On the other hand, the state bears all operational and financial responsibilities in relation to the storage and disposal of nuclear waste. NPP operators have the obligation to provide the funds for the financing of the storage and disposal of nuclear waste. On 3 July 2017, the NPP operators transferred a total of EUR 24.1 billion to a public law fund established with the entry into force of the Act on the Reorganisation of Responsibility in Nuclear Waste Management. The funds provided by the NPP operators consisted of a so-called basic amount – EUR 17.93 billion in total – and an optional risk premium amounting to a total of EUR 6.21 billion, paid by the NPP operators in order to avoid the obligation of having to provide additional capital to the public fund in the case of unexpected additional costs in the future. The public fund is tasked with investing the capital provided by the NPP operators and with reimbursing the costs incurred by the state in connection with the interim and final storage of nuclear waste.

On 26 June 2017, the German government and the energy utilities operating in Germany signed a contract confirming the division of responsibility laid out in the Act Reorganising Responsibility for Nuclear Waste Management. The contract provides long-term legal certainty for both the Federation and the utilities, and puts an end to a number of legal disputes between energy companies and the state regarding matters linked to nuclear waste management and the nuclear phase-out.

Hungary

Nuclear energy continues to play a central role in Hungary’s energy system and policy for the long term.

MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd

In 2017, the MVM Paks Nuclear Power Plant (Paks NPP) generated a record amount of electricity (16 097.6 GWh), which accounted for 50% of gross electricity generation and 35.7% of domestic electricity consumption.

As a result of the conversion to a 15-month production cycle, unit 2 operated at 100% unit capability factor (UCF), which means a record of 91.9% UCF for plant average. In 2017, the Paks NPP reached an all-time low in the collective dose rate.

At the end of 2017, the Hungarian Atomic Energy Authority granted a licence for the lifetime extension of the last (fourth) unit by 20 years, and thus the unit will continue producing electricity until 2037. This extension has also meant the end of the one-and-a-half-decade plant upgrade process, which ensured that the technologies of the power plant are of a new, state-of-the-art generation.

Paks II. Nuclear Power Plant Private Limited Company (Paks II. Ltd)

The Paks II project is in Phase 1 (prior to the first concrete of the basement of reactor island No. 5 being poured). The milestones of 2017 were the following:

- The Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA) issued the site licence for the Paks II project company.
- The competent authority issued the legally binding environmental licence.

- János Süli, Minister without portfolio – responsible for the planning, construction and commissioning of the two new blocks at the Paks Nuclear Power Plant – was nominated.
- The preliminary water permit was issued, and the preliminary connection licence of the Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority is in the process of being issued.

International Agreements

The Ministry of National Development of Hungary signed a Memorandum of Understanding with the Atomic Energy Organization of Iran in April 2017 that serves as a framework for future co-operation on education, training, research and development in the peaceful uses of nuclear energy.

Japan

The Japanese electricity market was deregulated in April 2016 at the distribution level, and the Revised Electricity Business Act 2015 requires legal separation of generation from transmission and distribution by April 2020. As the first step towards market reform, the Organization for Cross-Regional Coordination of Transmission Operators was set up in April 2015 to assess generation adequacy and to ensure that adequate transmission capacity is available. Before liberalisation, in September 2015, the Electricity Market Surveillance Commission (EMSC) was established as the regulatory authority for electricity under the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI).

The Strategic Energy Plan of Japan was revised in July 2018 and stated that “On the premise that safety comes before everything else and that every possible effort is made to resolve the people’s concerns, judgement as to whether nuclear power plants meet the new regulatory requirements will be left to the Nuclear Regulation Authority (NRA) and in case that the NRA confirms the conformity of nuclear power plants with the new regulatory requirements, which are of the most stringent level in the world, the Japanese government will follow the NRA’s judgement and will proceed with the restart of the nuclear power plants.” Additionally, the plan also strengthens measures for the steady realisation of the 2030 energy mix set in 2015, which calls for nuclear energy to account for 20-22% of power generation in 2030. Actually, this energy mix is consistent with the reduction target submitted as nationally determined contribution (NDC) for COP21 to reduce GHG emissions by 26% from 2013 to 2030 (as of July 2018).

In accordance with the principles set up in the Strategic Energy Plan, four nuclear reactors are in operation as of December 2017. Two nuclear reactors, Sendai 1 and Sendai 2, were restarted in August and October 2015, respectively, for the first time since the new regulation had taken effect after the Fukushima Daiichi nuclear accident. These were followed by Takahama 3 and Takahama 4 in January and February 2016, respectively. In March 2016, a district court injunction then forced the operator to shut down the Takahama units, but in March 2017 the Osaka High Court revoked the decision and the reactors were restarted in June and May 2017, respectively. Ikata 3 nuclear reactor was restarted in August 2016, but in December 2017, the Hiroshima High Court ordered the reactor to be temporarily shut down until September 2018 (Hiroshima High Court revoked the order in September 2018). In addition, the NRA granted permission for changes in reactor installation of Genkai 3 and Genkai 4 in January 2017 and of Ohi 3 and Ohi 4 in May 2017.

Japan is also taking all necessary measures and promoting related research and development to ensure nuclear non-proliferation and strengthen nuclear security in light of international developments.

The Japanese government is taking thorough measures to minimise the risk of accidents, considering the experience and lessons learnt from the Tokyo Electric Power Company’s (TEPCO’s) Fukushima Daiichi nuclear accident.

As a first step towards realising the final disposal of high-level radioactive waste, in July 2017 the Japanese government published the “Nationwide Map of Scientific Features”. The map shows Japan’s scientific features (e.g. volcanic activity, faulting and mineral resources), which are necessary to consider in order to identify regions suitable for geological disposal of high-level radioactive waste.

Korea

Nuclear policy on energy transition

An energy transition policy was announced in October 2017, outlining a long-term fading out of nuclear power. The new policy also stipulates that coal power plants over 30 years of age should be shut down and that the share of renewable energy should be expanded to 20% of total electricity generation by 2030.

The ongoing construction of Shin-Kori units 5 and 6 was highlighted during the public debate on nuclear energy in 2017. In July, the government launched an ad hoc committee to gather public opinions on the fate of the NPP construction projects that are already 30% complete. After three months of committee activities, including surveying public opinions and selecting citizen jurors, the committee made the recommendation to the government to resume the construction of Shin-Kori 5 and 6. Four hundred and seventy-one civilian jurors voted and 59.5% supported resuming construction while 40.5% opposed it.

Korea nevertheless maintains activities to further international collaboration in order to promote the peaceful uses of nuclear science and technology. The government actively supports the transfer of Korea's technology to other countries in accordance with the global non-proliferation framework. The exportation of nuclear technology covers advanced power reactors, small modular reactors (SMRs) and diverse applications.

Nuclear power plant status

The total number of power plants in operation in Korea has reached 24, with an installed capacity of 22.5 GWe, accounting for 30.3% of the country's total generating capacity in 2017. Five nuclear power plants are currently under construction, and the earliest grid connection of Shin-Kori unit 4 is expected to occur in September 2018.

The first nuclear power plant in Korea, the 580 megawatt Kori unit 1, was permanently shut down in June 2017. It began commercial operation in April 1978, and its first life extension was approved in 2007.

Nuclear safety and regulation

Coinciding with the permanent shutdown of Kori unit 1 in June 2017, the Nuclear Safety and Security Commission (NSSC) developed regulatory guides for safety reviews and inspections, and prepared regulations for decommissioning preparation activities during transition periods.

As a follow-up action from the earthquake in Gyeong-ju in 2016, 23 anti-seismic measures, including the enhancement of the earthquake response system, were established. A total of 10 measures have been completed and 13 more will be carried out by 2021.

In response to concerns over the high regional density of NPPs, the NSSC is making an effort to enhance the response capability for simultaneous accidents at multiple units through a probabilistic approach. A multi-unit probabilistic risk assessment (PSA) R&D programme for the development of a regulatory framework for on-site risk was also launched.

Radioactive waste management

As a follow-up to the Basic Plan for Low-and-Intermediate Level Radioactive Waste (LILW) Management and the Basic Plan for High-Level Radioactive Waste (HLW) Management, which were established in 2015 and in 2016 respectively by the Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), a mid- and long-term strategic plan for R&D on radioactive waste management was set up in February 2017 in order to develop the technologies required to carry out radioactive waste management projects.

Since the first LILW disposal facility started its operation in 2015, approximately 19 624 drums (200 litres in size) have been accepted and about 12 457 drums have been disposed of.

Mexico

Legal framework

The current Energy Policy confirms the nation's ownership of hydrocarbons in the subsoil and ensures state strategic guidance for hydrocarbon and electric power industries through stronger regulatory bodies and mechanisms. These mechanisms allow private investment and association in the exploration and extraction of hydrocarbons, their transport, storage and treatment, as well as generation and commercialisation in the electric power industry, with the exception of nuclear power generation.

The state promotes the protection of the environment through sustainability principles, the use of renewables and cleaner fuels, as well as measures to reduce polluting emissions from the electric power industry.

Power generation and distribution is ensured by the National Electric System Development Program (PRODESEN) 2017-2031, in terms of the efficiency, quality, sustainability of electricity and the energy security of the country. In order to satisfy the demand for clean energy, PRODESEN also outlines the diversification of the energy matrix, in which nuclear power has a relevant share. In recent years, the Laguna Verde Nuclear Power Plant has taken part in the Clean Energy Certificates (CEL) scheme, an innovative instrument to integrate clean energies into power generation at lower costs and develop investment in clean electricity generation.

Moreover, on 7 December 2017, the Mexican Senate approved the accession to the Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management, which entered into force on 17 May 2018. The instrument will strengthen the safe management of spent fuel from nuclear power generation and radioactive waste from research, medical or industrial facilities.

Operation of the Laguna Verde reactors

The 18th refuelling outage of unit 1 took place in the summer of 2017 over a period of 48 days. The 15th refuelling outage of unit 2 took place in the autumn of 2017 over a period of 43 days.

Licence renewal

Laguna Verde NPP unit 1 went into commercial operation in 1990 and unit 2 followed in 1995. Both units were originally licensed for 30 years of operation. In 2015, an application for a licence renewal of both Laguna Verde units – allowing an extension of their operation for a further 30 years – was therefore submitted to the Mexican Regulatory Authority.

Spent fuel storage

An independent spent fuel storage installation (ISFSI), with a capacity of 11 523 fuel assemblies generated during the estimated 60-year extended lifetime of the plant, has been constructed on the Laguna Verde site and is in the final stages of the licensing process. It is expected that the operation licence for the ISFSI will be granted in 2018, and plans are underway to move the irradiated fuel from the spent fuel pools of both units.

The Netherlands

Nearly seven months after elections on 15 March 2017 in the Netherlands, a new government was formed after the leaders of the four parties agreed on a centre-right policy programme. The Prime Minister, Mark Rutte, presented a four-party coalition to Members of Parliament on 9 October 2017, 208 days after the liberal People's Party for Freedom and Democracy (VVD) party won the March elections. The new coalition consists of the liberal party VVD, the Democrats 66 (D66) liberals and two Christian parties: the Christian Democratic Appeal (CDA) and the Christian Union. The new cabinet took office on 26 October 2017.

The coalition agreement is ambitious and “green” when considered from the perspective of the climate and energy programme. The aim is to reach a CO₂ reduction of 49% by 2030. Rutte III will shape the transition by inter alia closing down coal-fired power plants (before 2030), introducing a carbon tax in the electricity sector and reducing the demand for gas, while focusing on electric transport, investment in sustainable wind and solar energy and the capture and storage of CO₂. The cabinet will aim to reach a climate and energy agreement with stakeholders in civil society regarding additional measures to be taken and introduce a climate law. Although energy and climate change are central topics in the coalition agreement (and the central aim of CO₂ reduction), there is no mention of the role of nuclear energy in the Netherlands or of the ownership of URENCO.

Poland

There is no commercial use of nuclear power in Poland to date. The research reactor, Maria, also used for the production of medical radioisotopes and operated in Otwock-Swierk (National Centre for Nuclear Research), is the only operating nuclear facility in the country.

The legal framework for the development of nuclear power in Poland consists of two main laws:

- the Atomic Law with its implementing regulations substantially amended in 2011 and 2014;
- the Law on the preparation and implementation of investments on nuclear facilities and accompanying investments, which entered into force on 1 July 2011 (Nuclear investment Act).

The Polish Nuclear Power Programme, adopted in January 2014 by the Council of Ministers, is a strategic document, which presents the roles and responsibilities of the institutions responsible for the implementation of the programme and covers issues related to nuclear safety and radiological protection. It includes a detailed scope of activities to be undertaken for the safe use of nuclear power in Poland and sets a timetable for the construction of two NPPs, and the preparation of the regulatory and organisational infrastructure for these investments.

The programme adopted in January 2014 envisages the construction of two nuclear power plants with a combined capacity of 6 000 MWe (net), producing about 50 TWh of electricity per year, which will translate into annual savings in the range of at least 36 million tonnes of CO₂ and 24% of the current CO₂ annual emission level in the Polish electricity generation sector. The programme is currently subject to review and update.

Responsibility for the plant’s construction rests with PGE EJ 1 Sp. z o.o. The company is responsible for investment preparations, site characterisation work and receipt of all relevant decisions, licences and permits required for NPP construction in Poland.

PGE EJ 1 Sp. z o.o. is proceeding with site surveys in two locations placed close to the Baltic coast – Zarnowiec and Lubiatowo/Kopalino. Site surveys are expected to be finalised in 2020.

In parallel to the large-scale nuclear power programme, work is ongoing to assess the feasibility of the commercial use of high-temperature reactors (HTR) for heat production. The Advisory Committee for High Temperature Reactors issued its report in September 2017, which includes recommendations for the Minister of Energy on the possibilities of implementing HTR technology in Poland.

Romania

Between 2026 and 2028, Cernavoda NPP unit 1 will be shut down for a period of approximately 2 years in order to allow the continuation of operation for another 30-year life cycle.

Starting around 2022, the construction of units 3 and 4 of Cernavoda NPP will begin, with a completion deadline set for 2028.

Russia

The State Program on the Development of Russian Nuclear Power Generation Complex (the Development Program) – the latest version of which was approved by government resolution no. 344-11 of 28 March 2017 – outlines the continued construction of nuclear power units in Russia. The plan for future NPPs in Russia has been set out by Government Order of the Russian Federation no. 1634-r of 1 August 2016. The list of NPPs scheduled for construction until 2030 includes 11 new power units.

The most significant events of 2017 were:

- Novovoronezh NPP-2 (unit 1 – VVER-1200) started commercial operation.
- A physical start-up took place at Rostov NPP (unit 4 – VVER-1000) and Leningrad NPP-2 (unit 1 – VVER-1200).

In addition, the following investment projects are in active stages of implementation:

- Novovoronezh NPP-2 (unit 2 – VVER-1200) and Leningrad NPP-2 (unit 2 – VVER-1200) are being completed.
- The main stage of construction of Kursk NPP-2 (units 1 and 2 – VVER-1200) has begun.
- The floating combined heat and power (CHP) nuclear station was completed.

Complex works for the extension of the operational life of the Balakovo NPP (unit 2 – VVER-1000) were completed. The operating licence for the additional period has been obtained.

Rostechнадзор has granted permission to increase the nominal thermal power of reactors by 104% in the pilot operation mode for unit 3 of the Rostov NPP and in the industrial operation mode for units 1 and 2 of the Kalinin NPP.

Spent nuclear fuel (SNF) management

Centralised SNF storage is being provided at two sites: Mining and Chemical Combine (MCC) and PA Mayak.

PA Mayak has started reprocessing VVER-1000 SNF (in addition to VVER-440, BN-600, RR SNF and others).

The MCC “wet” storage facility for VVER-1000 SNF has been operational since 1986. Its reconstruction was completed in 2011, providing an enhanced level of safety (with a new system for emergency cooling and spraying, a smoke exhaust system, and efforts to manage beyond-design-basis accidents/“crash-tests” and enhanced seismic resistance). The first section of a “dry” storage facility at MCC was commissioned in 2012 (the dry storage facility for RBMK-1000 SNF). In 2016, the second section of the dry storage facility designed for VVER-1000 and RBMK-1000 SNF was commissioned.

In 2016, a licence was granted to operate the first start-up complex of the SNF reprocessing pilot-demonstration center (PDC) at the MCC site. An R&D programme aimed at elaborating innovative SNF reprocessing technologies has been launched. Construction of the second PDC section with a design capacity of 250 tons of SNF per year is underway. It is scheduled to be completed in 2020.

Spain

Spanish policy

The Spanish government plans to approve a Comprehensive Energy and Climate Plan that will fix the energy mix in order to comply with the European commitments regarding climate change. To that end, in July 2017, the government created a commission of experts on energy transition, which issued a report in March 2018 on various scenarios possible for energy transition. The plan will set the contribution of each source of energy to the energy mix, including nuclear energy. The aim is to guarantee the competitiveness of the economy, economic growth, job creation and environmental sustainability.

Nuclear capacity and electricity generation

At present, Spain has five NPPs with seven power reactors in operation and three shutdown reactors. The operating reactors are Almaraz I and II, Ascó I and II, Cofrentes, Trillo and Vandellós II. The shutdown reactors are José Cabrera (since 2006), Vandellós I (since 1990) and Santa María de Garoña (since 2013).

In 2017, the net nuclear electricity capacity (7.1 GWe) represented a share of 7% of the total net capacity and the net electricity generated was 55 609 GWh, representing 21.2% of total production. The Spanish nuclear fleet has demonstrated overall good performance, providing a time availability factor of 91.32% and an unplanned capability loss factor of 2.35%.

In 2017, the Santa María de Garoña NPP definitively ceased operations, after the Ministerial Order ETU/754/2017 was issued on 1 August. In May 2014, the licence holder had applied for a renewal of the operating licence until 2031. Despite the favourable report by the Nuclear Safety Council in February 2017, the renewal was denied by the aforementioned Order of 1 August. This Order considers that the plant is no longer necessary for the supply of electrical energy in accordance with security of supply, and the environmental and price conditions deemed appropriate by the Spanish government in the exercise of its planning responsibility.

Front end of the fuel cycle

In 2017, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured 737 fuel assemblies containing 292.8 tU. Out of this total, 371 fuel assemblies containing 156.9 tU were exported to Belgium, France and Germany, representing 54% of the total production. Acquisitions of uranium concentrates were from Australia (20.1%), Namibia (14.6%), Niger (34.6%), Russia (25.1%) and Uzbekistan (5.7%).

Back end of the fuel cycle

The main activities affecting the back end of the fuel cycle in 2017 continued to be focused on the licensing process of the Centralised Temporary Storage Facility (CTSf) for spent fuel (SF) and high-level waste (HLW) in Villar de Cañas (province of Cuenca).

According to the Regulation on Nuclear and Radioactive Facilities, licensing starts with preliminary and construction authorisations. In January 2014, the National Company for Radioactive Waste (Enresa) submitted an application for these authorisations to the Ministry of Industry, Energy and Tourism. Previously, in August 2013, Enresa had submitted an application to initiate the required environmental impact assessment to the Ministry of Agriculture and Fisheries, Food and Environment. Meanwhile, works related to the engineering and technical aspects are in progress. The CTSf is tentatively expected to start operation in 2024.

Currently, additional SF storage facilities in three NPPs are in operation: Trillo, José Cabrera (in the dismantling phase) and Ascó. New installations of this type at the Garoña and Almaraz NPPs are both under construction and additional one is planned at the Cofrentes NPP.

El Cabril, the facility for the management and disposal of low- and intermediate-level waste (LILW), continued routine operation in 2017. As of 31 December 2017, the inventory of radioactive waste disposed of in the facility amounted to 33 000 m³.

The El Cabril facility has a dedicated very low-level waste (VLLW) disposal area, consisting of two constructed cells, which entered into operation in 2008 and 2016. Another two cells are already authorised, and thus the four cells would complete the authorised capacity of 130 000 m³. As of 31 December 2017, 13 253 m³ had been disposed of in the facility.

Sweden

Policy changes

The tax on thermal capacity was SEK 14 440 per MW per month during 2016, which is approximately SEK 0.07-0.08 per kWh. After the 2016 energy agreement, the tax on thermal capacity was reduced to SEK 1 500 from 1 July 2017 and then removed from 1 January 2018. The current charge for the nuclear waste fund (2015-2017) is approximately SEK 0.04 per kWh.

Status update on nuclear power reactors

- Ringhals: In the spring of 2015, the owner decided that two of two of the Ringhals' reactors, R1 and R2, would not continue operation for 50 years. During the summer, it was decided to limit investment and exit from already planned investment. On 15 October 2015, a decision was made for R1 and R2 to be closed prematurely. This decision means that Ringhals 2 is to be taken out of service in 2019 and Ringhals 1 in 2020.

For the remaining reactors, R3 and R4, the plans remain to continue operation for at least 60 years. A decision to invest in independent core cooling was made in 2017.

- Oskarshamn: In June 2015, the owner took a policy decision to prematurely close two of the three reactors in Oskarshamn, O1 and O2. On 14 October, this decision was confirmed.

When the decision was made, the O2 reactor was in revision for major modernisation work. The decision meant that ongoing investments in O2 were interrupted and that the plant would not be restarted. O2 is thus already out of service.

On 16 February 2016, a decision was made to take O1 out of service and the reactor was shut down in June 2017.

For the remaining reactor, O3, the plan to operate for at least 60 years still holds. A decision to invest in independent core cooling was made in 2017.

- Forsmark: A decision to invest in independent core cooling in the three reactors at Forsmark was made in June 2016.

Switzerland

On 21 May 2017, a public referendum was organised on the new Energy Strategy 2050. The majority of the public voted to implement the new Energy Strategy. On 1 January 2018, the new Energy Act entered into force. The new legislation will fundamentally change the energy landscape in Switzerland.

Under the new law, no permits for the construction of new NPPs or any basic changes to existing NPPs will be delivered. The existing NPPs may remain in operation for as long as they are declared safe by the Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI), the entity that decides whether conditions for safe operation are being met. ENSI is an independent authority of the Confederation. The Mühleberg NPP will be permanently shut down by December 2019, for economic reasons.

In 2003, the Parliament passed a moratorium on the export of spent fuel rods for the purposes of reprocessing. This law was in force until June 2016. Under the new legislation, the export of spent fuel rods for reprocessing has been banned indefinitely.

Turkey

There are three ongoing NPP projects in Turkey. The first project is the Akkuyu Project. According to the Intergovernmental Agreement (IGA) signed with Russia on 12 May 2010, the Russian state-owned nuclear company Rosatom will undertake to build, own and operate four units of VVER-1200-type reactors at the

Akkuyu site in the city of Mersin. The total installed capacity of the plant is 4 800 MWe and the lifetime of each unit is 60 years. It is expected that the first unit of the plant will be in operation in 2023 and the remaining units will be in operation at one-year intervals thereafter.

A project company, Akkuyu Nuclear Joint-Stock Company (AJSC), was established in the context of the Akkuyu Project on 13 December 2010 in Ankara. The site of the plant was licensed in 1976 and the Akkuyu site with the existing site licence was allocated to the AJSC. The AJSC then started site investigations at the plant site to update site characteristics and parameters. The AJSC submitted the Site Parameters Report (SPR) on 9 February 2017 to the Turkish Atomic Energy Authority (TAEK). On 3 March 2017, the AJSC applied to TAEK for a construction licence for the Akkuyu NPP unit 1. TAEK gave a Limited Work Permit (LWP) to AJSC on 20 October 2017. On 30 March 2018, the AJSC obtained a construction licence, and on 3 April 2018, it formally launched the construction of the first unit of Akkuyu NPP, with the first concrete pouring.

Furthermore, AJSC submitted the Environmental Impact Assessment (EIA) Report to the Ministry of Environment and Urbanism (MoEU) on 6 December 2013. An affirmative decision was given on 1 December 2014. The AJSC then obtained an Electricity Generation Licence (EGL) for 49 years from the Energy Market Regulatory Authority (EMRA) on 15 June 2017. On 30 December 2017, the AJSC and the state-owned Turkish Electricity Wholesale and Contracting Company (TETAS) signed a power purchase agreement (PPA).

The second NPP project (the Sinop Project) is being conducted by a Turkish-French-Japanese Consortium (TFJ-C), which consists of the French company ENGIE (known as GDF Suez prior to April 2015), the Japanese companies Mitsubishi Heavy Industries (MHI) and ITOCHU, and the state-owned Turkish Electricity Generation Company (EUAS).

According to the IGA signed with Japan on 3 May 2013, a project company to be established by TFJ-C will construct and operate 4 units of the ATMEA-1-type reactor in the Sinop Province. The total capacity of the plant is to be 4 480 MWe and the total lifetime of each unit is to be 60 years.

Feasibility studies are ongoing for verification of site suitability and development of a financial scheme for the Sinop Project. It is expected that feasibility studies will be completed by the end of 2018. After this feasibility study, the Sinop Project Company (SPC) will be established. Moreover, the EUAS International Incorporated Cell Company (EUAS ICC) was established in 2016 as an international nuclear private company of the EUAS, and it will have up to a 49% share in the SPC on behalf of EUAS.

It is expected that the first two units of Sinop NPP will be in operation consecutively in 2025 and 2026 and the remaining units by 2030.

Site selection studies are ongoing for the third nuclear power plant project. The project will include four units and the EUAS will also have a share in the project company, similar to the Sinop Project. A site selection study will be followed by the initiation of a feasibility study for the project.

United Kingdom

The UK government's policy towards nuclear energy remains unchanged since the last report was issued in 2017. The UK government recognises the importance of nuclear for delivering decarbonisation and energy security. New nuclear power is being delivered and planned, with the backdrop of much of the current fleet being planned to close in the following decade. The UK government is also preparing for its exit from the EU and from the Euratom Treaty.

Arrangements are being put into place to set up a domestic nuclear safeguards regime to enable the United Kingdom to meet international safeguards and nuclear non-proliferation obligations that will take effect once Euratom arrangements no longer apply to the United Kingdom. The Nuclear Safeguards Bill, which is currently making its way through Parliament, enables the UK to set up such a domestic safeguards regime.

The domestic safeguards regime – to be overseen by the Office for Nuclear Regulation (ONR) – will exceed what is required to meet future international safeguards obligations, and will be robust and as comprehensive as that currently provided for by Euratom. On 19 January 2018, the government published pre-consultation draft regulations to underpin the Nuclear Safeguards Bill and a first technical workshop

with operators was held on these regulations on 9 February 2018. A formal consultation will take place this summer.

The UK government has started the process of seeking International Atomic Energy Agency (IAEA) approval of the UK's Voluntary Offer Agreement and Additional Protocol with the IAEA.

Future development of nuclear energy in the United Kingdom

In the upcoming decades, the current fleet of UK NPPs will be shut down, with the first units expected to come offline in 2023 and the last currently expected (barring lifetime extensions) to come offline in 2035. As part of its overall energy policy, the government has welcomed industry to come forward with plans for new NPPs. Current plans to develop new nuclear power at six sites in the United Kingdom are set out below:

- EDF and CGN (as the NNB Generation Company [NNBG]) are currently constructing two EPRs at Hinkley Point C (3.2 GW).
- EDF and CGN have plans for an additional two EPRs at Sizewell (3.2 GW). The two companies also intend to deploy HPR1000 technology at Bradwell.
- Horizon Nuclear Power, owned by Japan's Hitachi-GE Nuclear Energy Ltd, has proposed to build two advanced boiling water reactors (ABWRs) at each of its sites in Wylfa and Oldbury (2.7 GW each).
- NuGen, owned by Japan's Toshiba, has proposed to build up to 3.8 GW of nuclear power generation at the Moorside site near Sellafield. In December 2017, it was announced that KEPCO had been chosen by Toshiba as the "preferred bidder" to acquire NuGen.

In March 2017, the ONR also gave consent to begin the construction of the Hinkley Point C NPP, including the structural concrete placement. In January 2017, UK HPR1000 of General Nuclear System Ltd. began the generic design assessment (GDA) process. In March 2017, Westinghouse's AP1000 reactor design completed the GDA and was confirmed as suitable for construction in the United Kingdom. In December 2017, Hitachi-GE's UK advanced boiling water reactor (UK ABWR) cleared the GDA process.

Waste management and decommissioning

In January 2018, as the next step following the publication of the Implementing Geological Disposal White Paper in 2014, two consultations were launched in parallel by the government. The consultation on the National Policy Statement (NPS) for geological disposal infrastructure creates a clear route for future planning decisions for a geological disposal facility (GDF) and for deep boreholes that are necessary to characterise potential GDF sites. The NPS will be subjected to parliamentary scrutiny before it can be designated. The "Working with Communities" consultation is about how communities should be engaged and represented in the consent-based process of finding a site for a GDF. Both consultations closed on 19 April, and responses are currently being analysed. Formal responses will then be issued in due course. The formal process of engagement with communities can only start once the "Working with Communities" policy has been finalised.

Some aspects of the radioactive waste management policy are devolved to the national administrations of Northern Ireland, Scotland and Wales.

In May 2015, the Welsh government adopted geological disposal as its policy for the long-term management of higher activity radioactive waste (HAW), joining the UK government-led programme together with the Northern Ireland administration. The Welsh government considers that geological disposal can only be delivered in Wales if a community is willing to host a GDF, and in December 2015 issued a further policy statement setting down outline arrangements for working with potential volunteer host communities. A further Welsh government consultation about detailed proposals for working with communities that might wish to discuss the possibility of hosting a GDF concluded in April 2018. Responses to this consultation will be considered before a further policy statement is issued later in the year.

The Scottish government is responsible for radioactive substance regulation in Scotland, and for the policy for radioactive waste management. Scotland has a separate policy for HAW from that of England and Wales. The Scottish government policy is that the long-term management of HAW should be in near-

surface facilities. Facilities should be located as near to the site where the waste is produced as possible and be subject to robust regulatory requirements.

The Scottish government has made clear that it will not grant planning consent to any forthcoming proposal to build new NPPs in Scotland under current technologies, although it recognises that lifetime extensions for the pre-existing operational power plants could help maintain security of supply while the transition to renewable and alternative thermal generation takes place.

Decommissioning and clean-up of the UK's civil nuclear legacy in a safe, secure and cost effective manner that minimises environmental impact and the burden on taxpayers is a national priority. The Nuclear Decommissioning Authority (NDA), a non-departmental public body, is the body tasked by the UK government with the decommissioning and clean-up of 17 sites that represent the UK's civil nuclear legacy. The importance of the task is reflected in the NDA's funding, which has remained at approximately GBP 3 billion per year.

Key progress and achievements recently made across the NDA estate include:

Sellafield

Legacy ponds and silos

- Pile Fuel Cladding Silo: cutting into the silo is now complete, marking a major irreversible step in the process to open and retrieve the waste material.
- Pile Fuel Storage Pond: the entire bulk fuel stocks have been removed from the pond, resulting in a 70% reduction in its radioactivity content. Radioactive sludge removal is underway.
- First Generation Magnox Storage Pond: removal of fuel bulk sludge retrievals is underway.
- Magnox Swarf Storage Silo (MSSS): the first of the three silo emptying plant machines has been installed on the top of the silos, and work on another is commencing eight months ahead of schedule. A better understanding of the evolution of the waste types in MSSS, as a result of scientific studies, has resulted in an acceleration of when waste retrievals can begin.

Other key achievements

- Evaporator D: the newest plant at Sellafield has now entered into operation. It will play an important role in reducing the stocks of highly active liquors which will arise from the post-operational clean out of reprocessing facilities.

Dounreay

- Nearly half of the nuclear materials that are part of the site's "exotics" inventory have been removed. The target is to have the remainder of the inventory removed from the site by the end of December 2018.

Magnox

- The Bradwell site has completed its fuel element debris (FED) treatment programme, which marks a significant step in progressing the site towards its care and maintenance phase, which it is expected to reach by the end of 2018.
- Specialist divers have been deployed at Dungeness A and Sizewell A to remove radioactive waste from the former spent fuel ponds.

Low-level waste repository (LLWR)

- The LLWR continues to maintain good performance for LLW disposals at the site while also supporting the government and the NDA's national programme for LLW, which enables LLW to be managed and disposed of through alternative routes. This disposal through alternative routes has resulted in an 85% reduction of LLW being sent to the LLWR in 2017.

United States

Nuclear power plants in the United States represent approximately one-quarter of the world's nuclear power capacity. As of 31 December 2017, the United States operated 99 light water reactors (the same as at the end of 2016) with a combined net capacity of 99.56 gigawatts electric (GWe). Data are preliminary and include the electric power sector only. In 2017, US reactors generated 20.05% of total utility-scale electricity while comprising 9.27% of total US electric capacity.

In 2017, US nuclear power plants generated 804.95 net terawatt-hours (TWh) of electricity of the total electricity generation of 4 014.80 TWh based on preliminary data from the US Energy Information Administration (EIA). Data include only the electric power sector. For more than a decade, the nuclear share of total generation has remained relatively constant as recent permanent shutdowns have been offset by increased performance (capacity factors) and uprates.

The following paragraphs describe current conditions in the United States related to nuclear power and uranium.

- **New builds** – Two Westinghouse AP1000 pressurised light water reactors (Vogtle 3 & 4) are being constructed in the state of Georgia, with completion scheduled for 2021 and 2022. In December 2017, following the bankruptcy of the original builder (i.e. Westinghouse) the Georgia Public Service Commission approved continuation of the construction. Bechtel Corporation, a global construction firm, was selected by Georgia Power to complete the construction.
- **Cancelled Projects** – On 17 August 2017, the South Carolina Electric & Gas Company officially notified the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) that the construction project to build two Westinghouse AP1000 reactors at the VC Summer nuclear power plant in South Carolina was terminated. The reasons cited include rising costs, decreasing electricity demand, construction delays and the bankruptcy of Westinghouse, the lead contractor for the project and the designer of the reactors.
- **Combined Licences (COL)** – As of 31 December 2017, of the 18 COL applications submitted to the NRC, 8 have been issued licences for construction and operation, 8 have been withdrawn and 2 have been suspended. The Vogtle 3 & 4 project, currently under construction, was issued a COL in 2012. The VC Summer project was also issued a COL in 2012, which remains active despite the termination of the construction project. The NRC issued a COL for Fermi 3 (ESBWR design) in 2015. In 2016, COLs were issued for South Texas Project units 3 & 4 (ABWR), Levy Nuclear Plant 1 & 2 (AP1000) and William States Lee III 1 & 2 (AP1000). The NRC issued a COL for North Anna 3 (ESBWR) in May 2017 and for Turkey Point units 6 and 7 (ESBWR) in April 2018. However, no construction announcements have been made for these six licences.
- **Licence renewals** – The NRC is authorised to issue operating licences for commercial nuclear power plants for an initial operating period of 40 years and subsequent operating periods of 20 years. As of 31 December 2017, the NRC had granted licence renewals to 89 of the 99 operating reactors in the United States and is reviewing licence renewal applications for an additional 5 reactors. Extending operations from 60 to 80 years requires a subsequent licence renewal (SLR), and the NRC is in the process of reviewing one SLR application for two reactors and anticipates three additional SLR applications by 2021 for six additional reactors.
- **State-level price support legislation** – In response to local electricity market conditions, the state governments of Illinois and New York have passed price support legislation in the form of zero-emission credits (ZEC) for NPPs experiencing unprofitable electricity market conditions in their jurisdictions. These ongoing market conditions are primarily a result of historical and low, local electricity prices due to a significant increase in the availability of low-cost natural gas, flat demand growth, grid congestion and the increased use of renewables, namely photovoltaic (PV) solar and wind. These price support programmes expire in approximately 10 to 12 years. Together, these state supports are applicable to approximately 6.4 GWe of US nuclear generating capacity. In 2017 and 2018, Connecticut continued to move forward with steps that would enable its Millstone nuclear power plant to compete with renewables in a state auction. In 2018, the state of New Jersey passed a ZEC bill providing up to USD 300 million annually for unprofitable nuclear power plants. Unlike the

Illinois and New York ZEC supports, the New Jersey ZEC support has no expiration date. Other states, including Connecticut, Pennsylvania and Ohio, are also considering similar legislation to support financially at-risk NPPs.

- **Production tax credits** – In 2018, the US President signed into law the Bipartisan Budget Act of 2018 (HR 1892), which extended and modified the existing production tax credit (PTC) for new nuclear power. The existing PTC, established under the 2005 Energy Policy Act, allowed for up to 6 GWe of newly-deployed nuclear power capacity entering service before the original cut-off date of 31 December 2020 to earn a non-escalating 1.8 cents per kilowatt-hour tax credit for eight years. The new law, which extends the PTC indefinitely and allows for the transfer of PTC to credit partners, benefits the current construction of two AP1000 reactors at the Vogtle nuclear plant in Georgia. This PTC extension also benefits future US nuclear power projects including SMRs. The credit remains capped at the first 6 GWe of deployed nuclear power capacity.
- **Plant closings** – Nine NPPs, operating twelve reactors and totalling 11.1 GWe have announced plans to permanently shut down their reactors because of economic and environmental issues. Six reactors, totalling 4.8 GWe, are scheduled to go offline by the end of 2020. Low electricity prices in merchant wholesale electric power markets continue to create financial challenges, primarily for smaller, single-reactor plants.
- **Power uprates** – As of 31 December 2017, the US nuclear power fleet has increased its capacity by 7.7 GWe through 158 power uprates approved through the NRC since the first uprate was approved in 1977. Power uprates are implemented to increase reactor capacity by increasing the maximum power level at which a nuclear reactor may operate. The three types of uprates are measurement uncertainty recapture (improved power measurement), stretch (within design power increases), and extended (modifications to operate above initial design conditions). In 2017, the NRC authorised six uprates (15.8 MWe). In April 2018, an uprate of 0.530 MWe was authorised for the Hope Creek Nuclear Generating Station in New Jersey. No additional uprate applications are currently under review or expected in 2018. The NRC anticipates receiving four additional power uprate applications through 2020 for a total of 60 MWe.
- **Spent fuel and high-level waste management** – As of 31 December 2017, the United States did not have a nuclear waste policy that defines a national strategy for the spent nuclear fuel currently located at storage installations adjacent to operating and shut down nuclear power plants. In 2008, the US Department of Energy (DOE) submitted a licence application to the NRC for authorisation to construct a high-level waste (HLW) geological repository at Yucca Mountain, Nevada, initially approved by Congress in 2002. The Yucca Mountain geological repository programme was cancelled in 2011. On a parallel path, the DOE has begun to implement a consent-based process to select and evaluate sites and licence facilities, reversing previous efforts to select an HLW repository based predominantly on engineering studies. As of 10 August 2017, the NRC reported 75 licensed independent spent fuel storage installations (ISFSI) operating in 34 states – 60 are operating under general licences, 11 are operating under site-specific licences, and 4 are operating under both general and site-specific licences. One plant is currently pursuing a general licence, two sites are pursuing a future specific licence, and three plants have not announced their spent fuel storage intentions.
- **Uranium transfers** – In April 2017, the US administration issued a determination that reduced the amount of uranium the DOE can transfer in 2017 and beyond, lowering the limit for both transferred natural uranium and low-enriched uranium. The determination permits the DOE to continue making uranium transfers to support ongoing clean-up work at the Portsmouth Gaseous Diffusion Plant in Ohio, while also reducing the total amount of those transfers per year from 1 600 metric tonnes of uranium (tU) to 1 200 tU. According to the determination, transfers include natural uranium (NU), low-enriched uranium (LEU), and depleted uranium (DU) in the form of uranium hexafluoride UF₆. As of 31 December 2016, the inventory was estimated at 300 000 metric tonnes of uranium (MTU). In May 2015, the previous determination set transfer limits at 2 500 tU in 2015 and 2 100 tU in subsequent years. The next determination is required in 2019.
- **Uranium requirements** – Annual uranium requirements for the United States for 2017 to 2035 are projected to decrease from 23 001 tU in 2017 to 15 972 tU in 2035 (high nuclear case). This projected decrease is based on the possibility of additional nuclear electric power plant retirements under

market conditions that may continue to be unfavourable for a significant portion of the existing nuclear power plants when fully considering fixed and growing operating costs, including capital investments for major replacement items such as steam generators. No assumptions are made about future state or federal policy changes such as price supports or carbon emission constraints that could reduce the rate of decrease in uranium demand in the United States.

- Uranium production** – According to the EIA 2017 *Domestic Uranium Production Report*, US uranium mines produced 442 tU in 2017, 55% less than in 2016. Six in situ leach (ISL) mining operations produced solutions containing uranium in 2017, two fewer than in 2016. Total production of US uranium concentrate in 2017 was 940 tU, 16% less than the 1 122 tU produced in 2016, from seven facilities: one conventional mill in Utah (White Mesa mill) and six ISL plants in Nebraska and Wyoming (Crow Butte Operation, Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Ross CPP, Smith Ranch-Highland Operation and Willow Creek Project). Five fully-permitted ISL mines and a number of conventional underground mines on the Colorado Plateau were on standby status. One underground mine in Arizona (Canyon) was under construction. By the end of 2017, only two ISL mines – Lost Creek and Nichols Ranch, both in Wyoming – were actively developing new well fields. The other ISL mines had suspended development, and the PineNut mine that produced to the end of 2015 was in the closure/remediation process. The White Mesa mill was the only operating conventional mill in the United States. Two additional conventional mills, the Shootaring Canyon mill in Utah and Sweetwater mill in Wyoming, are on standby status. Production from White Mesa during 2017 was from by-product material. The slowdown in uranium production in the United States during 2017 can be attributed to prolonged low uranium prices and the relatively high cost of producing uranium from developed mines. At the end of 2017, the White Mesa mill was operating with a capacity of 2 000 short tons of material per day. The Shootaring Canyon Uranium Mill and the Sweetwater Uranium Project were on standby with a total capacity of 3 750 short tons of material per day. One mill is planned for Colorado (Pinon Ridge Mill), and one heap leach plant is planned for Wyoming (Sheep Mountain).
- Uranium conversion** – The United States has one uranium conversion plant, operated by ConverDyn, Inc., located in Metropolis, Illinois. In November 2017, Honeywell announced that it would temporarily idle production of UF₆ at the ConverDyn facility citing global oversupply. The company also stated that it plans to restart production once market conditions improve. Honeywell is in the process of renewing its operating licence with the NRC, maintaining its production capacity at approximately 15 000 metric tonnes per year of UF₆. In addition to domestic capability, Australia, Canada, Kazakhstan, Namibia, Russia and Uzbekistan are major sources of US concentrate imports.
- Uranium enrichment** – As of 31 December 2017, the URENCO USA centrifuge facility in New Mexico, which commenced operations in June 2010, was operating at a capacity of 4.8 million separative work units (SWU) from 63 production cascades. According to URENCO USA, which is the only operational enrichment facility in the United States, current uranium enrichment market conditions no longer support investing in Phase 4 of its capacity expansion project. Phase 3 is scheduled to be completed by 2022 for a total of 72 cascades. In November 2012, URENCO USA submitted a licence amendment request to the NRC to increase its enrichment capacity to 10 million SWU, and in March 2015, the NRC approved the request. Although the NRC has licensed facilities with an aggregated capacity of 23.6 million SWU, the future of additional enrichment capacity remains uncertain and is expected to progress at a pace consistent with enrichment market conditions and uranium pricing. In the interim, additional enrichment services will continue to be imported from facilities in Germany, the Netherlands, Russia, the United Kingdom and elsewhere. While new US enrichment facilities are licensed, constructed and operated to produce US-origin LEU, secondary sources of enrichment, such as the Centrus Energy Corporation (Centrus) contract with Techsnabexport (TENEX), will play an important role in the United States. The 2011 Centrus-TENEX contract that was extended in 2015 will provide LEU through 2026. Centrus exchanges LEU for high-enriched uranium (HEU) that is downblended to fabricate fuel.
- Re-enriched tails** – the DOE and the Bonneville Power Administration initiated a pilot project to re-enrich a portion of the DOE tails inventory. This project produced approximately 1 940 tonnes of LEU between 2005 and 2006 for use by Energy Northwest's 1 190 MWe Columbia Generating Station between 2007 and 2015. In mid-2012, Energy Northwest and USEC Inc., in conjunction with the DOE,

developed a new plan to re-enrich a portion of high-assay tails from the DOE. In 2013, the project produced approximately 3 738 tonnes of NU, which will be used over the next ten years to fuel Energy Northwest and Tennessee Valley Authority (TVA) reactors.

- **Fuel fabrication** – Three companies fabricate nuclear fuel in the United States for light water reactors (LWR): Westinghouse Electric Co. in Columbia, South Carolina; Global Nuclear Fuel-Americas, Ltd in Wilmington, North Carolina; and Framatome (formerly Areva NP Inc.) in Richland, Washington. All three fabricators supply fuel for US boiling water reactors (BWR); Areva NP Inc. and Westinghouse Electric Co. also supply fuel for US pressurised water reactors (PWR). Collectively, these companies can fabricate 5 000 tU of fuel annually.

3. Rapports par pays

Allemagne

Gestion des déchets nucléaires

Le programme allemand de 2015 pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (le Programme national) prévoit la construction de deux centres de stockage des déchets radioactifs. L'installation de stockage de Konrad, en cours de construction, bénéficie d'une approbation pour stocker jusqu'à 303 000 m³ de déchets radioactifs faiblement exothermiques, provenant majoritairement du démantèlement de centrales nucléaires. Par ailleurs, une installation de stockage des déchets de haute activité doit être construite sur un site qui reste à identifier. Le Programme national se fonde sur le principe selon lequel le stockage des déchets est une responsabilité nationale. C'est pourquoi il a été décidé, en conformité avec la directive 2011/70/EURATOM du Conseil de l'Union européenne, qu'aucun accord ne serait conclu entre la République fédérale d'Allemagne et d'autres États en vue d'autoriser l'exportation de déchets radioactifs, y compris du combustible usé des centrales nucléaires, à des fins de stockage en dehors du pays.

La procédure d'identification d'un site destiné à abriter l'installation de stockage des déchets radioactifs de haute activité est exposée dans l'amendement de 2017 à la loi relative à la sélection d'un site de stockage, qui intègre les recommandations de la Commission parlementaire sur le stockage des déchets de haute activité. Ce texte fixe un processus ouvert et impartial de choix d'un site, sur la base d'une « carte blanche » de l'Allemagne. Le but est de s'appuyer sur un processus participatif, transparent, objectif, étayé scientifiquement et fondé sur l'apprentissage afin d'identifier, sur le territoire allemand, un site de stockage des déchets radioactifs de haute activité produits dans le pays, lequel devra garantir les plus hauts niveaux de sûreté pendant une période d'un million d'années.

À l'été 2016 a été constituée l'Agence fédérale chargée du stockage des déchets radioactifs (Bundesgesellschaft für Endlagerung – BGE), une société à responsabilité limitée dont le seul actionnaire est l'État fédéral. Elle est, depuis avril 2017, la seule autorité responsable de la mise en œuvre de tous les projets de stockage en Allemagne, y compris du processus de sélection d'un site. En parallèle, l'Office fédéral chargé de la sûreté de la gestion des déchets nucléaires (Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit – BfE) est officiellement devenu la seule autorité responsable de la délivrance des autorisations pour la gestion des déchets radioactifs et l'unique organe de supervision du processus de sélection d'un site.

Depuis octobre 2016, le Comité national de suivi (Nationales Begleitgremium – NBG) assume le rôle d'observateur indépendant du processus de sélection d'un site et pourra intervenir en tant que médiateur en cas de litige. Il se compose actuellement de six personnalités respectées élues par le Parlement et de trois membres du public, dont un représentant de la jeunesse, qui ont été sélectionnés dans le cadre d'un processus aléatoire et nommés par le ministre fédéral de l'Environnement. En 2018, le Comité atteindra son plein effectif, soit 18 membres, avec l'élection ou la nomination de 9 membres supplémentaires.

Redistribution des responsabilités en matière de gestion des déchets nucléaires

Le 16 juin 2017 est entrée en vigueur la loi visant à réorganiser les responsabilités en matière de gestion des déchets nucléaires. Elle met en œuvre les recommandations de la Commission quant au réexamen du financement de la sortie du nucléaire et instaure un nouveau modèle d'attribution des responsabilités en matière de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets radioactifs. Ce nouveau modèle modifie les actuelles responsabilités opérationnelles et juridiques des exploitants de centrales allemandes et assure le financement à long terme du programme de sortie du nucléaire. Dans le même temps, il prévoit que les entreprises devront pouvoir satisfaire à leurs obligations à long terme découlant de la loi sur l'énergie atomique sans mettre en danger leur stabilité financière.

Selon cette nouvelle réglementation, les exploitants de centrales nucléaires continuent d'assumer l'entière responsabilité du démantèlement des centrales nucléaires. En revanche, c'est à l'État qu'incombe la responsabilité opérationnelle et financière de l'entreposage et du stockage des déchets radioactifs. Les exploitants des centrales sont tenus d'apporter les fonds nécessaires au financement de l'entreposage et du stockage des déchets. Le 3 juillet 2017, ils ont ainsi transféré au total 24,1 milliards EUR vers un fonds public créé lors de l'entrée en vigueur de la loi sur la réorganisation des responsabilités en matière de gestion des déchets nucléaires. Ces fonds correspondent à un montant dit « de base » – de 17,93 milliards EUR au total –, auquel s'ajoute une prime de risque facultative de 6,21 milliards EUR acquittée par les exploitants pour éviter de devoir verser à l'avenir, au fonds public, des sommes supplémentaires pour couvrir d'éventuels coûts imprévus. Le fonds public est chargé d'investir les sommes versées par les exploitants et de rembourser à l'État les coûts qu'il aura encourus au titre de l'entreposage et du stockage des déchets radioactifs.

Le 26 juin 2017, le gouvernement allemand et les acteurs du secteur de l'énergie ont signé un contrat confirmant la division des responsabilités prévue dans la loi sur la réorganisation des responsabilités en matière de gestion des déchets nucléaires. Ce contrat offre une sécurité juridique à long terme tant à l'État fédéral qu'aux acteurs énergétiques, et met un terme à un certain nombre de litiges entre les fournisseurs d'énergie et l'État sur des sujets liés à la gestion des déchets radioactifs et la sortie du nucléaire.

Argentine

En 2017, a démarré la troisième phase du plan de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire d'Embalse. Cette phase comprend le remplacement des générateurs de vapeur, des tuyauteries sous pression, des tubes de la calandre et des tuyauteries d'alimentation, entre autres composants principaux. La première phase avait été l'analyse de l'état des composants. La deuxième phase avait consisté à vérifier les modifications et à acquérir les équipements et matériels requis. Ce plan de prolongation vise à ce que la centrale puisse produire de l'électricité pendant 25 années supplémentaires. De plus, sa puissance installée brute sera portée à 683 MWe, soit une augmentation de 6 %.

Au début de 2017, l'AIEA a conduit un audit en vue de la construction d'une usine de traitement de l'uranium, Nueva Planta de procesamiento de Uranio (NPU), par son propriétaire, l'entreprise Dioxitek SA. L'audit a donné lieu à des retours d'information positifs s'agissant de l'ingénierie et du respect des normes internationales de sécurité nucléaire.

En mai 2018, les autorités chargées du nucléaire ont reçu les composants fondamentaux du réacteur CAREM 25 qui doit être construit sur le site d'Atucha. Ces composants sont destinés à l'îlot conventionnel de la centrale – un ensemble d'installations et d'équipements indispensables à la production de l'électricité.

Canada

Uranium

En 2017, le Canada a produit 13 130 tonnes d'uranium (t d'U), soit environ 22 % de la production mondiale. L'intégralité du minerai canadien est issue de gisements d'uranium à forte teneur situés dans le nord de la Saskatchewan.

En 2017, la mine de Cigar Lake, exploitée par Cameco, a atteint sa pleine capacité ; avec 6 925 tonnes d'uranium, elle est devenue le premier gisement d'uranium du monde en termes de production annuelle. Le minerai extrait de la mine de Cigar Lake est intégralement traité dans l'usine de McClean Lake, exploitée par Orano Canada Inc. (anciennement Areva).

La production de la mine de McArthur River, exploitée par Cameco, était de 6 156 t d'U en 2017, contre 6 945 t d'U en 2016, soit une baisse de 11 %. McArthur River était en 2017 le deuxième gisement d'uranium du monde en termes de production annuelle. L'ensemble du minerai qui en est extrait est traité dans l'usine de Key Lake, également exploitée par Cameco. Une petite partie de la production (48 t d'U) est issue du traitement de stériles minéralisés de Key Lake et de déchets transportés à Key Lake depuis l'usine de raffinage d'uranium de Blind River, en Ontario, là encore détenue par Cameco.

La production de la mine et de l'usine de Rabbit Lake, détenues à 100 % et exploitées par Cameco, a été suspendue mi-2016, en raison de la faiblesse du cours de l'uranium. En novembre 2017, Cameco a annoncé son intention de suspendre l'exploitation de la mine de McArthur River et de l'usine de Key Lake pour une période de dix mois en 2018, du fait à la fois de la faiblesse persistante du cours de l'uranium et de stocks excédentaires de concentrés d'uranium conservés dans l'usine. Les opérations devraient reprendre une fois que ces stocks seront épuisés.

Développement de l'énergie nucléaire au Canada

Le nucléaire constitue un pan important du parc électrique du Canada : en 2016, l'année la plus récente pour laquelle on dispose de données, il représentait 14,7 % de l'offre totale d'électricité du pays (environ 57 % de celle de la province de l'Ontario). Qui plus est, le nucléaire continuera de jouer un rôle majeur dans la réalisation de l'objectif du Canada, qui est de réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 30 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 2005.

En juin 2017, le Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes a déposé un rapport intitulé *Le secteur nucléaire à la croisée des chemins : favoriser l'innovation et la sécurité énergétique pour le Canada et le monde*. Ce rapport révèle que le secteur nucléaire est à un tournant, avec la restructuration récente d'Énergie atomique du Canada limitée, et formule sept recommandations pour assurer la viabilité et la compétitivité du nucléaire canadien, notamment dans les domaines suivants : les pratiques de réglementation et de sûreté, la recherche et l'innovation, le rôle de premier plan que peut jouer le Canada en matière de production nucléaire d'électricité, ainsi que le développement et la commercialisation de technologies nucléaires de la prochaine génération. En octobre, le gouvernement du Canada a répondu au rapport et accepté l'ensemble des recommandations qu'il contient.

Énergie atomique du Canada limitée

Énergie atomique du Canada limitée (EACL) est une société publique fédérale ayant pour mission de soutenir la science et la technologie nucléaires et de s'acquitter des responsabilités du Canada en matière de démantèlement des installations et de gestion des déchets radioactifs. Ses laboratoires de Chalk River (Ontario) abritent le plus important complexe de recherche-développement (R-D) du pays.

Après plusieurs années de restructuration, EACL remplit aujourd'hui sa mission dans le cadre d'une entente contractuelle à long terme conclue avec le secteur privé pour la gestion et l'exploitation de ses sites, installations et actifs selon le modèle d'organisme gouvernemental exploité par un entrepreneur (OGEE). Ce rôle d'entrepreneur est assuré par les Laboratoires nucléaires canadiens (LNC), responsables de la gestion et de l'exploitation courantes des sites d'EACL, dont les laboratoires de Chalk River, ceux de Whiteshell, ainsi que le Bureau de gestion de l'initiative de la région de Port Hope.

EACL est par ailleurs mandatée par le gouvernement fédéral pour investir plus de 1,2 milliard CAD afin de revitaliser les laboratoires de Chalk River et construire de nouvelles installations scientifiques de calibre mondial. Ces dernières années, les investissements ont porté sur diverses infrastructures, dont un laboratoire de recherche sur l'hydrogène pour plus de 55 millions CAD en 2015 et un nouveau laboratoire de recherche sur les matériaux pour plus de 100 millions CAD en 2016. En outre, un laboratoire de recherche sur le tritium d'un coût de 40 millions CAD est mis en service, tandis que 190 millions CAD sont investis dans d'importants projets d'infrastructure lancés en 2017.

Petits réacteurs modulaires

Plusieurs fournisseurs de petits réacteurs modulaires (*small modular reactors* – SMR) ont sollicité de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) un examen préliminaire facultatif en amont de la procédure d'autorisation, appelé « examen de la conception du fournisseur préalable à l'autorisation ». Cet examen, réalisé à la demande et aux frais des fournisseurs, vise à évaluer l'acceptabilité de la conception d'un réacteur nucléaire au regard des exigences de la réglementation canadienne. Au 31 décembre 2017, huit fournisseurs de SMR avaient déposé une demande d'examen ; d'autres devraient suivre sous peu.

Dans sa réponse d'octobre 2017 au rapport du Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes, le gouvernement s'est engagé à utiliser son pouvoir de mobilisation pour amorcer un dialogue en vue d'élaborer une feuille de route canadienne pour le développement de SMR. De ce fait,

Ressources naturelles Canada (RNGan) a convenu d'une procédure de formulation d'une feuille de route en faveur de la mise au point et du déploiement potentiels de SMR au Canada. Cette feuille de route a été annoncée officiellement en février 2018.

Lancé avec les provinces, les territoires et les services publics de distribution d'énergie, le processus a ensuite été élargi à l'ensemble des partenaires clés, notamment les laboratoires nationaux, l'autorité de sûreté nucléaire, le gestionnaire des déchets, les industriels et les universitaires. Les parties prenantes du côté de la demande ont également été mises à contribution, notamment les acteurs du secteur minier et de l'extraction des sables bitumineux, ainsi que les peuples autochtones et les résidents du Nord.

En 2017, les LNC ont lancé une demande d'expression d'intérêt (DEI) sur les petits réacteurs modulaires, dans laquelle ils se déclaraient officiellement « ouverts à des discussions » et sollicitaient la contribution des acteurs du secteur des SMR sur le rôle que les Laboratoires peuvent jouer dans la mise sur le marché de cette technologie. À partir des avis recueillis, ils ont rédigé, un rapport de synthèse intitulé *Perspectives des réacteurs modulaires de petite taille au Canada*. Les répondants ont étudié les possibilités offertes par la technologie des SMR au-delà de la seule production d'électricité, en inscrivant les réacteurs modulaires de petite taille dans une stratégie énergétique plus large, avec des applications aussi variées que le chauffage urbain, la cogénération, le stockage de l'énergie, le dessalement ou la production d'hydrogène. Les LNC ont fait du développement des petits réacteurs modulaires l'une des sept initiatives qu'ils entendent mettre en œuvre dans le cadre de leur stratégie à long terme, avec pour objectif d'implanter un SMR sur le site de Chalk River d'ici à 2026.

Réfections

La province de l'Ontario compte 18 des 19 réacteurs de puissance exploités au Canada, répartis sur les trois centrales nucléaires de Pickering, Darlington et Bruce (la plus grande centrale nucléaire en service dans le monde). Le plan énergétique à long terme (PELT) de l'Ontario élaboré en 2013 a confirmé l'intention de la province de procéder à la réfection de dix réacteurs au cours de la période 2016-2031, dont quatre à la centrale de Darlington, détenue et exploitée par Ontario Power Generation (OPG), et six à la centrale de Bruce, exploitée par Bruce Power. Ces projets, qui permettront de prolonger de 25 ou 30 ans la durée de vie des centrales, représentent un investissement global de quelque 26 milliards CAD pour OPG et Bruce Power.

La réfection de Darlington, qui a débuté avec un premier réacteur en octobre 2016, devrait être achevée d'ici à 2026. En 2017, le gouvernement de la province de l'Ontario a confirmé l'engagement de procéder à la réfection de la tranche 3 de la centrale. La réfection de la tranche 2 est quant à elle conforme au budget et au calendrier ; fin 2017, elle était achevée à hauteur d'environ 50 %. La réfection de Bruce devrait débuter en 2020.

La centrale de Pickering devait être mise à l'arrêt en 2020. Or les autorités de l'Ontario ont approuvé une proposition d'en poursuivre l'exploitation jusqu'en 2024, sous réserve de l'obtention de l'autorisation idoine de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Aux termes du PELT, l'énergie nucléaire devrait demeurer la plus importante source de production d'électricité de l'Ontario après les réfections et la mise à l'arrêt définitif de Pickering.

Démantèlements

La tranche 2 de la centrale de Gentilly a été définitivement mise à l'arrêt le 28 décembre 2012 puis placée en état d'arrêt sûr. En juin 2016, la CCSN a annoncé sa décision d'octroyer à Hydro-Québec une autorisation de démantèlement de cette installation, valable du 1^{er} juillet 2016 au 30 juin 2026.

En décembre 2016, l'Université de l'Alberta a demandé à la CCSN l'autorisation de démanteler le réacteur SLOWPOKE-2 de son campus d'Edmonton (Alberta), un réacteur de recherche d'une puissance de 20 kilowatts thermiques (kWth) de type scellé en piscine, en exploitation depuis 1977. En septembre 2017, la CCSN a approuvé la demande et, de ce fait, modifié le permis existant pour permettre le démantèlement du réacteur. Le permis modifié est valable jusqu'au 30 juin 2023. L'Université de l'Alberta entend démanteler le réacteur SLOWPOKE-2 et procéder à des réaménagements en vue de placer le site dans un état final qui lui permettra alors de demander un « permis d'abandon de l'installation », lequel, s'il lui est accordé, lui donnera le droit d'utiliser le site sans restriction.

En février 2015, le gouvernement canadien a fait savoir que le réacteur national de recherche universel (NRU) resterait en fonctionnement jusqu'au 31 mars 2018, date à laquelle il sera mis en état d'arrêt sûr en vue de son démantèlement. Les LNC poursuivent par ailleurs le démantèlement des laboratoires de Whiteshell, à Pinawa (Manitoba). Ils ont proposé de procéder à un démantèlement *in situ* du réacteur de recherche WR-1, mis à l'arrêt définitif en 1985. Ils ont également proposé de démanteler le réacteur nucléaire de démonstration (NPD) près de Rolphton, en Ontario, en vue de procéder à la fermeture du site. Les LNC ont déposé des descriptions de projet pour ces deux opérations auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Elles nécessitent toutes deux des évaluations environnementales, en application de la loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012.

Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire

La loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire établit un régime de responsabilité civile et d'indemnisation dans l'éventualité improbable d'un accident nucléaire qui entraînerait des dommages corporels et matériels. Cette nouvelle loi, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017, remplace la loi sur la responsabilité nucléaire, votée au début des années 1970.

En vertu de la nouvelle loi, le montant de la responsabilité de l'exploitant d'une centrale nucléaire est porté à 1 milliard CAD pour des dommages civils résultant d'un accident survenu dans sa centrale, soit un montant considérablement plus élevé que les 75 millions CAD prévus par l'ancienne loi. L'augmentation se fera progressivement, de 650 millions CAD en 2017 à 1 milliard CAD à compter de 2020.

La nouvelle loi a permis au Canada de ratifier la Convention de l'AIEA sur la réparation complémentaire des dommages nucléaires le 6 juin 2017, pour une entrée en vigueur le 4 septembre 2017. Le Canada avait signé la Convention le 3 décembre 2013.

Déchets de combustible nucléaire

Gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire¹ produits au Canada

Le Canada continue de progresser vers la mise en œuvre d'un plan de gestion à long terme de ses déchets de combustible nucléaire.

En 2007, le gouvernement fédéral a retenu la solution de la « gestion adaptative progressive » (GAP), qui consiste à confiner et isoler le combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur (DGP), lequel doit être implanté sur un site approprié, sur le territoire d'une collectivité qui accepte de l'accueillir en connaissance de cause. La Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) – créée par les producteurs électronucléaires canadiens en application de la loi de 2002 sur les déchets de combustible nucléaire – est responsable de la mise en œuvre du plan GAP. Depuis le 31 décembre 2017, sept collectivités participent au processus de sélection de site lancé par la SGDN pour déterminer si elles seraient disposées à accueillir le futur dépôt géologique en profondeur.

Stockage en formation géologique des déchets de faible et moyenne activité (FMA)

La province de l'Ontario se propose, via l'entreprise publique Ontario Power Generation (OPG), d'implanter un dépôt géologique en profondeur sur le site nucléaire de Bruce, à Kincardine. Ce dépôt serait destiné aux déchets de faible et moyenne activité d'OPG produits par les centrales nucléaires de Bruce, Pickering et Darlington.

Le 18 février 2016, la ministre de l'Environnement et du Changement climatique a sollicité un complément d'informations concernant l'évaluation environnementale relative au projet de stockage, ainsi que la réalisation de nouvelles études. Le 28 décembre 2016, OPG a fourni les informations complémentaires demandées qui, une fois leur conformité examinée, ont fait l'objet d'un examen technique et d'une enquête publique sous l'égide de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. En août 2017, la ministre de l'Environnement et du Changement climatique a demandé à OPG de faire le point sur son analyse des effets cumulatifs potentiels du projet de stockage en couches géologiques profondes sur le patrimoine physique et culturel des communautés indigènes locales, la Nation Saugeen Ojibway (NSO). La NSO mènera une consultation à l'échelle des communautés concernées et en communiquera les conclusions à OPG, qui, à son tour, fera rapport à la ministre. Cette dernière prendra alors une décision sur le projet.

1. On parle également de « combustible usé » ou de « combustible irradié ».

Activités internationales

Initiatives et accords bilatéraux

En 2017, une coalition menée conjointement par le Canada, les États-Unis et le Japon a préparé une proposition en vue de lancer une initiative dénommée « Innovation nucléaire : un futur d'énergie propre (NICE Future) », dans le cadre de la Réunion ministérielle sur les énergies propres (CEM). L'objectif est d'inciter les pays membres à débattre des possibilités qu'offre le nucléaire en termes de développement d'applications tant électrogènes que non électrogènes dans les systèmes intégrés d'énergies propres de demain. Le Canada accueillera en 2019 la dixième Réunion ministérielle sur les énergies propres, l'occasion de faire le point sur l'avancement de NICE Future.

La CEM est un forum international de haut niveau composé de 25 pays membres et de la Commission européenne. Elle a pour mission de promouvoir les politiques, les programmes et les meilleures pratiques qui encouragent la transition vers une économie mondiale axée sur les énergies propres. Elle fonctionne sur un modèle d'organisation distribuée, où tout pays désireux de mener à bien une initiative en faveur des énergies propres est invité à identifier des partenaires intéressés et à aller au bout de ses ambitions.

Le Canada a participé à la cinquième réunion annuelle du comité conjoint Canada-Inde, organisée à Mumbai en novembre 2017 dans le cadre de l'accord de coopération nucléaire conclu entre les deux pays. Ce comité permet au Canada et à l'Inde de renforcer leur collaboration sur les questions nucléaires, à travers notamment le partage d'informations et la planification d'activités conjointes ayant trait à l'élaboration de politiques publiques, la R-D et la coopération industrielle. La sixième réunion annuelle devrait se tenir au Canada à l'automne 2018.

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) – autorité indépendante chargée de la sûreté nucléaire au Canada – établit et maintient, avec ses homologues d'autres pays, des accords de coopération fondés sur le partage d'informations et de bonnes pratiques, dans le but d'accroître la sûreté et la sécurité nucléaires dans le pays et à l'étranger. Quoique non juridiquement contraignants, ces accords n'en sont pas moins la marque d'un engagement fort de la part des autorités de sûreté qui y adhèrent.

Forum international Génération IV (GIF)

Le Canada est membre du Forum international Génération IV (GIF), qui favorise la coordination d'activités de recherche avancée dans le domaine nucléaire entre les principaux pays qui maîtrisent cette technologie. Dans ce cadre, les LNC poursuivent leurs travaux sur le concept de réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC).

En 2017, dans le cadre de sa participation active continue, le Canada a signé les amendements aux arrangements-projet sur la thermohydraulique et la sûreté et sur les matériaux et la chimie applicables au système RESC du GIF.

Corée

Transition énergétique et politique nucléaire

En octobre 2017, la Corée a annoncé une politique de transition énergétique prévoyant, à terme, l'arrêt progressif de la production électronucléaire. Cette nouvelle politique dispose également que les centrales à charbon vieilles de plus de 30 ans doivent être arrêtées et que la part des renouvelables dans le mix électrique doit être portée à 20 % à l'horizon 2030.

La construction des tranches 5 et 6 de la centrale de Shin-Kori, en cours, a été mise en exergue lors du débat public sur l'énergie nucléaire organisé en 2017. En juillet, le gouvernement a constitué un comité ad hoc chargé de recueillir les avis des membres du public concernant l'avenir des nouvelles centrales nucléaires dont la construction est déjà à 30 % aboutie. Après trois mois de travail, dont une enquête auprès du public et la sélection de jurés citoyens, le comité a communiqué au gouvernement sa recommandation de poursuivre la construction des tranches 5 et 6 de Shin-Kori. Sur les 471 jurés citoyens votants, 59,5 % se sont déclarés en faveur de cette option, tandis que 40,5 % s'y sont opposés.

En dépit de ces évolutions, la Corée poursuit ses activités de promotion des efforts de collaboration internationale destinés à encourager les utilisations pacifiques des sciences et des technologies nucléaires. Le gouvernement soutient activement le transfert des technologies coréennes vers d'autres pays dans le cadre international de non-prolifération des armes nucléaires. Ces transferts technologiques portent sur les réacteurs de puissance avancés, les petits réacteurs modulaires et diverses applications.

État des centrales nucléaires

La Corée exploite actuellement 24 réacteurs d'une puissance installée cumulée de 22,5 GWe. La part du nucléaire dans la production d'électricité du pays est de 30,3 %. Cinq réacteurs de puissance sont en construction. Le premier raccordement au réseau sera celui de la tranche 4 de Shin-Kori, qui devrait intervenir en septembre 2018.

La plus ancienne tranche du pays, la tranche 1 (de 580 MW) de la centrale de Kori, a été définitivement mise à l'arrêt en juin 2017. Elle avait été mise en service commercial en avril 1978, et la première prolongation de sa durée de vie avait été approuvée en 2007.

Sûreté et réglementation nucléaires

En juin 2017, alors que la tranche 1 de Kori était définitivement mise à l'arrêt, l'autorité coréenne de radioprotection et de sûreté nucléaire (Nuclear Safety Security Commission – NSSC) élaborait des orientations réglementaires relatives aux examens et aux inspections de sûreté, et préparait une réglementation des activités préparatoires au démantèlement à mener pendant les périodes de transition.

Après le séisme survenu à Gyeong-ju en 2016, 23 mesures antisismiques ont été prises, dont le renforcement du système de gestion des séismes. Dix de ces mesures ont déjà été mises en œuvre, et les 13 autres doivent l'être d'ici à 2021.

En réponse à des inquiétudes concernant la forte densité de centrales nucléaires dans la région, la NSSC s'efforce, en appliquant une démarche probabiliste, de renforcer les moyens d'intervention en cas d'urgence qui devraient être déployés si des accidents simultanés touchaient plusieurs tranches. Un programme de R-D relatif aux études probabilistes de sûreté multitranche a également été lancé en vue de l'élaboration d'un cadre réglementaire de sûreté sur site.

Gestion des déchets radioactifs

Pour donner suite à ses deux plans de gestion des déchets de faible et moyenne activité et de gestion des déchets de haute activité, respectivement établis en 2015 et 2016 par le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie, le pays a élaboré en février 2017 un plan stratégique de moyen et long terme de R-D en gestion des déchets radioactifs, afin de mettre au point les technologies requises pour l'exécution des projets de gestion de ces déchets.

Depuis la mise en service du premier centre de stockage des déchets de faible et moyenne activité en 2015, quelque 19 624 fûts (d'un volume de 200 litres) ont été acceptés et 12 457 d'entre eux ont déjà été stockés.

Espagne

Politique de l'Espagne

Le gouvernement espagnol entend approuver un plan global Énergie et climat qui fixera le mix énergétique permettant au pays de respecter ses engagements européens en matière de lutte contre le changement climatique. Pour ce faire, il a créé en juillet 2017 une Commission d'experts sur la transition énergétique, qui a publié en mars 2018 un rapport présentant différents scénarios envisageables. Le plan fixera la part de chaque source d'énergie, dont le nucléaire, dans le mix énergétique. L'objectif est d'assurer la compétitivité de l'économie, la croissance économique, la création d'emplois et la durabilité environnementale.

Parc nucléaire et production d'électricité

À l'heure actuelle, l'Espagne dispose de cinq centrales nucléaires équipées de sept réacteurs en exploitation et de trois réacteurs à l'arrêt. Les réacteurs en exploitation sont ceux des tranches I et II de la centrale d'Almaraz, des tranches I et II de la centrale d'Ascó, des centrales de Cofrentes et de Trillo, et de la tranche II de la centrale de Vandellós. Les réacteurs à l'arrêt sont ceux de la centrale de José Cabrera (depuis 2006), de la tranche I de la centrale de Vandellós (depuis 1990) et de la centrale de Santa María de Garoña (depuis 2013).

En 2017, le parc électronucléaire totalisait 7.1 GWe, soit 7 % de la puissance installée nette du pays. Il a fourni cette année-là 55 609 GWh nets, soit 21,2 % de la production totale. Le parc électronucléaire de l'Espagne affiche dans l'ensemble de bonnes performances, avec un taux de disponibilité en temps de 91,32 % et un facteur de perte de charge non programmée de 2,35 %.

En 2017, la centrale nucléaire de Santa María de Garoña a été mise à l'arrêt définitif par arrêté ministériel ETU/754/2017 du 1^{er} août. Cet arrêté rejette, malgré le rapport favorable remis par l'autorité de sûreté nucléaire (Consejo de seguridad nuclear – CSN) en février 2017, la demande de renouvellement que le titulaire de l'autorisation avait déposée en mai 2014 pour prolonger l'exploitation de l'installation jusqu'en 2031. Il considère en effet que la poursuite de l'exploitation de la centrale n'est plus nécessaire dans les conditions de sécurité d'approvisionnement, de protection de l'environnement et de tarification que le gouvernement juge appropriées au titre de sa mission de planification et de définition du mix énergétique du pays.

Amont du cycle du combustible

En 2017, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a produit 737 assemblages combustibles contenant 292,8 tonnes d'uranium (t d'U). En tout, 54 % de cette production, soit 371 assemblages contenant 156,9 t d'U, ont été exportés vers l'Allemagne, la Belgique et la France. L'Espagne a acheté des concentrés d'uranium à l'Australie (20,1 %), à la Namibie (14,6 %), au Niger (34,6 %), à la Fédération de Russie (25,1 %) et à l'Ouzbékistan (5,7 %).

Aval du cycle du combustible

En aval du cycle du combustible, les principales activités menées en 2017 ont concerné la procédure d'autorisation de l'Almacén Temporal Centralizado (ATC), le centre national d'entreposage du combustible usé et des déchets de haute activité (HA) qui sera implanté dans la municipalité de Villar de Cañas (province de Cuenca).

Conformément à la réglementation sur les installations nucléaires et radiologiques (*Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas*), la procédure commence par la délivrance d'une autorisation préliminaire et d'une autorisation de construction. En janvier 2014, le gestionnaire espagnol des déchets radioactifs (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos – Enresa) a donc déposé une demande d'autorisation auprès du ministère de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme. Auparavant, en août 2013, il avait transmis au ministère de l'Agriculture, de la Pêche, de l'Alimentation et de la Transition écologique une demande afin d'entreprendre l'étude d'impact sur l'environnement nécessaire à la concrétisation du projet. Parallèlement, des travaux techniques et d'ingénierie ont été entrepris. Selon les prévisions actuelles, la mise en service de l'ATC devrait intervenir en 2024.

Pour l'heure, le pays utilise les installations d'entreposage du combustible usé implantées sur les sites de trois centrales nucléaires : Trillo, José Cabrera (en phase de démantèlement) et Ascó. Des installations de ce type sont en construction sur les sites des centrales de Garoña et d'Almaraz, et une autre est prévue sur le site de la centrale de Cofrentes.

L'installation d'El Cabril, prévue pour la gestion et le stockage des déchets de faible et moyenne activité (FMA), a poursuivi ses opérations de routine en 2017. Au 31 décembre 2017, 33 000 m³ de déchets radioactifs y étaient stockés.

Le site d'El Cabril dispose d'une zone de stockage dédiée aux déchets de très faible activité (TFA), composée de deux cellules ouvragées, exploitées respectivement depuis 2008 et 2016. Deux autres cellules ont d'ores et déjà fait l'objet d'une autorisation ; avec ces quatre cellules, on atteindrait la capacité autorisée de 130 000 m³. Au 31 décembre 2017, 13 253 m³ de déchets y étaient stockés.

États-Unis

Le parc électronucléaire des États-Unis représente environ un quart de la puissance nucléaire installée dans le monde. Au 31 décembre 2017, les États-Unis exploitaient 99 réacteurs à eau ordinaire (autant qu'un an plus tôt) d'une puissance nucléaire nette totale de 99,56 gigawatts électriques (GWe). Les données fournies sont préliminaires et ne concernent que le secteur de la production électrique.

En 2017, d'après les informations préliminaires de l'Energy Information Administration (EIA), les centrales nucléaires américaines ont fourni 804,95 des 4 014,80 térawattheures (TWh) nets injectés sur le réseau par le parc électrique du pays, soit 20,05 % de la production de celui-ci, alors qu'elles ne représentent que 9,27 % de sa puissance installée.

Depuis plus d'une décennie, la part du nucléaire dans la production totale est relativement stable, car les augmentations des performances (facteurs de charge) et de la puissance compensent les mises à l'arrêt définitif de certains réacteurs.

Les paragraphes ci-après décrivent la situation aux États-Unis en ce qui concerne l'électronucléaire et l'uranium.

- **Constructions** – Deux réacteurs à eau ordinaire sous pression de conception Westinghouse AP1000 (tranches 3 et 4 de la centrale de Vogtle) sont en construction en Géorgie, avec une livraison prévue en 2021 et 2022. En décembre 2017, à la suite de la faillite du constructeur d'origine (Westinghouse), la Commission des services publics de Géorgie a approuvé la poursuite du chantier. Georgia Power a sélectionné Bechtel Corporation, une multinationale du BTP, pour les travaux.
- **Annulation de projets** – Le 17 août 2017, la South Carolina Electric & Gas Company a officiellement annoncé à l'autorité américaine de sûreté nucléaire (Nuclear Regulatory Commission – NRC) qu'elle mettait fin à son projet de construction de deux réacteurs Westinghouse AP1000 sur le site de la centrale de VC Summer, en Caroline du Sud. Les raisons invoquées sont notamment l'augmentation des coûts, la baisse de la demande d'électricité, les délais de construction et la faillite de Westinghouse, le maître d'œuvre et le concepteur des réacteurs.
- **Autorisations conjointes** – Au 31 décembre 2017, sur les 18 demandes d'autorisations conjointes de construction et d'exploitation (*Combined Operating Licence* – COL) déposées devant la NRC, huit avaient abouti, huit avaient été retirées et deux avaient été suspendues. Les tranches 3 et 4 de la centrale de Vogtle, actuellement en construction, ont bénéficié d'une autorisation conjointe en 2012. L'autorisation conjointe applicable au projet de VC Summer, également délivrée en 2012, reste valide en dépit de la cessation du projet. En 2015, la NRC a délivré une autorisation conjointe pour la tranche 3 (réacteur ESBWR) de la centrale Fermi. En 2016, elle en a accordé d'autres pour les tranches 3 et 4 (réacteurs ABWR) de la centrale de South Texas, les tranches 1 et 2 (réacteurs AP1000) de la centrale de Levy County et les tranches 1 et 2 (réacteurs AP1000) de la centrale de William States Lee. En mai 2017, elle en a délivré une pour la tranche 3 (réacteur ESBWR) de la centrale de North Anna. Enfin, en avril 2018, elle en a octroyé une pour les tranches 6 et 7 (réacteurs ESBWR) de la centrale de Turkey Point. Toutefois, aucune annonce de démarrage de chantier n'a suivi ces six autorisations.
- **Renouvellements d'autorisations** – La NRC peut autoriser l'exploitation de centrales nucléaires commerciales pour une période initiale de 40 ans, puis renouveler l'autorisation initiale pour 20 années supplémentaires. En date du 31 décembre 2017, elle avait ainsi renouvelé l'autorisation d'exploitation de 89 des 99 réacteurs en service dans le pays. Elle examine actuellement les demandes de renouvellement relatives à cinq autres réacteurs. La prolongation de 60 à 80 ans de la durée de vie d'une centrale nécessite un second renouvellement d'autorisation (*Subsequent Licence Renewal* – SLR). La NRC examine actuellement une demande de second renouvellement applicable à deux réacteurs et s'attend à recevoir d'ici 2021 trois autres demandes de ce type pour un total de six réacteurs.
- **Mesures de soutien des prix** – Les autorités des États de New York et de l'Illinois ont voté des mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions (ZEC) au bénéfice des centrales nucléaires qui sont confrontées à des conditions de marché défavorables dans leur ressort. Cet environnement morose est avant tout la résultante de prix de l'électricité historiquement bas – une tendance qui s'explique par une forte augmentation de la disponibilité d'un gaz naturel peu cher –, de l'absence de croissance de la demande, de la congestion des réseaux et du recours accru aux énergies renouvelables.

(solaire photovoltaïque et éolien). Les mesures de soutien des prix qui viennent d'être mises en place arriveront à échéance dans 10 à 12 ans. Elles s'appliquent à une puissance installée d'environ 6.4 GWe au total. En 2017 et 2018, l'État du Connecticut, qui souhaite que la centrale nucléaire de Millstone soit autorisée à entrer en concurrence avec les centrales renouvelables dans le cadre d'une mise aux enchères publique, a poursuivi son action en ce sens. En 2018, l'État du New Jersey a voté une loi ZEC prévoyant d'attribuer jusqu'à 300 millions USD par an aux centrales nucléaires non rentables. Contrairement aux mesures de soutien des États de New York et de l'Illinois, cette loi du New Jersey n'a pas de date d'expiration. D'autres États américains, notamment le Connecticut, la Pennsylvanie et l'Ohio, envisagent eux aussi de prendre ce type de mesure pour soutenir les centrales nucléaires implantées sur leur territoire qui courent des risques financiers.

- **Crédits d'impôt en faveur de la production** – En 2018, le président des États-Unis a promulgué la loi de finances (*Bipartisan Budget Act of 2018*, HR 1892), qui prévoit un élargissement et une modification du dispositif existant de crédit d'impôt en faveur de la production applicable aux nouvelles centrales nucléaires. Dans sa version instaurée par la loi de 2005 sur la politique énergétique, ce dispositif accordait aux six premiers gigawatts électriques de puissance installée des nouvelles centrales, à condition qu'elles entrent en service au plus tard le 31 décembre 2020, un crédit d'impôt de 0,18 USD/KWh pendant les huit premières années d'exploitation. La nouvelle loi prolonge indéfiniment ce crédit d'impôt en faveur de la production et autorise son transfert à des partenaires. De ce fait, elle bénéficie au projet actuel de construction de deux réacteurs AP1000 sur le site de la centrale de Vogtle en Géorgie, ainsi qu'aux futurs projets électronucléaires du pays, notamment ceux qui concernent les petits réacteurs modulaires. Le crédit reste plafonné aux six premiers gigawatts électriques de puissance nucléaire installée.
- **Mises à l'arrêt définitif** – Neuf centrales nucléaires exploitant 12 réacteurs pour une puissance totale de 11.1 GWe ont annoncé qu'elles prévoyaient de cesser définitivement leur production pour motifs économiques et environnementaux. Six des réacteurs, représentant 4.8 GWe, doivent être mis à l'arrêt d'ici à la fin de 2020. Les faibles prix de l'électricité sur les marchés de gros continuent de poser des difficultés financières, en particulier aux centrales plus petites équipées d'un seul réacteur.
- **Augmentations de puissance** – Au 31 décembre 2017, le parc électronucléaire des États-Unis s'était doté de 7.7 GWe de plus grâce à 158 augmentations de puissance approuvées par la NRC, depuis la première approuvée en 1977. Augmenter la puissance nominale d'un réacteur consiste à accroître la puissance maximale à laquelle il peut fonctionner. Pour ce faire, trois méthodes sont possibles : on peut recalculer les incertitudes de mesure (amélioration de la mesure de la puissance), modifier les points de consigne de l'instrumentation (augmentation de la puissance dans la limite des marges prévues à la conception) ou modifier physiquement certains équipements (exploitation du réacteur au-delà des conditions prévues à la conception). En 2017, la NRC a autorisé six augmentations de puissance (15.8 MWe). En avril 2018, elle a également autorisé l'augmentation de 0.530 MWe de la puissance de la centrale de Hope Creek, dans le New Jersey. Aucune autre demande d'augmentation de puissance n'est en cours d'examen ou attendue en 2018. Mais la NRC devrait en recevoir quatre, pour un total de 60 MWe, d'ici 2020.
- **Gestion du combustible usé et des déchets de haute activité** – Au 31 décembre 2017, les États-Unis ne disposaient pas d'une politique sur les déchets radioactifs qui établisse une stratégie nationale de gestion du combustible usé actuellement entreposé à proximité de centrales en exploitation ou à l'arrêt. En 2008, le département de l'Énergie (DOE) a déposé devant la NRC une demande d'autorisation, initialement approuvée par le Congrès en 2002, en vue de la construction d'un centre de stockage de déchets de haute activité (HA) en formation géologique à Yucca Mountain, dans le Nevada. Mais ce programme de stockage géologique a été annulé en 2011. Parallèlement, le DOE a commencé à mettre en œuvre un processus pour sélectionner et évaluer des sites et autoriser la construction d'installations sur le territoire de collectivités locales volontaires pour les accueillir, se démarquant ainsi de la démarche passée qui avait consisté à sélectionner un site de stockage des déchets HA essentiellement sur la base d'études techniques. En date du 10 août 2017, la NRC recensait, dans 34 États américains au total, 75 installations indépendantes autorisées à entreposer du combustible usé (*independent spent fuel storage installations* – ISFSI), dont 60 en exploitation au titre d'une autorisation générale, 11 en exploitation au titre d'une autorisation propre au site, et 4 en

exploitation au titre à la fois d'une autorisation générale et d'une autorisation propre au site. Une centrale nucléaire du pays a demandé une autorisation générale, et deux autres sites ont demandé une autorisation spécifique. Trois autres centrales n'ont pas encore annoncé leurs intentions concernant l'entreposage de leur combustible usé.

- **Transferts d'uranium** – En avril 2017, les autorités fédérales américaines ont décidé officiellement de réduire la quantité d'uranium que le DOE est autorisé à transférer en 2017 et au-delà, en abaissant le plafond applicable à l'uranium naturel et à l'uranium faiblement enrichi (UFE). Il est permis au DOE de poursuivre les transferts d'uranium dans le cadre de l'assainissement du site de l'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse de Portsmouth, dans l'Ohio, mais leur quantité maximale est ramenée de 1 600 à 1 200 tonnes d'uranium (t d'U) par an. Aux termes de cette décision, les transferts incluent l'uranium naturel, l'UFE et l'uranium appauvri sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF₆). Au 31 décembre 2016, l'inventaire était estimé à 300 000 t d'U. En mai 2015, il avait déjà été décidé de limiter les transferts à 2 500 t d'U en 2015 puis à 2 100 t d'U par an les années suivantes. Les autorités fédérales sont tenues d'actualiser leur décision en 2019.
- **Besoins en uranium** – Selon les projections pour la période 2017-2035, les besoins annuels des États-Unis devraient diminuer, pour passer de 23 001 t d'U en 2017 à 15 972 t d'U en 2035 (hypothèse haute). Ce scénario repose sur l'hypothèse selon laquelle d'autres tranches seraient définitivement mises à l'arrêt du fait de conditions de marché possiblement toujours défavorables pour une part importante du parc électronucléaire, compte tenu des charges fixes et des charges d'exploitation en augmentation, notamment les investissements en capital pour le remplacement d'éléments essentiels comme les générateurs de vapeur. Mais il ne fait aucune hypothèse concernant une future évolution des politiques au niveau fédéral ou au niveau des États, par exemple la mise en place de mesures de soutien des prix ou de limites des émissions de carbone qui pourraient freiner la baisse de la demande nationale d'uranium.
- **Production d'uranium** – Selon le rapport de l'EIA sur la production nationale d'uranium, intitulé *2017 Domestic Uranium Production Report*, les sites miniers du pays ont produit 442 t d'U en 2017, soit 55 % de moins qu'en 2016. En 2017, les États-Unis disposaient de six installations de lixiviation in situ (LIS) en activité, soit deux de moins qu'en 2016. Toujours en 2017, la production totale de concentrés d'uranium s'est élevée à 940 t d'U, soit 16 % de moins que les 1 122 t d'U de 2016. Sept installations y ont contribué : l'usine conventionnelle de White Mesa dans l'Utah, et les six installations de LIS implantées dans le Nebraska et le Wyoming (Crow Butte Operation, Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Ross CPP, Smith Ranch-Highland Operation et Willow Creek Project). Cinq installations de LIS dotées de toutes les autorisations et un certain nombre de mines souterraines conventionnelles du plateau du Colorado étaient en réserve. Une mine souterraine était en construction dans l'Arizona (Canyon). À la fin de 2017, seules deux installations de LIS, celles de Lost Creek et Nichols Ranch dans le Wyoming, développaient activement de nouveaux champs de captage. Les autres installations de LIS avaient suspendu leurs opérations de développement. La mine de PineNut, en exploitation jusqu'à la fin de 2015, était en cours de fermeture/réaménagement. Deux usines conventionnelles, celles de Shootaring Canyon dans l'Utah et de Sweetwater dans le Wyoming, étaient en réserve. En 2017, l'usine de White Mesa, dans l'Utah, était la seule usine conventionnelle en exploitation, mais sa production d'uranium est intégralement provenue du traitement de sous-produits. Le ralentissement de la production d'uranium aux États-Unis en 2017 peut être attribué à la faiblesse persistante du cours du minerai, ainsi qu'aux coûts de production relativement élevés dans les mines existantes. À la fin de 2017, l'usine de White Mesa avait une capacité de production de 2 000 tonnes courtes par jour. Celles de Shootaring Canyon et de Sweetwater, actuellement en réserve, totalisent une capacité de production de 3 750 tonnes courtes par jour. Enfin, deux installations sont en projet : une usine à Pinon Ridge Mill, dans le Colorado, et une installation de lixiviation en tas à Sheep Mountain, dans le Wyoming.
- **Conversion de l'uranium** – Les États-Unis possèdent une usine de conversion de l'uranium exploitée par ConvergDyn, Inc. à Metropolis, dans l'Illinois. En novembre 2017, Honeywell, l'un des propriétaires de ConvergDyn, a annoncé la suspension provisoire de la production d'UF₆ en raison d'excédents d'approvisionnement sur le marché mondial. L'entreprise prévoit de redémarrer la production dès que les conditions de marché se seront améliorées. Dans l'intervalle, Honeywell a demandé le renouvellement de son autorisation d'exploitation à la NRC, et entamé le processus correspondant.

Il souhaite maintenir sa capacité de production à environ 15 000 t d'UF₆ par an. Les États Unis importent également des concentrés d'uranium de l'Australie, du Canada, du Kazakhstan, de la Namibie, de l'Ouzbékistan et de la Russie.

- **Enrichissement de l'uranium** – Au 31 décembre 2017, l'usine d'enrichissement par centrifugation d'URENCO USA, implantée dans le Nouveau Mexique, opérait avec 63 cascades à une capacité de 4.8 millions d'unités de travail de séparation (UTS). Mise en service en juin 2010, cette installation est la seule usine d'enrichissement en activité aux États Unis. URENCO USA a annoncé que les conditions actuelles du marché de l'enrichissement de l'uranium ne sont plus suffisantes pour soutenir les investissements nécessaires à la quatrième phase de son projet d'augmentation de capacité. La troisième phase, qui devrait s'achever d'ici 2022, portera à 72 le nombre de cascades. En novembre 2012, URENCO USA avait transmis à la NRC une demande de modification de son autorisation d'exploitation pour porter sa capacité à 10 millions d'UTS, demande que la NRC avait acceptée en mars 2015. Bien que la NRC ait délivré des autorisations concernant des installations totalisant une capacité de 23.6 millions d'UTS, l'augmentation des capacités d'enrichissement du pays demeure incertaine à l'avenir et devrait progresser à un rythme qui dépendra des conditions du marché de l'enrichissement et du cours de l'uranium. Pour l'heure, des prestations d'enrichissement continueront d'être importées d'installations situées en Allemagne, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni, en Russie et ailleurs. Même si de nouvelles installations d'enrichissement sont autorisées, construites et exploitées pour produire de l'UFE d'origine américaine, les sources secondaires d'enrichissement, telles que le contrat passé entre Centrus Energy Corporation (Centrus) et Techsnabexport (TENEX), occuperont une place importante aux États-Unis. Le contrat Centrus-TENEX de 2011, prorogé en 2015, garantit un approvisionnement en UFE jusqu'en 2026. Centrus échange de l'UFE contre de l'uranium hautement enrichi (UHE) qui est ensuite appauvri par mélange pour donner du combustible.
- **Réenrichissement de l'uranium appauvri** – Le DOE et la Bonneville Power Administration ont lancé un projet pilote en vue de réenrichir une partie des stocks d'uranium appauvri du DOE. Ce projet a permis d'obtenir environ 1 940 tonnes d'UFE en 2005 et 2006, qui devaient être utilisées entre 2007 et 2015 dans la centrale d'une puissance de 1 190 MWe d'Energy Northwest à Columbia. À la mi 2012, Energy Northwest et USEC Inc., en collaboration avec le DOE, ont élaboré un nouveau programme de réenrichissement d'une partie des stocks d'uranium à forte teneur du DOE. En 2013, ce projet a produit environ 3 738 tonnes d'uranium naturel, qui seront utilisées au cours des dix prochaines années pour alimenter les réacteurs d'Energy Northwest et de la Tennessee Valley Authority.
- **Fabrication du combustible** – Trois entreprises fabriquent du combustible nucléaire aux États-Unis pour les réacteurs à eau ordinaire : Westinghouse Electric Co. à Columbia (Caroline du Sud), Global Nuclear Fuel Americas Ltd. à Wilmington (Caroline du Nord) et Framatome (anciennement Areva NP Inc.) à Richland (Washington). Elles approvisionnent toutes les trois les réacteurs à eau bouillante du pays. Framatome et Westinghouse Electric Co. approvisionnent également les réacteurs à eau sous pression. À elles trois, elles peuvent fabriquer 5 000 t d'U de combustible par an.

Finlande

L'entreprise privée finlandaise Teollisuuden Voima Oyj (TVO), une société anonyme non cotée, possède et exploite les tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire d'Olkiluoto, à Eurajoki, et y construit actuellement une troisième tranche, Olkiluoto 3.

Les tranches 1 et 2 produisent de l'électricité depuis plus de 35 ans. En janvier 2017, TVO a déposé une demande de renouvellement des autorisations pour continuer d'exploiter ces deux tranches jusqu'à la fin de 2038. L'entreprise effectue actuellement des modifications afin de renforcer la sûreté pour le cas, improbable mais possible, où une situation d'accident entraînerait la perte simultanée de plusieurs systèmes de sûreté. Le gouvernement examinera la demande en 2018.

En février 2005, TVO a obtenu l'autorisation de construire la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto (OL3). Celle-ci doit être équipée d'un réacteur à eau sous pression de type EPR (*European Pressurised Water Reactor*) d'une puissance thermique de 4 300 mégawatts (MW) et d'une puissance électrique d'environ 1 600 MW. L'essentiel des travaux de construction d'OL3 est terminé, de même que l'installation des systèmes

électriques, du contrôle-commande et des systèmes mécaniques. Les essais fonctionnels à chaud étaient en cours début 2018. C'est aussi en 2018 que le gouvernement doit examiner la demande d'autorisation d'exploitation d'OL3 déposée en avril 2016 par TVO. Le chargement du combustible nucléaire interviendra lorsque TVO aura obtenu l'autorisation d'exploitation.

Selon le calendrier mis à jour par le fournisseur en octobre 2017, la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto commencera à produire de l'électricité de manière régulière en mai 2019. Elle est le fruit d'un projet clé en main à prix forfaitaire proposé par un consortium formé d'Areva GmbH, d'Areva NP SAS et de Siemens AG.

En 2007, la société Fortum Power and Heat Oy (Fortum) a obtenu des autorisations d'exploitation d'une durée de 20 ans pour les deux réacteurs à eau sous pression (REP) de la centrale de Loviisa, en service respectivement depuis 1977 et 1980. Fortum table sur une durée de vie d'au moins 50 ans pour ces deux tranches, ce qui signifie qu'elles continueront de fonctionner jusqu'aux alentours de 2030. L'entreprise annoncera ses projets pour une possible nouvelle prolongation de la durée de vie de la centrale de Loviisa dans les années à venir.

Toujours en 2007, une nouvelle société, Fennovoima Oy, a lancé un projet de construction de centrale. Cette entreprise a été créée par un consortium de sociétés industrielles et énergétiques avec l'objectif de construire en Finlande une centrale nucléaire qui pourrait être mise en service d'ici à 2024.

La stratégie climatique et énergétique adoptée par la Finlande prévoit la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires, sachant que l'initiative doit venir de l'industrie. Comme le prévoit la loi sur l'énergie nucléaire, il est nécessaire de conduire une étude d'impact sur l'environnement (EIE) avant de pouvoir déposer auprès des administrations publiques une demande de décision de principe. Les études d'impact sur l'environnement des centrales de TVO et de Fortum (coordonnées par le ministère des Affaires économiques et de l'Emploi) ont été finalisées en 2008 et celle de Fennovoima s'est achevée en 2009 et 2014.

Des demandes de décision de principe ont été déposées par TVO, pour la tranche 4 d'Olkiluoto, en avril 2008 ; par Fortum, pour la tranche 3 de Loviisa, en février 2009 ; et par Fennovoima, en janvier 2009. Aucune de ces demandes n'a suscité d'objection liée à la sûreté de la part de l'autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire (Säteilyturvakeskus – STUK).

Le ministère des Affaires économiques et de l'Emploi a instruit les cinq demandes au cours de la période 2009-2010, et le gouvernement a statué en mai 2010. Les demandes de TVO et de Fennovoima ont été approuvées ; en revanche, celle de Fortum a été rejetée, d'une part parce que la politique gouvernementale limite à deux le nombre de nouvelles tranches et, d'autre part, parce que Fortum est l'un des actionnaires de TVO.

Le projet de construction de la tranche 4 de la centrale d'Olkiluoto de TVO a atteint la phase des appels d'offres. Le 25 septembre 2014, le gouvernement a rejeté la demande que TVO avait présentée pour obtenir la prorogation de la décision de principe et une nouvelle échéance pour le dépôt de la demande d'autorisation de construction. TVO a stoppé le projet au printemps 2015.

En décembre 2013, Fennovoima a signé avec Rosatom Overseas un contrat de construction clé en main pour la centrale de Hanhikivi, dans la municipalité de Pyhäjoki. L'installation sera équipée d'un réacteur de conception AES-2006 (c'est-à-dire VVER-1200). Dans le même temps, la société a signé avec TVEL un contrat intégré d'approvisionnement en combustible qui doit couvrir les neuf premières années d'exploitation. Enfin, un accord conclu entre les actionnaires prévoit la cession de 34 % des actions de Fennovoima à Rosatom Overseas.

Rosatom n'étant pas mentionné comme un constructeur potentiel dans la première demande de décision de principe, Fennovoima a préparé une nouvelle étude d'impact sur l'environnement à l'automne 2013 et l'a soumise en février 2014. En 2016, elle a entamé une troisième procédure d'EIE, en se concentrant sur la gestion du combustible usé, dans la mesure où aucun plan spécifique n'avait été établi à ce sujet. En mars 2014, elle a également déposé une demande de complément de la décision de principe, approuvée par le gouvernement en septembre 2014 et ratifiée par le Parlement en décembre 2014.

Enfin, Fennovoima a déposé une demande d'autorisation de construction auprès du ministère des Affaires économiques et de l'Emploi à la fin du mois de juin 2015. Les travaux de préparation ont commencé sur le site de Pyhäjoki. Fennovoima estime que les autorités devraient étudier la demande d'autorisation en 2019, une fois que la STUK aura terminé l'examen de sûreté du projet.

En 2004, Posiva Oy a démarré le chantier de l'installation souterraine de caractérisation de la roche ONKALO, en vue du stockage du combustible usé des centrales d'Olkiluoto et de Loviisa. L'installation comprend un tunnel et trois puits creusés jusqu'à la profondeur de stockage, qui, selon les plans, seront utilisés comme moyens d'accès au stockage proprement dit. En 2010, les travaux de creusement avaient atteint la profondeur finale de 420 m et l'installation était utilisée pour divers essais et expériences relatifs aux propriétés de la roche hôte et aux systèmes de barrières ouvragés prévus dans les plans.

En décembre 2012, Posiva a transmis au gouvernement une demande d'autorisation de construction du centre de stockage, qui doit comprendre une installation de conditionnement et le stockage souterrain. Le 12 novembre 2015, le gouvernement a accordé l'autorisation de construction, la première au monde octroyée à ce jour pour un site de stockage du combustible usé.

En décembre 2016, la STUK ayant décidé que l'entreprise était en mesure de lancer le chantier, Posiva a entamé les travaux d'excavation nécessaires à la sûreté nucléaire et prévus aux termes de l'autorisation de construction. Le centre de stockage doit être mis en service au début de 2020, sous réserve que Posiva ait reçu une autorisation d'exploitation à cet effet.

Une filiale de Posiva, Posiva Solutions Oy, a été créée en 2016 pour se concentrer sur la vente du savoir-faire que l'entreprise a accumulé en matière de conception et de recherche-développement de centres de stockage de combustible usé, ainsi que sur la prestation de services de conseil connexes.

En 2017, l'entreprise Terrafame a annoncé qu'elle pouvait commencer à extraire de l'uranium du minerai issu de sa mine polymétallique (nickel, zinc, cuivre et cobalt) dans la région du Kainuu. En octobre 2017, elle a donc déposé auprès des autorités une demande d'exploitation d'uranium, conformément aux dispositions de la loi sur l'énergie nucléaire. La production est estimée entre 150 et 250 tonnes d'uranium par an (concentré uranifère ou *yellow cake*). L'extraction d'uranium sert un double objectif : outre la production du concentré uranifère lui-même, elle permet surtout d'améliorer la qualité des autres minéraux extraits de la mine, en premier lieu le sulfure de nickel. Le gouvernement examinera la demande en 2018.

France

Aspects politiques

Révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

Le gouvernement français vient de lancer le processus de révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la période 2018-2028. Cet outil prospectif définit les priorités pour l'avenir du mix énergétique du pays, dans le respect des objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

Après un débat public prévu au premier semestre de 2018, la version révisée de la PPE devrait être publiée avant la fin de 2018.

Votée en octobre 2015, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a notamment pour but de ramener la part du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025.

Cependant, en novembre 2017, le Conseil des ministres a annoncé que cet objectif serait difficile à atteindre sans un recours à de nouvelles centrales alimentées aux énergies fossiles, ce qui irait à l'encontre des engagements de la France pour la lutte contre le changement climatique. Dans l'intervalle, le gouvernement français reste décidé à diversifier le bouquet énergétique en développant les énergies renouvelables. Il a confirmé son ambition de réduire la part de l'électronucléaire et de débattre de l'évolution du parc électrique national pendant le processus de révision de la PPE.

Aspects industriels et technologiques

Restructuration de la filière nucléaire française

Les principaux jalons de la restructuration de la filière nucléaire française sont posés : le groupe Areva a été recapitalisé et son activité centrée sur les réacteurs (Areva NP) a été rachetée par EDF, actionnaire majoritaire de Framatome qui succède à Areva NP. Areva, rebaptisée Orano, se consacrera désormais au cycle du combustible.

Six réacteurs EPR sont en construction dans le monde. L'avancement des projets est le suivant :

- La tranche 3 de Flamanville (France) et la tranche 3 d'Olkiluoto (Finlande) ont conduit leurs essais à froid. Le combustible devrait y être chargé à la fin de 2018.
- L'année 2018 devrait aussi être celle du chargement du combustible dans le premier réacteur EPR de Taishan (Chine). Le second réacteur EPR suivra rapidement en 2019.
- Enfin, à Hinkley Point C (Royaume-Uni), le premier béton de sûreté nucléaire du premier EPR devrait être coulé à la mi-2019, après d'importants travaux préparatoires.

Décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant l'anomalie de la cuve du réacteur EPR

En juin 2017, l'ASN a rendu ses conclusions concernant l'anomalie détectée dans le matériau de la cuve du réacteur EPR de la centrale de Flamanville. Sur la base des analyses techniques exhaustives réalisées, l'ASN considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident. Cependant, le couvercle de la cuve est une pièce sur laquelle il est presque impossible d'effectuer des contrôles : il devra donc être remplacé dans sept ans.

De plus, EDF devra mettre en œuvre des contrôles périodiques supplémentaires afin de s'assurer de l'absence d'apparition ultérieure de défauts.

L'ASN a informé EDF de sa décision le 10 octobre 2017, et confirmé que le fond et le couvercle de la cuve du réacteur EPR de la tranche 3 de Flamanville pouvaient être mis en service.

Avancement du projet de stockage en formation géologique Cigéo

Dans le cadre de la procédure d'autorisation préalable au démarrage du projet, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) a transmis un dossier d'options de sûreté (DOS) qui a été examiné par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), l'appui technique de l'ASN. Ce dossier fixe les objectifs, concepts et principes destinés à assurer la sûreté du centre de stockage.

En juillet 2017, l'IRSN a remis son expertise à l'ASN. Il y indique que le projet a atteint un niveau de maturité technique globalement satisfaisant à cette étape, et souligne les efforts de conception et de recherche substantiels fournis par l'ANDRA pour démontrer la sûreté du stockage. Cependant, il se demande s'il est approprié de prévoir le stockage des enrobés bitumineux existants dans le futur centre, compte tenu des risques associés à ce flux de déchets.

Recherche-développement

Avancement du projet de démonstrateur ASTRID

Les travaux relatifs au démonstrateur ASTRID (*Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration*) en sont actuellement à la phase de l'avant-projet détaillé, qui devrait être prêt à la fin de 2019. La collaboration internationale autour du projet a été renforcée, notamment avec le Japon.

Plusieurs étapes techniques ont été franchies à ce jour. Par exemple, la simulation d'un système de conversion d'énergie par cycle de Brayton au gaz a été grandement améliorée grâce à la toute dernière version du code de modélisation thermohydraulique Cathare 3 qui intègre l'état gaz réel de l'azote. Cette option de conception éliminerait le risque d'interaction eau-sodium.

Avancement du projet de réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH)

Parallèlement à la construction du futur réacteur d'essai de matériaux Jules Horowitz (RJH), en cours sur son site de Cadarache, le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) prépare le premier programme commun de recherche sur les combustibles et les matériaux innovants avec ses partenaires du Consortium international RJH.

Afin de réunir une communauté scientifique autour du RJH, des programmes communs pré-RJH sont en préparation avec le soutien des équipes chargées des réacteurs d'essai de matériaux déjà opérationnels. Des demandes sont présentées à la fois au Programme-cadre de l'Union européenne pour la recherche et l'innovation (Horizon 2020) et aux Projets communs de l'AEN. L'objectif est de conduire ces programmes au cours des prochaines années, en vue d'un démarrage du RJH à compter de 2022.

Élargissement de l'affiliation ICERR à trois nouveaux pays

Dans le cadre du Programme de l'AIEA relatif aux centres internationaux s'appuyant sur des réacteurs de recherche (ICERR), le CEA a signé trois accords supplémentaires avec l'Algérie, l'Indonésie et la Jordanie en 2017, ce qui porte à six le nombre de ses affiliés (le Maroc, la Slovaquie et la Tunisie ayant été les premiers). Sous l'égide de cette initiative de l'AIEA, ces six pays affiliés bénéficient d'un accès facilité aux installations d'expérimentation du CEA.

Démonstration de faisabilité de la décontamination du sol dans la région de Fukushima : sélection d'une technologie du CEA

Le ministère japonais de l'Environnement a sélectionné la coentreprise d'Areva et d'Atox pour la démonstration de faisabilité de la décontamination du sol dans la région de Fukushima. Le procédé appliqué à cet effet a été breveté par le CEA en 2012, puis développé à l'échelle industrielle grâce à une collaboration avec Areva et Veolia, financée par le Fonds stratégique d'investissement (FSI) de la France.

Économie de l'électronucléaire

Publications récentes de la Société française d'énergie nucléaire

La Société française d'énergie nucléaire (SFEN) a publié un premier document relatif au rôle du nucléaire dans le bouquet énergétique français, dans lequel elle met en exergue les coûts imputables au parc de réacteurs existant. À 32-33 EUR/MWh, rénovations comprises, le nucléaire restera la source d'électricité la plus compétitive en France dans les années à venir.

En avril, la SFEN a publié un autre document sur les futurs coûts de l'électronucléaire, cette fois-ci pour déterminer le potentiel de réduction des coûts d'investissement dans les nouveaux réacteurs. L'ordre de grandeur estimatif de ce potentiel est d'environ 30 %, dans l'hypothèse où le programme de construction prévoit plusieurs tranches.

Enfin, la SFEN a préparé un plan de communication et une publication sur les scénarios nucléaires en France, sur la base d'un modèle européen, qui met en avant les avantages du nucléaire par rapport aux énergies renouvelables et l'intérêt qu'il y aurait à retarder la réduction de la part du nucléaire à 50 % du mix énergétique.

Hongrie

L'énergie nucléaire continue d'occuper, et continuera d'occuper à long terme, une place centrale dans le système et la politique énergétiques de la Hongrie.

Centrale nucléaire de Paks (MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd)

En 2017, la centrale nucléaire de Paks a fourni le volume record de 16 097,6 GWh, soit 50 % de la production brute du pays et 35,7 % de la consommation nationale d'électricité.

Depuis sa conversion à un cycle de production de 15 mois, la tranche 2 fonctionne avec un taux de disponibilité en énergie de 100 %, soit un taux record de 91,9 % en moyenne à l'échelle de la centrale. En 2017, la centrale de Paks a également enregistré le débit de dose collective le plus faible de toute son histoire.

À la fin de 2017, l'autorité hongroise de sûreté nucléaire (Országos Atomenergia Hivatal – OAH) a autorisé la prolongation de la durée de vie de la dernière tranche (tranche 4) pour 20 années supplémentaires, ce qui veut dire que cette tranche produira de l'électricité jusqu'en 2037. Cette prolongation marque aussi la fin du processus de rénovation de 15 ans qui visait à faire en sorte que les technologies appliquées dans la centrale soient les plus récentes et à la pointe du progrès.

Centrale nucléaire de Paks II (Paks II. Ltd)

La phase 1 du projet Paks II est en cours (avant la coulée du premier béton du radier du réacteur 5). Les étapes franchies en 2017 ont été les suivantes :

- L'OAH a accordé une autorisation d'implantation à l'entreprise responsable du projet Paks II.
- L'autorité compétente a délivré l'autorisation environnementale juridiquement contraignante.
- M. János Süli, ministre sans portefeuille chargé de la planification, de la construction et de la mise en service des deux nouvelles tranches de la centrale de Paks, a été nommé.
- Les autorisations préliminaires relatives à l'utilisation de l'eau ont été octroyées, et l'autorité hongroise de régulation de l'énergie et des services publics de distribution d'énergie prépare actuellement la délivrance de l'autorisation préliminaire de raccordement au réseau.

Accords internationaux

En avril 2017, le ministère du Développement national a signé avec l'Organisation de l'énergie atomique d'Iran un protocole d'entente qui doit servir de cadre à une future coopération en matière d'éducation, de formation, de recherche et de développement dans le domaine des utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire.

Japon

Le Japon a déréglementé le marché de la distribution d'électricité en avril 2016 et, conformément à la loi révisée de 2015 sur les activités relatives à l'électricité, a désormais jusqu'au mois d'avril 2020 pour séparer juridiquement les activités de production de celles du transport et de la distribution. Une première étape sur la voie de cette réforme a été, en avril 2015, la constitution de l'Organisation de coordination interrégionale des gestionnaires de réseau de transport, chargée d'évaluer l'adéquation des moyens de production et de s'assurer que les capacités de transport sont suffisantes. Avant la libéralisation, en septembre 2015, le Japon s'est également doté d'une autorité de régulation, la Commission de surveillance du marché de l'électricité (EMSC), placée sous la tutelle du ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI).

Révisée en juillet 2018, la stratégie énergétique du Japon contient la disposition suivante : « Conformément au principe selon lequel la sûreté doit passer avant tout, ce qui veut notamment dire que tout doit être mis en œuvre pour répondre aux préoccupations du public, c'est à l'autorité japonaise de sûreté nucléaire (Nuclear Regulation Authority – NRA) qu'il appartient de décider si les centrales nucléaires satisfont aux nouvelles exigences réglementaires. S'il est confirmé qu'une centrale est en conformité avec ces nouvelles exigences, alignées sur les prescriptions les plus strictes dans le monde, le gouvernement japonais se rangera à l'avis de la NRA et autorisera le redémarrage des installations correspondantes. » Cette stratégie prévoit aussi le renforcement des mesures instaurées pour établir à l'horizon 2030 un mix énergétique conforme aux objectifs de 2015, dans lequel la part de l'énergie nucléaire devra représenter de 20 % à 22 % de la production d'électricité. Ce mix énergétique est cohérent avec la contribution prévue déterminée au niveau national (CPDN) soumise par le Japon au titre de la COP21, à savoir une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 26 % entre 2013 et 2030 (à la date de juillet 2018).

Toujours selon les principes établis dans la stratégie énergétique nationale, quatre réacteurs nucléaires étaient en exploitation en décembre 2017. Les tranches 1 et 2 de la centrale de Sendai, qui ont été les premières à redémarrer après l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation prise suite à l'accident de Fukushima Daiichi, ont été remises en route en août et octobre 2015, respectivement. Les tranches 3 et 4 de Takahama ont suivi en janvier et février 2016, respectivement. En mars 2016, une injonction d'un tribunal de district a contraint l'exploitant à fermer les réacteurs de Takahama, mais la cour d'appel d'Osaka a levé cette injonction en mars 2017 et les réacteurs ont redémarré en juin et mai 2017, respectivement. La tranche 3 de la centrale d'Ikata a été remise en service en août 2016 mais, en décembre 2017, la cour d'appel de Hiroshima a ordonné sa mise à l'arrêt temporaire jusqu'en septembre 2018. À cette échéance, la cour d'appel de Hiroshima a révoqué son injonction. Par ailleurs, la NRA a autorisé la réalisation de modifications dans les bâtiments réacteurs des tranches 3 et 4 de Genkai en janvier 2017, et des tranches 3 et 4 d'Ohmi en mai 2017.

Le Japon prend toutes les mesures nécessaires et encourage la recherche-développement associée pour assurer la non-prolifération nucléaire et renforcer la sécurité nucléaire à la lumière des dernières évolutions sur la scène internationale.

Le Japon a pris un train de mesures pour réduire au minimum le risque d'accident, compte tenu de l'expérience et des enseignements tirés de l'accident nucléaire survenu à la centrale TEPCO (Tokyo Electric Power Company) de Fukushima Daiichi.

En vue de la construction d'un centre de stockage de déchets radioactifs de haute activité, le gouvernement japonais a publié en juillet 2017 une « carte nationale des caractéristiques scientifiques » dans laquelle sont décrites toutes les propriétés physiques (activité volcanique, failles géologiques, ressources minérales, notamment) dont le pays doit tenir compte pour sélectionner les régions qui pourraient accueillir un centre de stockage géologique de déchets radioactifs de haute activité.

Mexique

Régime juridique

La politique énergétique actuelle confirme que les hydrocarbures présents dans le sous-sol sont la propriété de la nation et prévoit la formulation d'orientations stratégiques de l'État pour les secteurs des hydrocarbures et de l'électricité par l'intermédiaire de mécanismes et d'autorités de réglementation plus puissants. Ces mécanismes permettent d'associer le secteur privé aux activités et à l'investissement liés à l'exploration et à l'extraction des hydrocarbures, à leur transport, leur stockage et leur traitement, ainsi qu'à la production et la commercialisation de l'électricité, à l'exception de l'électronucléaire.

L'État promeut la protection de l'environnement en appliquant les principes d'un développement durable, en encourageant l'utilisation des énergies renouvelables et de combustibles plus propres, et en adoptant des mesures visant à réduire les émissions polluantes du secteur de la production d'électricité.

La production et la distribution d'électricité sont régies par le Programme de développement du système électrique national (PRODESEN) 2017-2031, pour ce qui est de l'efficacité, de la qualité, de la durabilité de l'approvisionnement électrique et de la sécurité énergétique du pays. Pour satisfaire la demande d'énergies propres, PRODESEN prévoit en outre la diversification du portefeuille énergétique, dans lequel l'énergie nucléaire a toute sa place. Au cours des dernières années, la centrale nucléaire de Laguna Verde a participé au dispositif de Certificats d'énergie propre, un instrument innovant permettant d'intégrer à moindre coût les énergies propres dans le parc électrique et de développer les investissements dans la production d'électricité propre.

De plus, le 7 décembre 2017, le Sénat mexicain a approuvé l'adhésion à la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et la sûreté de la gestion des déchets radioactifs, qui est donc entrée en vigueur pour le Mexique le 17 mai 2018. L'adhésion à cet instrument renforcera la sûreté de la gestion du combustible usé déchargé des centrales et des déchets radioactifs des installations de recherche, médicales ou industrielles.

Exploitation des réacteurs de la centrale nucléaire de Laguna Verde

Le 18^e arrêt pour rechargement de combustible de la tranche 1 a eu lieu pendant l'été 2017, sur une période de 48 jours. Le 15^e arrêt pour rechargement de combustible de la tranche 2 a eu lieu pendant l'automne 2017 et a duré 43 jours.

Renouvellement d'autorisation

La mise en service commerciale de la tranche 1 de la centrale nucléaire de Laguna Verde remonte à 1990 ; la tranche 2 avait suivi en 1995. Les deux tranches faisaient initialement l'objet d'une autorisation d'exploitation de 30 ans. Par conséquent, en 2015, une demande de renouvellement d'autorisation d'exploitation pour 30 années supplémentaires a été déposée auprès de l'autorité mexicaine de radioprotection et de sûreté nucléaire (Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias – CNSNS) pour les deux tranches de la centrale.

Entreposage du combustible utilisé

Une installation indépendante d'entreposage du combustible utilisé, d'une capacité de 11 523 assemblages combustibles, soit ce que devrait consommer la centrale tout au long de son cycle de vie estimé de 60 ans, a été construite sur le site de Laguna Verde. La phase finale de la procédure d'autorisation est en cours et l'autorisation d'exploitation de l'installation devrait être délivrée en 2018. Le pays planifie actuellement le transfert du combustible utilisé depuis les piscines de désactivation des deux tranches.

Pays-Bas

Près de sept mois après les élections néerlandaises du 15 mars 2017, remportées par le Parti populaire libéral et démocrate (VVD), les chefs de quatre partis sont convenus d'un programme politique de centre-droit et un nouveau gouvernement a été formé. Le Premier ministre, Mark Rutte, a présenté son gouvernement de coalition aux membres du Parlement le 9 octobre 2017, soit 208 jours après l'élection. Cette coalition réunit le VVD, les Démocrates 66 (D66) et deux partis chrétiens, l'Appel chrétien-démocrate (CDA) et l'Union chrétienne (CU). Le nouveau cabinet dit « Rutte III » a pris ses fonctions le 26 octobre 2017.

L'accord de coalition est ambitieux et « vert » pour ce qui est du programme énergétique et climatique. Il fixe pour objectif une réduction des émissions de CO₂ de 49 % à l'horizon 2030. Le Cabinet Rutte III engagera le pays dans la transition énergétique en entreprenant notamment, d'une part, de fermer les centrales à charbon (avant 2030), d'instaurer une taxe sur le carbone dans le secteur de l'électricité et de réduire la demande de gaz et, d'autre part, de donner la priorité au transport électrique et à l'investissement dans le solaire et l'éolien durables et le captage et le stockage du CO₂. Il entend conclure un accord sur le climat et l'énergie avec les parties prenantes de la société civile au sujet des mesures supplémentaires à mettre en œuvre et présenter une loi sur le climat. Bien que l'accord de coalition accorde une place fondamentale à l'énergie et à la lutte contre le changement climatique (avec la réduction des rejets de CO₂), il ne fait aucune mention du rôle de l'énergie nucléaire aux Pays-Bas, ni de la propriété d'URENCO.

Pologne

La Pologne ne possède pas encore de réacteur de puissance. Sa seule installation nucléaire en fonctionnement est le réacteur de recherche et de production de radioisotopes médicaux Maria, implanté à Otwock-Swierk, au Centre national de recherche nucléaire (Narodowym Centrum Badań Jądrowych – NCBJ).

Le cadre juridique qui régit le secteur nucléaire en Pologne repose principalement sur deux lois :

- la loi sur l'énergie atomique et ses règlements d'application, substantiellement modifiés en 2011 et 2014 ;

- la loi sur la préparation et la réalisation d'investissements dans des installations nucléaires et d'investissements connexes, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011 (loi sur les investissements dans l'énergie nucléaire).

Le programme électronucléaire polonais, adopté en janvier 2014 par le Conseil des ministres, est un document stratégique exposant les rôles et responsabilités des institutions chargées de la mise en œuvre du programme et couvrant des questions liées à la sûreté nucléaire et à la radioprotection. Il présente en détail les activités à entreprendre pour une utilisation sûre de l'énergie nucléaire en Pologne et fixe un calendrier pour la construction de deux centrales nucléaires, ainsi que pour la mise au point d'un cadre réglementaire et organisationnel de suivi des investissements nécessaires à cette fin.

Le programme prévoit la construction de deux centrales nucléaires d'une puissance cumulée de 6 000 mégawatts électriques (MWe) nets pouvant produire environ 50 TWh d'électricité par an, soit, pour le secteur polonais de la production d'électricité, une réduction annuelle de ses émissions de dioxyde de carbone (CO₂) d'au moins 36 millions de tonnes (24 %). Le programme est en cours de réexamen et d'actualisation.

L'entreprise chargée de la construction des centrales est PGE EJ 1 Sp. z o.o. Elle est notamment responsable de la préparation des investissements, des travaux de caractérisation du site et de la réception de toutes les décisions, autorisations et permis exigés pour la construction d'une centrale nucléaire en Pologne.

PGE EJ 1 Sp. z o.o. conduit des études sur deux sites à proximité du littoral de la mer baltique, Zarnowiec et Lubiatowo/Kopalino. Ces études devraient être finalisées en 2020.

Parallèlement à ce programme électronucléaire de grande ampleur, des travaux sont en cours afin d'évaluer la faisabilité d'une exploitation commerciale de réacteurs à haute température pour la production de chaleur. Le comité consultatif pour les réacteurs à haute température a publié, en septembre 2017, un rapport dans lequel il formule, à l'intention du ministre de l'Énergie, des recommandations quant aux possibilités de mise en œuvre de cette technologie en Pologne.

République tchèque

Politique générale

La République tchèque a récemment tenu des élections législatives. Le parti arrivé au pouvoir et quelques-uns des autres partis se sont publiquement déclarés en faveur de l'énergie nucléaire.

Politique nucléaire

Le ministère de l'Industrie et du Commerce a créé trois groupes de travail sous l'égide du Comité permanent de l'énergie nucléaire. Ces groupes seront responsables du cadre juridique et financier et des stratégies d'investissement applicables aux nouvelles constructions.

Le gouvernement tchèque et l'entreprise ČEZ, a.s. procèdent actuellement à l'analyse des obstacles à lever dans la perspective de la construction de nouvelles tranches nucléaires. Ces tranches pourraient être implantées sur le site de la centrale de Dukovany, une ou plusieurs autres nouvelles tranches pouvant être construites ultérieurement sur le site de la centrale de Temelín.

Électronucléaire

En 2017, l'autorité tchèque de radioprotection et de sûreté nucléaire (Státní úřad pro jadernou bezpečnost – SUJB) a approuvé l'exploitation à long terme des tranches 2, 3 et 4 de la centrale de Dukovany. Ces autorisations d'exploitation ne sont pas limitées dans le temps, mais elles incluent des exigences applicables à la poursuite de l'exploitation (réexamens périodiques de sûreté, par exemple). Une rénovation importante du contrôle-commande et un essai de l'enceinte de confinement du réacteur VVER-440 ont eu lieu à la centrale de Dukovany.

La centrale de Temelín a produit 16,45 TWh d'électricité, battant ainsi le record de 2012. Cependant, cette hausse résulte principalement d'un report à l'année 2018 de l'arrêt programmé de la centrale.

Une nouvelle division de l'énergie nucléaire a été créée au sein de ČEZ, a.s. En 2017, la World Association of Nuclear Operators (WANO) a conduit une mission d'examen par les pairs à l'échelle de l'entreprise au siège de ČEZ, a.s. et sur les sites des deux centrales. Elle a identifié deux points forts qui pourraient servir de référence aux autres électriciens du secteur : la mise en place, au sein de l'entreprise, d'une direction de la conception et d'une direction de la communication d'entreprise.

Roumanie

Afin de préparer la poursuite de son exploitation pendant un nouveau cycle de vie de 30 ans, il est prévu d'arrêter la tranche 1 de la centrale de Cernavoda pendant deux ans environ, entre 2026 et 2028.

La construction des tranches 3 et 4 de la centrale de Cernavoda démarrera aux alentours de 2022 et devrait s'achever en 2028.

Royaume-Uni

La politique nucléaire du gouvernement britannique reste inchangée depuis le rapport de l'édition de 2017. Le gouvernement britannique reconnaît l'importance du nucléaire pour la décarbonation de l'économie et la sécurité énergétique. Le pays prévoit d'arrêter la plupart de ses réacteurs actuels au cours des dix prochaines années, mais planifie et met en œuvre de nouveaux projets électronucléaires. Il prépare également sa sortie de l'Union européenne et du Traité Euratom.

Le Royaume-Uni prend actuellement des dispositions pour établir un régime national de garanties nucléaires, destiné à entrer en vigueur quand les dispositions de l'Euratom ne s'appliqueront plus, qui lui permettra de respecter ses obligations internationales en matière de garanties et de non-prolifération nucléaire. La loi sur les garanties nucléaires (*Nuclear Safeguards Bill*), en cours d'examen au Parlement, doit établir ce régime.

Le nouveau régime national de garanties nucléaires sera placé sous la responsabilité de l'autorité britannique de radioprotection et de sûreté nucléaire (Office for Nuclear Regulation – ONR). Il imposera des règles plus strictes que celles des obligations internationales en vigueur, et sera robuste et aussi complet que le régime de l'Euratom. Le 19 janvier 2018, le gouvernement a publié un projet de réglementation en pré-consultation pour étayer la loi sur les garanties nucléaires. Un premier atelier technique consacré à cette réglementation s'est tenu avec les exploitants le 9 février 2018. Une consultation officielle aura lieu cet été.

Le gouvernement britannique a démarré la procédure aux termes de laquelle il souhaite que l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) approuve l'Accord de soumission volontaire et le Protocole additionnel qu'il entend signer avec elle.

Développement de l'énergie nucléaire au Royaume-Uni

Tous les réacteurs actuellement en service dans le pays devraient être arrêtés dans les prochaines décennies, les premiers en 2023 et le dernier (sauf prolongation de la durée de vie) sans doute en 2035. Dans le cadre de sa politique énergétique générale, le gouvernement britannique a invité les industriels à proposer des projets de nouvelles constructions. Les plans actuels envisagent le déploiement de tranches nucléaires sur six sites :

- EDF et CGN, par l'intermédiaire d'une co-entreprise dénommée NNB Generation Company (NNBG), construisent actuellement deux réacteurs EPR à Hinkley Point C (3.2 GW) ;
- ils proposent d'implanter deux autres réacteurs EPR à Sizewell (3.2 GW) et envisagent également de déployer la technologie HPR1000 à Bradwell ;

- Horizon Nuclear Power, entreprise détenue par le japonais Hitachi-GE Nuclear Energy Ltd, propose de construire deux réacteurs à eau bouillante avancés (ABWR) sur chacun des sites de Wylfa et Oldbury (2.7 GW sur chaque site) ;
- NuGen, détenu par le japonais Toshiba, propose de déployer jusqu'à 3.8 GW de puissance électronucléaire sur le site de Moorside, à proximité de Sellafield. En décembre 2017, il a été annoncé que Toshiba avait choisi KEPCO comme « soumissionnaire privilégié » pour l'acquisition de NuGen.

En mars 2017, l'ONR a autorisé le démarrage de la construction de la centrale de Hinkley Point C, avec le coulage du béton de structure. En janvier 2017, la procédure de pré-homologation (*Generic Design Assessment* – GDA) du modèle de réacteur britannique HPR1000 de General Nuclear System Ltd. a commencé. En mars 2017, celle de la conception AP1000 de Westinghouse s'est achevée, et il a été confirmé qu'un tel réacteur pouvait être construit au Royaume-Uni. Enfin, en décembre 2017, la procédure de pré-homologation du modèle de réacteur à eau bouillante avancé britannique ABWR de Hitachi-GE a elle aussi abouti.

Démantèlement des installations et gestion des déchets

En janvier 2018, pour faire suite à la publication du livre blanc intitulé *Implementing Geological Disposal* en 2014, le gouvernement a lancé deux consultations en parallèle. La première porte sur la déclaration de politique nationale (*National Policy Statement*) relative à l'infrastructure de stockage géologique, qui trace une voie claire à suivre à l'avenir pour décider des modalités de planification du stockage géologique et des forages profonds à effectuer pour caractériser les sites susceptibles d'accueillir un centre de stockage. Cette déclaration de politique nationale doit être examinée par le Parlement avant de pouvoir être publiée. La seconde consultation, intitulée *Working with Communities*, concerne les collectivités et la façon dont elles devraient être invitées à participer et représentées dans le processus de sélection d'un site de stockage géologique, qui doit être fondé sur l'adhésion de la population. Ces deux consultations se sont achevées le 19 avril. Les réponses obtenues sont actuellement en cours d'analyse. Des réponses officielles seront données en temps utile. Le processus officiel de concertation avec les collectivités ne pourra démarrer que lorsque la politique *Working with Communities* aura été finalisée.

Certains aspects de la politique de gestion des déchets radioactifs sont dévolus aux administrations de l'Écosse, de l'Irlande du Nord et du Pays de Galles.

En mai 2015, les autorités du Pays de Galles ont adopté la solution du stockage géologique pour la gestion à long terme des déchets radioactifs de haute activité (HA) et ont rejoint le programme conduit par le gouvernement britannique, comme les autorités d'Irlande du Nord. Elles considèrent qu'un stockage géologique ne peut être implanté au Pays de Galles que si l'une des collectivités du territoire se porte volontaire pour l'accueillir. En décembre 2015, elles ont publié une déclaration décrivant les modalités de collaboration avec les collectivités locales potentiellement candidates. Par la suite, elles ont lancé une consultation sur des propositions détaillées de collaboration avec les collectivités qui voudraient discuter de la possibilité d'accueillir un centre de stockage géologique. Les réponses à cette consultation, qui s'est achevée en avril 2018, seront examinées, puis une nouvelle déclaration de politique sera publiée plus tard dans l'année.

En Écosse, c'est le gouvernement local qui est responsable de la réglementation des substances radioactives et de la politique de gestion des déchets radioactifs sur le territoire. La politique écossaise de gestion des déchets de haute activité diffère de celle de l'Angleterre et du Pays de Galles : le gouvernement a opté pour une politique de gestion à long terme de ces déchets dans des installations de subsurface qui doivent être implantées aussi près que possible des sites où les déchets sont produits, et soumises à des exigences réglementaires strictes.

De plus, le gouvernement écossais a fait savoir que, dans l'état actuel de la technologie, il n'autoriserait aucune proposition de construction d'une tranche nucléaire en Écosse, même s'il reconnaît que la prolongation de la durée de vie des centrales actuellement en service pourrait aider à assurer la sécurité d'approvisionnement durant la transition vers d'autres moyens de production d'électricité renouvelables ou thermiques alternatifs.

Le Royaume-Uni s'est aussi fixé pour priorité nationale de gérer les situations historiques liées aux utilisations civiles de l'énergie nucléaire, à savoir de démanteler les installations et d'assainir les sites correspondants dans des conditions de sûreté et de sécurité et de manière économiquement performante.

L'objectif est de réduire autant que possible l'impact environnemental et la charge financière portée par les contribuables. C'est la Nuclear Decommissioning Authority (NDA), un organisme public non ministériel, que les pouvoirs publics ont chargée du démantèlement et de la remise en état des 17 sites répertoriés dans la catégorie des situations historiques civiles. L'importance de la tâche transparaît dans le budget alloué à la NDA, qui se maintient à environ 3 milliards GBP par an.

Réalisations et progression des travaux sur les sites gérés par la NDA

Sellafield

Bassins et silos historiques

- *Pile Fuel Cladding Silo* (ancien silo de stockage) : le perçage de ce conteneur est désormais terminé, ce qui constitue une étape majeure irréversible avant son ouverture et la récupération des déchets radioactifs.
- *Pile Fuel Storage Pond* (ancien bassin d'entreposage) : tout le combustible en vrac a été retiré du bassin, ce qui a fait baisser de 70 % la radioactivité de celui-ci. On procède désormais à l'enlèvement des boues radioactives.
- *First Generation Magnox Storage Pond* (ancien bassin d'entreposage de déchets des réacteurs Magnox) : l'enlèvement des boues radioactives est en cours.
- *Magnox Swarf Storage Silo* (ancien silo d'entreposage de déchets des réacteurs Magnox) : la première des trois machines d'enlèvement a été installée au sommet des silos, et les travaux sur un autre silo ont commencé avec huit mois d'avance sur le calendrier. Des études scientifiques ayant permis de mieux comprendre l'évolution des types de déchets contenus cette installation, l'enlèvement des déchets pourra commencer plus rapidement.

Autres réalisations majeures

- Évaporateur D : la toute nouvelle installation de Sellafield vient d'entrer en service. Elle est indispensable pour réduire les volumes d'effluents liquides de haute activité que produiront les opérations conduites dans les usines de retraitement.

Donreay

- Près de la moitié des matières nucléaires qui figuraient dans l'inventaire des « substances exotiques » du site ont été enlevées. Le reste de l'inventaire devrait lui aussi être enlevé d'ici la fin du mois de décembre 2018.

Magnox

- Le site de Bradwell a achevé son programme de traitement des débris d'éléments combustibles, une étape importante avant la phase de surveillance et d'entretien qu'il devrait atteindre d'ici à la fin de 2018.
- Sur les sites de Dungeness A et Sizewell A, des plongeurs spécialisés ont été déployés pour retirer les déchets radioactifs des anciennes piscines de combustible usé.

Stockage des déchets de faible activité

- Cette installation, qui continue d'afficher de bonnes performances pour le stockage des déchets de faible activité (FA), a également pour fonction de soutenir le programme national élaboré par le gouvernement et la NDA pour la gestion des déchets FA, qui prévoit des voies alternatives de prise en charge et de stockage de ces déchets. Ces solutions alternatives ont permis de réduire de 85 % la quantité de déchets FA envoyée vers l'installation de stockage des déchets de faible activité en 2017.

Russie

Le programme national de développement du parc de production électronucléaire de la Russie (le Programme de développement) – dont la dernière version en date a été approuvée par la résolution ministérielle no 344-11 du 28 mars 2017 – esquisse la poursuite de la construction des tranches de centrales nucléaires du pays. Le plan relatif aux futures centrales nucléaires est énoncé dans l'arrêté du gouvernement de la Fédération de Russie no 1634-r du 1^{er} août 2016. Le pays prévoit de construire 11 nouvelles tranches d'ici à 2030.

Deux événements phares ont marqué l'année 2017, à savoir :

- la mise en service commercial de la tranche 1 de la centrale de Novovoronezh 2 (réacteur VVER-1200) ;
- le démarrage physique de réacteurs aux centrales de Rostov (tranche 4 – réacteur VVER-1000) et Leningrad 2 (tranche 1 – réacteur VVER-1200).

En outre, les projets d'investissement suivants sont actuellement en phase active de mise en œuvre :

- stade de finalisation pour les centrales de Novovoronezh 2 (tranche 2 – réacteur VVER-1200) et Leningrad 2 (tranche 2 – VVER-1200) ;
- lancement de la phase principale de construction à la centrale de Kursk 2 (tranches 1 et 2 – réacteurs VVER-1200) ;
- finalisation de la construction de la centrale nucléaire flottante destinée à la production d'électricité et de chaleur (cogénération).

Des travaux complexes ont été menés à bien pour prolonger la durée de vie de la centrale de Balakovo (tranche 2 – réacteur VVER-1000). L'autorisation d'exploitation pour la période supplémentaire a été obtenue.

L'autorité de sûreté nucléaire Rostekhnadzor a délivré une autorisation en vue d'une augmentation de 104 % de la puissance thermique nominale des réacteurs pour l'exploitation pilote de la tranche 3 de la centrale de Rostov et l'exploitation industrielle des tranches 1 et 2 de la centrale de Kalinin.

Gestion du combustible nucléaire usé

L'entreposage centralisé du combustible nucléaire usé est assuré sur deux sites, à savoir le site du Combinat minier et chimique, et celui de l'usine de retraitement PA Mayak.

Cette dernière a commencé à retraiter le combustible usé des réacteurs de type VVER-1000 (en plus du combustible des réacteurs VVER-440, BN-600, RR SNF, et autres).

Le site d'entreposage en piscine du Combinat minier et chimique pour le combustible usé de réacteurs de type VVER-1000 est opérationnel depuis 1986. Sa reconstruction, achevée en 2011, garantit un niveau de sûreté renforcé, grâce à un nouveau système de refroidissement et d'aspersion de secours, à un système d'extraction de fumées, aux efforts de gestion des accidents hors dimensionnement et des essais de résistance aux chocs, et à l'amélioration de la tenue au séisme. La première tranche d'une installation d'entreposage à sec sur le site du Combinat minier et chimique a été mise en service en 2012 (installation d'entreposage à sec du combustible usé de réacteurs de type RBMK-1000). A suivi, en 2016, la mise en service de la deuxième tranche de l'installation d'entreposage à sec du combustible usé de réacteurs VVER-1000 et RBMK-1000.

La même année, une autorisation a été délivrée pour l'exploitation du premier complexe de démarrage du centre de démonstration pilote de retraitement du combustible nucléaire usé sur le site du Combinat minier et chimique. Un programme de R-D visant à mettre au point des technologies innovantes en matière de retraitement du combustible nucléaire usé a par ailleurs été lancé. La construction de la deuxième tranche du centre de démonstration pilote, dotée d'une capacité de retraitement prévue de 250 tonnes de combustible usé par an, est en cours. Elle devrait s'achever en 2020.

Suède

Réformes

En 2016, la taxe sur la puissance thermique des réacteurs était de 14 440 SEK/MW par mois, soit environ 0,07 à 0,08 SEK/kWh. Conformément à un accord sur l'énergie conclu en 2016, elle a été réduite à 1 500 SEK à compter du 1^{er} juillet 2017, puis supprimée le 1^{er} janvier 2018.

La taxe collectée pour alimenter le fonds de gestion des déchets nucléaires (2015-2017) est d'approximativement 0,04 SEK/kWh.

Point sur les réacteurs de puissance

- **Ringhals** : Au printemps 2015, l'exploitant a décidé que deux des réacteurs de la centrale, R1 et R2, ne seraient pas exploités sur une durée de 50 ans. Pendant l'été, il a été décidé de limiter les investissements et de renoncer à certains investissements programmés. Le 15 octobre 2015, une décision de mise à l'arrêt anticipé des réacteurs R1 et R2 a été prise. Ringhals 2 sera arrêté définitivement en 2019, et Ringhals 1 en 2020.

La durée d'exploitation prévue pour les deux autres réacteurs, R3 et R4, reste d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans un système de refroidissement du cœur indépendant a été prise en 2017.

- **Oskarshamn** : En juin 2015, le propriétaire de la centrale a décidé de l'arrêt anticipé de deux des trois réacteurs, à savoir O1 et O2. La décision a été confirmée le 14 octobre 2015.

La décision de mise à l'arrêt de la tranche O2 a été prise alors que la révision du réacteur était en cours, en vue d'une modernisation de grande ampleur. De ce fait, il a été décidé que la tranche ne serait pas redémarrée et que les investissements prévus ne seraient pas menés à leur terme. Le réacteur O2 est donc déjà hors service.

Le 16 février 2016, il a été décidé de mettre le réacteur O1 à l'arrêt définitif, ce qui a été fait en juin 2017.

La durée prévue d'exploitation du dernier réacteur (O3) reste d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans un système de refroidissement du cœur indépendant a été prise en 2017.

- **Forsmark** : La décision d'investir dans un système de refroidissement du cœur indépendant pour les trois réacteurs de Forsmark a été prise en juin 2016.

Suisse

Le 21 mai 2017, le pays a organisé un référendum concernant la nouvelle Stratégie énergétique 2050. La majorité du public a voté en faveur de la mise en œuvre de cette stratégie. Le 1^{er} janvier 2018 a marqué l'entrée en vigueur la loi révisée sur l'énergie, qui modifie fondamentalement le paysage énergétique du pays.

Aux termes de cette nouvelle loi, aucune autorisation de construction d'une tranche nucléaire ou de modification fondamentale d'une tranche existante ne peut plus être délivrée. Les centrales nucléaires existantes peuvent continuer de fonctionner tant qu'elles sont déclarées sûres par l'Inspection générale de la sécurité nucléaire (IFSN) qui, en sa qualité d'autorité indépendante de sûreté nucléaire de la Confédération, décide si les conditions d'une exploitation sûre sont remplies. La centrale de Mühleberg sera mise à l'arrêt définitif d'ici à décembre 2019 pour des raisons économiques.

En 2003, le Parlement avait décidé un moratoire sur l'exportation d'éléments combustibles usés pour le retraitement, qui est échu en juin 2016. La nouvelle législation interdit de manière permanente l'exportation d'éléments combustibles usés pour retraitement.

Turquie

Trois projets de centrale sont en cours en Turquie. S'agissant du premier projet, celui de la centrale d'Akkuyu, la Russie et la Turquie ont signé, le 12 mai 2010, un accord intergouvernemental aux termes duquel l'entreprise publique de production électronucléaire Rosatom aura la responsabilité de la construction, de la propriété et de l'exploitation de quatre réacteurs de type VVER-1200 sur le site d'Akkuyu, dans la municipalité de Mersin. La centrale aura une puissance installée totale de 4 800 MWe et la durée de vie de chacune de ses tranches sera de 60 ans. Il est prévu que la première tranche entre en service en 2023 et que les autres suivent à raison d'une par an.

Ce projet de construction a donné lieu à la création de l'entreprise Akkuyu Nuclear Joint-Stock Company (AJSC), le 13 décembre 2010, à Ankara. Le site de la future centrale et l'autorisation d'implantation correspondante délivrée en 1976 ont été alloués à AJSC, qui a alors lancé une étude de caractérisation du site afin d'actualiser les données sur les caractéristiques du site et les paramètres applicables. Le 9 février 2017, AJSC a transmis à l'autorité turque de l'énergie atomique (Türkiye Atom Enerjisi Kurumu – TAEK) la dernière version de son « rapport sur les paramètres du site » et, le 3 mars 2017, elle lui a présenté une demande d'autorisation de construction de la tranche 1 de la centrale d'Akkuyu. Le 20 octobre 2017, la TAEK a délivré à AJSC une autorisation limitée de travaux. AJSC a obtenu l'autorisation de construction le 30 mars 2018 et, le 3 avril 2018, a officiellement démarré le chantier de la première tranche, avec le coulage du premier béton.

Par ailleurs, AJSC a soumis son rapport d'étude d'impact sur l'environnement au ministère de l'Environnement et de l'Urbanisme le 6 décembre 2013, et a obtenu une décision positive le 1^{er} décembre 2014. Le 15 juin 2017, elle a obtenu une autorisation de production d'électricité d'une durée de 49 ans de la part de l'autorité de régulation des marchés de l'énergie (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu – EPDK). Enfin, le 30 décembre 2017, AJSC et l'entreprise publique turque de négoce de l'électricité Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAS) ont signé un contrat d'achat d'électricité.

Le deuxième projet de centrale, le projet de Sinop, est conduit par un consortium turco-franco-japonais réunissant l'énergéticien français ENGIE (qui s'appelait GDF Suez avant avril 2015), les entreprises japonaises Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et ITOCHU, et l'entreprise publique turque de production d'électricité Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ).

Selon l'accord intergouvernemental signé avec le Japon le 3 mai 2013, l'entreprise chargée du projet, qui doit être créée par le consortium, construira et exploitera quatre réacteurs de type ATMEA-1 dans la province de Sinop. La centrale aura une puissance installée totale de 4 480 MWe et la durée de vie de chacune de ses tranches sera de 60 ans.

Des études de faisabilité sont en cours pour s'assurer de l'adéquation du site et élaborer le plan de financement du projet. Elles devraient s'achever à la fin de 2018. Après ces études, l'entreprise chargée du projet sera constituée. En 2016, EÜAŞ International Incorporated Cell Company (EÜAŞ ICC), filiale d'EÜAŞ, a été créée sous la forme d'une société internationale de production électronucléaire ne faisant pas appel public à l'épargne. Elle détiendra au nom d'EÜAŞ jusqu'à 49 % de l'entreprise chargée du projet.

Il est prévu que les deux premières tranches de la centrale de Sinop entrent en service en 2025 et 2026 respectivement, et que les autres suivent d'ici à 2030.

En ce qui concerne le troisième projet de centrale nucléaire du pays, des études sont en cours en vue de la sélection du site. Le projet prévoit la construction de quatre tranches. EÜAŞ détiendra aussi une partie de l'entreprise chargée du projet, sur le modèle du projet de Sinop. Après l'étude de sélection du site, démarrera une étude de faisabilité du projet.

Reporting organisations and contact persons

Organisations déclarantes et personnes à contacter

We would like to thank our numerous contacts worldwide in national administrations and in public and private companies for their helpful co-operation.

Nous souhaitons remercier de leur coopération utile tous les membres d'administrations nationales et d'entreprises publiques ou privées avec qui nous sommes en contact dans le monde entier.

NEA / AEN	Nuclear Technology Development and Economics / L'Économie et du développement des technologies nucléaires Luminita Grancea (<i>Scientific Secretary / Secrétaire scientifique</i>)
Argentina / Argentine	National Atomic Energy Commission / Commission nationale de l'énergie atomique Calzetta Larrieu Osvaldo
Australia / Australie	Department of the Environment and Energy / Ministère de l'Environnement et de l'Énergie Shamim Ahmad and Allison Ball
Austria / Autriche	Federal Ministry of Sustainability and Tourism / Ministère fédéral de Durabilité et du tourisme Thomas Augustin
Belgium / Belgique	FPS Economy, SMEs, Self-Employed and Energy / Service Public Fédéral – Économie, PME, Classes Moyennes et Énergie Alberto Fernandez Fernandez Synatom / Société belge des combustibles nucléaires Synatom SA Françoise Renneboog
Canada / Canada	Natural Resources Canada / Ressources naturelles Canada Daniel Brady
Chile / Chili	Ministry of Energy / Ministère de l'Énergie Stefano Banfi
Czech Republic / Rép. tchèque	Ministry of Industry and Trade / Ministère de l'Industrie et du Commerce Martin Pejrimovsky
Denmark / Danemark	Danish Energy Agency / Agence danoise de l'énergie Ali Zarnaghi
Estonia / Estonie	Ministry of Economic Affairs and Communications of Estonia / Ministère des Affaires économiques et des Communications Jaanus Uiga
Finland / Finlande	Ministry of Economic Affairs and Employment / Ministère des Affaires économiques et de l'Emploi Jorma Aurela
France / France	French Alternative Energies and Atomic Energy Commission / Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives Sophie Gabriel
Germany / Allemagne	Federal Ministry for Economic Affairs and Energy / Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie Thomas Nunnemann
Greece / Grèce	Regulatory Authority for Energy / Autorité de régulation de l'énergie Maria Kerkidou
Hungary / Hongrie	Hungarian Atomic Energy Authority / Autorité de sûreté nucléaire Gábor Körmendi
Ireland / Irlande	EirGrid / EirGrid Noelle Ameijenda
Israel / Israël	Permanent Delegation of Israel to the OECD / Délégation permanente d'Israël auprès de l'OCDE Dor Rafalin

Italy / Italie	Ministry of Economic Development / Ministère du Développement économique Ugo Bollettini
Japan / Japon	Ministry of Economy, Trade and Industry / Ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie Takuma Yamagishi
Korea / Corée	Ministry of Science and ICT / Ministère de la Science et des TIC Jong Tak Park Korea Nuclear International Cooperation Foundation / Korea Nuclear International Cooperation Foundation Young June Kim
Latvia / Lettonie	Ministry of Economics of Latvia / Ministère de l'Économie Liga Rozentale
Luxembourg / Luxembourg	National Institute of Statistics and Economic Studies of the Grand Duchy of Luxembourg / Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché de Luxembourg Olivier Thunus
Mexico / Mexique	Office Director for International Nuclear Affairs / Direction des affaires nucléaires internationales Bibiana Gomez Munoz
Netherlands / Pays-Bas	Ministry of Economic Affairs and Climate Policy / Ministère des Affaires économiques et de la politique climatique Hedwig Sleiderink
Norway / Norvège	Norwegian Ministry of Petroleum and Energy / Ministère du Pétrole et de l'Énergie Even Winje
Poland / Pologne	Ministry of Energy / Ministère de l'Énergie Krzysztof Szymański
Portugal / Portugal	Directorate General for Energy and Geology / Direction du service de planification énergétique et statistique Maria da Graça Torres
Romania / Roumanie	Nuclear Agency and Radioactive Waste / Agence nucléaire et déchets radioactifs Eugen Banches and Ramona Popescu
Russia / Russie	ROSATOM / ROSATOM Alexey Prosyantov
Slovak Republic / Rép. slovaque	Ministry of Economy of the Slovak Republic / Ministère de l'Économie de la République slovaque Emil Bédi
Slovenia / Slovénie	Krško Nuclear Power Plant / Nuklearna elektrarna Krško d.o.o. Bojan Kurinčič
Spain / Espagne	Ministry of Energy, Tourism and Digital Agenda / Ministère de l'Énergie, du Tourisme et de l'Agenda numérique Irene Dovale Hernandez
Sweden / Suède	Ministry of Environment and Energy / Ministère de l'Environnement et de l'Énergie Björn Telenius Swedish Energy Agency / Agence suédoise de l'énergie Anna Andersson
Switzerland / Suisse	Swiss Federal Office of Energy / Office fédéral de l'énergie Ralf Straub
Turkey / Turquie	Ministry of Energy and Natural Resources / Ministère de l'Énergie et des ressources naturelles Görkem Güngör
United Kingdom / Royaume-Uni	Department of Business, Energy and Industrial Strategy / Ministère des Entreprises, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle John C.H. Lindberg
United States / États-Unis	Energy Information Administration / Energy Information Administration Michael Scott

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

The OECD is a unique forum where the governments of 36 democracies work together to address the economic, social and environmental challenges of globalisation. The OECD is also at the forefront of efforts to understand and to help governments respond to new developments and concerns, such as corporate governance, the information economy and the challenges of an ageing population. The Organisation provides a setting where governments can compare policy experiences, seek answers to common problems, identify good practice and work to co-ordinate domestic and international policies.

The OECD member countries are: Australia, Austria, Belgium, Canada, Chile, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Israel, Italy, Japan, Korea, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, New Zealand, Norway, Poland, Portugal, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The European Commission takes part in the work of the OECD.

OECD Publishing disseminates widely the results of the Organisation's statistics gathering and research on economic, social and environmental issues, as well as the conventions, guidelines and standards agreed by its members.

This work is published on the responsibility of the OECD Secretary-General.

NUCLEAR ENERGY AGENCY

The OECD Nuclear Energy Agency (NEA) was established on 1 February 1958. Current NEA membership consists of 33 countries: Argentina, Australia, Austria, Belgium, Canada, the Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Russia, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The European Commission also takes part in the work of the Agency.

The mission of the NEA is:

- to assist its member countries in maintaining and further developing, through international co-operation, the scientific, technological and legal bases required for a safe, environmentally sound and economical use of nuclear energy for peaceful purposes;
- to provide authoritative assessments and to forge common understandings on key issues as input to government decisions on nuclear energy policy and to broader OECD analyses in areas such as energy and the sustainable development of low-carbon economies.

Specific areas of competence of the NEA include the safety and regulation of nuclear activities, radioactive waste management and decommissioning, radiological protection, nuclear science, economic and technical analyses of the nuclear fuel cycle, nuclear law and liability, and public information. The NEA Data Bank provides nuclear data and computer program services for participating countries.

The statistical data for Israel are supplied by and under the responsibility of the relevant Israeli authorities. The use of such data by the OECD is without prejudice to the status of the Golan Heights, East Jerusalem and Israeli settlements in the West Bank under the terms of international law.

This document, as well as any data and map included herein, are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Corrigenda to OECD publications may be found online at: www.oecd.org/publishing/corrigenda.

© OECD 2018

You can copy, download or print OECD content for your own use, and you can include excerpts from OECD publications, databases and multimedia products in your own documents, presentations, blogs, websites and teaching materials, provided that suitable acknowledgment of the OECD as source and copyright owner is given. All requests for public or commercial use and translation rights should be submitted to neapub@oecd-nea.org. Requests for permission to photocopy portions of this material for public or commercial use shall be addressed directly to the Copyright Clearance Center (CCC) at info@copyright.com or the Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) contact@cfcopies.com.

Cover photos: Taishan nuclear power plant, units 1 and 2, China (EDF, Philippe Lavret); Comurhex II, France (Orano).

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 36 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Chili, la Corée, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Israël, l'Italie, le Japon, la Lettonie, la Lituanie, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958. Elle réunit actuellement 33 pays : l'Allemagne, l'Argentine, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Russie, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ;
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales de l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable des économies bas carbone.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement, la radioprotection, les sciences nucléaires, les aspects économiques et technologiques du cycle du combustible, le droit et la responsabilité nucléaires et l'information du public. La Banque de données de l'AEN procure aux pays participants des services scientifiques concernant les données nucléaires et les programmes de calcul.

Les données statistiques concernant Israël sont fournies par et sous la responsabilité des autorités israéliennes compétentes. L'utilisation de ces données par l'OCDE est sans préjudice du statut des hauteurs du Golan, de Jérusalem Est et des colonies de peuplement israéliennes en Cisjordanie aux termes du droit international.

Ce document, ainsi que les données et cartes qu'il peut comprendre, sont sans préjudice du statut de tout territoire, de la souveraineté s'exerçant sur ce dernier, du tracé des frontières et limites internationales, et du nom de tout territoire, ville ou région.

Les corrigenda des publications de l'OCDE sont disponibles sur : www.oecd.org/editions/corrigenda.

© OCDE 2018

Vous êtes autorisés à copier, télécharger ou imprimer du contenu OCDE pour votre utilisation personnelle. Vous pouvez inclure des extraits des publications, des bases de données et produits multimédia de l'OCDE dans vos documents, présentations, blogs, sites Internet et matériel d'enseignement, sous réserve de faire mention de la source OCDE et du copyright. Les demandes pour usage public ou commercial ou de traduction devront être adressées à neapub@oecd-nea.org. Les demandes d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales peuvent être obtenues auprès du Copyright Clearance Center (CCC) info@copyright.com ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) contact@cfcopies.com.

Photos de couverture : Centrale nucléaire de Taishan, tranches 1 et 2, Chine (EDF, Philippe Lavret); Comurhex II, France (Orano).

NEA publications and information

The **full catalogue of publications** is available online at www.oecd-nea.org/pub.

In addition to basic information on the Agency and its work programme, the **NEA website** offers free downloads of hundreds of technical and policy-oriented reports. The professional journal of the Agency, **NEA News** – featuring articles on the latest nuclear energy issues – is available online at www.oecd-nea.org/nea-news.

An **NEA monthly electronic bulletin** is also distributed free of charge to subscribers, providing updates of new results, events and publications. Sign up at www.oecd-nea.org/bulletin.

Visit us on **Facebook** at www.facebook.com/OECDNuclearEnergyAgency or follow us on **Twitter** @OECD_NEA.

Publications et informations de l'AEN

Le **catalogue complet des publications** est disponible en ligne à www.oecd-nea.org/pub.

Outre une présentation de l'Agence et de son programme de travail, le **site internet de l'AEN** propose des centaines de rapports téléchargeables gratuitement sur des questions techniques ou de politique. La revue professionnelle de l'Agence, **AEN Infos**, qui publie des articles sur les dernières questions relatives à l'énergie nucléaire, est disponible en ligne sur www.oecd-nea.org/nea-news/index-fr.html.

Il est possible de s'abonner gratuitement (www.oecd-nea.org/bulletin) à un **bulletin électronique mensuel** présentant les derniers résultats, événements et publications de l'AEN.

Consultez notre page **Facebook** sur www.facebook.com/OECDNuclearEnergyAgency ou suivez-nous sur **Twitter** @OECD_NEA.



Nuclear Energy Data – 2018

Nuclear Energy Data is the Nuclear Energy Agency's annual compilation of statistics and country reports documenting nuclear power status in NEA member countries and in the OECD area. Information provided by governments includes statistics on total electricity produced by all sources and by nuclear power, fuel cycle capacities and requirements, and projections to 2035, where available. Country reports summarise energy policies, updates of the status in nuclear energy programmes and fuel cycle developments. In 2017, nuclear power continued to supply significant amounts of low-carbon baseload electricity, in a context of strong competition from low-cost fossil fuels and renewable energy sources. Governments committed to having nuclear power in the energy mix advanced plans for developing or increasing nuclear generating capacity, with the preparation of new build projects making progress in Finland, Hungary, Turkey and the United Kingdom. Further details on these and other developments are provided in the publication's numerous tables, graphs and country reports.

This publication contains "StatLinks". For each StatLink, the reader will find a URL which leads to the corresponding spreadsheet. These links work in the same way as an Internet link.

Données sur l'énergie nucléaire – 2018

Les *Données sur l'énergie nucléaire*, compilation annuelle de statistiques et de rapports nationaux préparée par l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, présentent la situation de l'énergie nucléaire dans les pays membres de l'AEN et dans la zone de l'OCDE. Les informations communiquées par les gouvernements comprennent des statistiques sur la production d'électricité totale et nucléaire, les capacités et les besoins du cycle du combustible et, lorsqu'elles sont disponibles, des projections jusqu'en 2035. Les rapports nationaux présentent brièvement les politiques énergétiques, la situation des programmes électronucléaires et ceux du cycle du combustible. En 2017, l'énergie nucléaire a continué de fournir des quantités importantes d'électricité en base faiblement carbonée, et ce dans un contexte de forte concurrence avec les combustibles fossiles bon marché et les énergies renouvelables. Les pays décidés à inclure ou conserver le nucléaire dans leur bouquet énergétique ont poursuivi leurs projets de déploiement ou d'augmentation de leur puissance nucléaire installée. Ainsi, des projets de construction progressent en Finlande, en Hongrie, au Royaume-Uni et en Turquie. De plus amples informations sur ces évolutions et d'autres développements sont fournies dans les nombreux tableaux, graphiques et rapports nationaux que contient cet ouvrage.

Cette publication contient des « StatLinks ». Fonctionnant comme un lien internet, un StatLink fournit l'accès à la feuille de calcul correspondante.

Nuclear Energy Agency (NEA)

46, quai Alphonse Le Gallo
92100 Boulogne-Billancourt, France
Tel.: +33 (0)1 45 24 10 15
nea@oecd-nea.org www.oecd-nea.org