

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2014



Nuclear Development
Développement de l'énergie nucléaire

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2014

© OECD 2014
NEA No. 7197

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 2014 edition of the “Brown Book” contains official information provided by OECD member country governments on nuclear energy, including projections of total electrical and nuclear generating capacities to 2035 and short narrative country reports updating the status, trends and issues in OECD nuclear energy programmes. In 2013, nuclear power continued to be an important source of carbon-emission-free baseload electricity despite facing increased competition from low-cost fossil fuels (natural gas and coal) and subsidised renewable energy sources. Phase-out plans in three OECD countries and continued uncertainty about the role of nuclear power in Japan have had an impact on nuclear power, in particular the front end of the fuel cycle. All but two reactors in Japan remained offline throughout the year, and the two that had been in operation were shut down in September 2013. By the end of 2013, however, a number of Japanese utilities had applied to the new, independent Nuclear Regulation Authority to restart 16 reactors, after strengthened safety requirements had been developed following the accident at the Fukushima Daiichi nuclear power plant (NPP) in early 2011.

Total electricity generation and electricity generation at nuclear power plants in the OECD area remained relatively stable from 2012 to 2013, increasing by 0.8% and 0.7% respectively. The share of electricity production from nuclear power plants decreased marginally (18.7% in 2012 and 18.6% in 2013), despite total nuclear capacity declining by 1.5% (from 303.7 GWe in 2012 to 299.1 GWe in 2013) as six reactors were permanently shut down in the OECD area (two in Japan and four in the United States). Record electricity production by nuclear power plants in the Czech Republic, combined with increased production in Belgium, Canada, Mexico, Sweden and the United States balanced production declines in France, Germany, Japan, the Netherlands, the Republic of Korea and Spain. The permanent closure of six reactors ahead of their planned lifetimes did not significantly reduce electricity production from nuclear power in 2013 since three of the four reactors closed in the United States (San Onofre 2 and 3 in California and Crystal River 3 in Florida) did not operate throughout 2012 and 2013 due to technical issues, and the two reactors in Japan (Fukushima Daiichi 5 and 6) had not been in operation since the accident at the Fukushima Daiichi NPP prior to the decision to permanently close the units in late 2013.

At the end of December 2013, 325 operational reactors were connected to the grid in the OECD area. A total of 18 reactors were under construction – 5 in the OECD American region (including the first 2 new reactor construction starts in the United States since the 1970s), 4 in OECD Europe and 9 in the OECD Pacific region (although construction of 4 reactors in Japan has been at least temporarily halted). In addition, 33 reactors were considered firmly committed to construction, including the first 8 units in Turkey for commercial electricity production (4 each to be built at the Akkuyu and Sinop sites). Should all the units under construction and committed to construction be completed, a total of 62.9 GWe of nuclear generating capacity would be added to electricity grids in the OECD area. On the other hand, by 2019, a total of ten reactors are planned to be retired from service, reducing OECD nuclear generating capacity by a total of 7.5 GWe. Included are two closures in the United States (Kewaunee in Wisconsin in 2013 and Vermont Yankee in Vermont, scheduled for closure near the end of 2014). Both Kewaunee and Vermont Yankee are single, smaller capacity reactors that could no longer continue to operate profitably in competition with low-cost, natural-gas-fired generating plants and subsidised intermittent renewable energy sources in the liberalised electricity markets of these states.

Despite declining uranium market prices through 2013, which caused the postponement of several mine development projects, global uranium production should continue to increase, amounting to 59 500 tU in 2013, principally due to production increases in Kazakhstan. Uranium production in the OECD area is expected to decline slightly from almost 18 000 tU in 2012 to about 17 600 tU in 2013, owing mainly to reduced production in Australia. Even with this decline, OECD uranium production provided over 40% of OECD uranium requirements in 2013, due in part to declining reactor requirements principally related to the idling of reactors in Japan. Imports and secondary sources of uranium from stockpiles, spent fuel reprocessing, dismantling of nuclear weapons and re-enrichment of uranium tails will continue to be needed to meet total OECD reactor requirements, as has been the case in the past several years.

Conversion and enrichment capacities exceed requirements in the European region. In OECD America, conversion capacity exceeds requirements while enrichment services need to be imported. In the Pacific region, both enrichment and conversion services need to be imported. The only conversion plant in

the United States, the Metropolis facility operated by ConverDyn Inc., was taken offline in mid-2012 to implement required safety upgrades. Once completed, operations were resumed at the facility in July 2013. In May 2013, the Paducah enrichment plant, the last operating gaseous diffusion facility in the world, was closed following the re-enrichment of nearly 9 000 tonnes of high assay enrichment tails, which will be used to fabricate fuel for commercial reactors in the United States. As in past years, fuel fabrication capacities were sufficient to meet requirements throughout the OECD area, although few data were made available for facilities in North America.

As outlined in the country reports in this publication, nuclear development programmes were generally advanced in the OECD area despite some setbacks. In Belgium, a law was enacted that limits the lifetime of all reactors to 40 years (with the exception of Tihange 1, where the limit is 50 years). In Canada, an updated Government of Ontario Long-term Energy Plan stated that the refurbishment of the existing reactors in the province would proceed, but that the planned construction of new units would not proceed at this time. In the Czech Republic, power uprates of the two Temelin reactors were initiated following the successful completion of uprates on all four Dukovany reactors. In Finland, E.ON sold its 34% stake in the Fennovoima Project to the majority owner and a turn-key contract was signed with Rosatom to supply a VVER reactor for this new build project. Progress towards the completion of the Flamanville 3 EPR in 2016 and efforts to increase the capacity of the Georges Besse II centrifuge enrichment facility to 7.5 million SWU by 2016 were reported by France. In Hungary, work continued on the life extension of all four units at the Paks nuclear power plant, as did preparatory work for the construction of two new units at the site. Work on the life extension of the two Laguna Verde reactors continued in Mexico; and a licence for long-term operation of the Borssele nuclear power plant to 2033 was issued in the Netherlands. In Poland, work continued to establish the country's nuclear power generation programme with site determination and technology selection scheduled for 2016. The Republic of Korea released an updated national energy plan, which states that nuclear power will comprise 29% of electricity generating capacity by 2035 as work continued towards the completion of nine new reactors by 2022. In Spain, legal changes were implemented that could provide for the resumption of electricity generation at the Santa María de Garoña reactor, which was taken offline in late 2012. In Sweden, modernisation and power uprates of several reactors are moving ahead, while in Switzerland it was announced that the Mühleberg nuclear power plant would be shut down in 2019 (three years earlier than expected) for economic reasons. In the United States, safety of the nuclear power fleet is being enhanced through the implementation of measures related to lessons learnt from the Fukushima Daiichi NPP accident. In August 2013, GE-Hitachi Nuclear Energy's Global Laser Enrichment made a proposal to the Department of Energy to license, construct and operate a laser enrichment facility at the closed Paducah facility so as to further develop the technology and to process depleted uranium stored on the site. The Megatons to Megawatts programme successfully ended in late 2013 after 500 tonnes of weapons-grade uranium from the Russian Federation was blended down to low-enriched uranium suitable for use in commercial nuclear reactors in the United States.

The storage capacity for irradiated fuel in OECD countries is sufficient to meet requirements and is expected to be expanded as required to meet operational needs until permanent repositories are established. Several countries (e.g. Canada, Finland, France and the Republic of Korea) reported progress in the steps required to establish deep geological repositories for the disposal of spent fuel and other forms of radioactive waste. The first such facility is expected to begin operation in Finland in the early 2020s after an application for a construction licence for the encapsulation plant and the final disposal facility for spent fuel was filed in 2013.

Introduction

Cette édition 2014 du « Livre brun » contient des informations communiquées par les gouvernements des pays membres de l'OCDE, parmi lesquelles des projections de la puissance installée totale et nucléaire jusqu'en 2035, ainsi que des rapports succincts décrivant la situation présente, les évolutions récentes et les enjeux des programmes électronucléaires nationaux dans la zone de l'OCDE. En 2013, l'énergie nucléaire a continué d'être une source importante d'électricité en base sans émission de carbone, en dépit d'une concurrence accrue des combustibles fossiles bon marché (gaz naturel et charbon) ou des sources renouvelables subventionnées. Le secteur de l'électronucléaire, en particulier l'amont du cycle du combustible, a subi le contrecoup des plans de sortie progressive du nucléaire mis en œuvre dans trois pays de l'OCDE et des incertitudes persistantes concernant la future place de l'énergie nucléaire au Japon. Ce dernier a maintenu à l'arrêt la totalité sauf deux de ses réacteurs pendant toute l'année, les deux seuls réacteurs en exploitation étant à leur tour fermés en septembre 2013. À la fin de 2013, cependant, plusieurs compagnies d'électricité japonaises ont demandé à la nouvelle autorité nationale indépendante de sûreté nucléaire d'autoriser le redémarrage de 16 réacteurs, compte tenu des renforcements de la sûreté nucléaire développés après l'accident de la centrale de Fukushima Daiichi survenu au début de l'année 2011.

Dans la zone de l'OCDE, la production totale d'électricité et la production d'électricité des centrales nucléaires sont restées relativement stables entre 2012 et 2013, ayant augmenté de 0,8 % et de 0,7 % respectivement. La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité n'a fait que légèrement reculer (passant de 18,8 % en 2012 à 18,6 % en 2013) malgré une baisse de la puissance nucléaire installée de 1,5 % (de 303,7 GWe en 2012 à 299,1 GWe en 2013) du fait de la mise à l'arrêt définitif de six réacteurs dans la zone de l'OCDE (deux au Japon et quatre aux États-Unis). Les records de production atteints dans les centrales nucléaires de la République tchèque, auxquels il faut ajouter une production plus forte en Belgique, au Canada, aux États-Unis, au Mexique et en Suède, ont compensé la baisse de production en Allemagne, en Espagne, en France, au Japon, aux Pays-Bas et en République de Corée. Si la mise à l'arrêt définitif de six réacteurs avant la fin prévue de leur durée de vie n'a eu qu'un impact négligeable sur la production d'électricité des centrales nucléaires en 2013, c'est que trois des quatre réacteurs fermés aux États-Unis (les tranches 2 et 3 de San Onofre en Californie et la tranche 3 de Crystal River en Floride) n'étaient pas en service en 2012 et en 2013 à cause de problèmes techniques et que les deux réacteurs du Japon (les tranches 5 et 6 de Fukushima Daiichi) étaient déjà à l'arrêt depuis l'accident de Fukushima Daiichi, avant que la décision de les arrêter définitivement ne soit prise à la fin de 2013.

Au 31 décembre 2013, il y avait 325 réacteurs en service connectés au réseau dans les pays de l'OCDE. Un total de 18 réacteurs étaient en construction, à savoir 5 dans la région Amérique de l'OCDE (dont les 2 premiers à être construits aux États-Unis depuis les années 1970), 4 dans la région Europe et 9 dans la région Pacifique (mais la construction de quatre d'entre eux a été interrompue, du moins temporairement, au Japon). En outre, 33 réacteurs avaient fait l'objet d'une commande ferme, dont les 8 premiers réacteurs de puissance de la Turquie (4 sur le site d'Akkuyu et 4 sur le site de Sinop). Si toutes ces tranches en construction et commandées sont achevées, les réseaux électriques de la zone de l'OCDE pourront disposer de 62,9 GWe supplémentaires. Par contre, dix réacteurs au total devraient être mis hors service d'ici 2019, ce qui réduira la puissance installée de la zone de l'OCDE de 7,5 GWe. Deux d'entre eux se trouvent aux États-Unis : Kewaunee, dans le Wisconsin (fermeture prévue en 2013) et Vermont Yankee, dans le Vermont (fermeture prévue à la fin de 2014), deux centrales à une seule tranche de petite puissance qu'il n'est plus possible d'exploiter dans des conditions rentables sur les marchés libéralisés de l'électricité dans ces États américains, du fait de la concurrence des centrales alimentées par du gaz naturel bon marché ou par des sources renouvelables intermittentes subventionnées.

En dépit de la baisse des prix de l'uranium sur les marchés en 2013, à l'origine du report de plusieurs projets de développement minier, la production mondiale d'uranium devrait continuer d'augmenter, pour atteindre 59 500 t d'U en 2013, principalement du fait de la hausse de la production au Kazakhstan. Dans la zone de l'OCDE, la production d'uranium devrait légèrement reculer, de près de 18 000 t d'U en 2012 à environ 17 600 t d'U en 2013, surtout sous l'effet de la baisse de la production en Australie. Malgré ce repli, la production d'uranium dans la zone de l'OCDE a assuré plus de 40 % des besoins en uranium des pays de l'OCDE en 2013, en partie du fait du nombre plus limité de chargements, notamment lié à l'arrêt des réacteurs au Japon. Pour alimenter les réacteurs dans les pays de l'OCDE, il faudra encore, comme

ces dernières années, avoir recours aux importations et aux sources secondaires d'uranium, à savoir les stocks, le retraitement du combustible usé, le démantèlement des armes nucléaires et le réenrichissement de l'uranium appauvri.

Les capacités de conversion et d'enrichissement de l'uranium dépassent les besoins dans la région Europe de l'OCDE. Dans la région d'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 seule usine de conversion des États-Unis, exploitée à Metropolis par ConverDyn Inc., a arrêté sa production à la mi-2012 pour déploiement d'améliorations de sûreté obligatoires, après quoi l'usine a été remise en service en juillet 2013. En mai 2013, l'usine d'enrichissement de Paducah, la dernière du monde à appliquer la technologie de la diffusion gazeuse, a été fermée, après avoir réenrichi près de 9 000 tonnes de résidus à forte teneur en vue de la fabrication de combustible pour les réacteurs de puissance américains. Comme les années précédentes, les capacités de fabrication de combustible suffisent à répondre à la demande de toute la zone de l'OCDE, mais il convient de préciser que les informations fournies sur les installations d'Amérique du Nord étaient rares.

Comme l'indiquent les rapports nationaux contenus dans cette publication, les programmes de développement de l'énergie nucléaire ont, malgré quelques revers, globalement progressé dans la zone de l'OCDE. En Belgique, le Parlement a voté une loi qui limite à 40 ans la durée de vie de tous les réacteurs (à l'exception de Tihange 1, dont la limite a été fixée à 50 ans). Au Canada, la version actualisée du Plan énergétique à long terme du gouvernement de l'Ontario prévoit de continuer avec la rénovation des réacteurs de la province, mais annonce que, pour l'heure, il ne sera pas donné suite au projet de construire de nouveaux réacteurs. En Espagne, de récentes modifications législatives pourraient déboucher sur le redémarrage du réacteur de Santa María de Garoña, à l'arrêt depuis la fin de 2012. Aux États-Unis, les exploitants nucléaires procèdent à des améliorations de sûreté décidées sur la base des leçons tirées de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. Par ailleurs, en août 2013, la filiale *Global Laser Enrichment* de GE-Hitachi Nuclear Energy a proposé au *Department of Energy* de construire et d'exploiter, après obtention des autorisations nécessaires, une usine d'enrichissement par laser sur l'ancien site de Paducah, dans le but de poursuivre le développement de la technologie et de traiter le stock d'uranium appauvri présent sur place. Le programme *Megatons to Megawatts* est arrivé à son terme comme prévu à la fin de 2013 : il aura permis la conversion de 500 tonnes d'uranium hautement enrichi de la Fédération de Russie provenant d'ogives nucléaires en uranium faiblement enrichi utilisable pour approvisionner les réacteurs de puissance américains. En Finlande, E.ON a vendu sa participation de 34 % dans la société Fennovoima à l'actionnaire majoritaire et Fennovoima a signé avec Rosatom un contrat de construction clé en main de la nouvelle centrale, qui sera équipée d'un réacteur VVER. En France, le chantier de l'EPR de Flamanville progresse en vue de la mise en service de la tranche en 2016, et des efforts sont engagés pour porter à 7,5 millions d'UTS d'ici 2016 la capacité de l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse II. En Hongrie, les démarches entreprises en vue de la prolongation de la durée de vie des quatre tranches de la centrale de Paks se poursuivent, tout comme les travaux préparatoires pour la construction de deux tranches supplémentaires sur le site. Au Mexique, la prolongation de la durée de vie des deux réacteurs de la centrale de Laguna Verde est en cours. Aux Pays-Bas, l'exploitant de la centrale de Borssele a été autorisé à prolonger la durée de vie de l'installation jusqu'en 2033. La Pologne poursuit la mise en œuvre de son programme électronucléaire, les prochaines étapes étant notamment le choix du site et la sélection de la technologie du futur réacteur, qui doivent intervenir d'ici à 2016. En République de Corée, le gouvernement a publié une version actualisée du Plan national pour l'énergie, qui fixe à 29 % la part du nucléaire dans la puissance installée totale d'ici 2035 ; le pays est en train de s'équiper de neuf nouveaux réacteurs, dont la construction devrait s'achever en 2022. En République tchèque, les travaux destinés à augmenter la puissance des deux réacteurs de la centrale de Temelin ont démarré, la rénovation des quatre tranches de la centrale de Dukovany étant désormais achevée. La Suède poursuit les travaux nécessaires à la modernisation et à l'augmentation de puissance de plusieurs réacteurs. Enfin, la Suisse a annoncé que la centrale de Mühleberg serait fermée en 2019 (trois ans avant la date prévue) pour des raisons économiques.

La capacité d'entreposage du combustible usé des pays de l'OCDE permet de répondre à la demande et devrait être développée en fonction des besoins opérationnels, dans l'attente de la construction de centres de stockage. Plusieurs pays (par exemple, le Canada, la Finlande, la France et la République de Corée) ont fait savoir qu'ils avaient franchi de nouvelles étapes en vue de la construction de centres de stockage en couche géologique profonde destinés au combustible usé et à d'autres formes de déchets radioactifs. Le premier centre de ce type devrait entrer en exploitation en Finlande au début des années 2020. En 2013, le gestionnaire finlandais a déposé une demande d'autorisation de construction de l'installation de conditionnement et du stockage définitif.

Table of contents

1. Nuclear capacity and electricity generation	11
2. Nuclear fuel cycle requirements	23
3. Country reports	37
Austria	37
Belgium	37
Canada	38
Czech Republic	41
Finland	41
France	43
Hungary	47
Mexico	48
Netherlands	48
New Zealand	49
Poland	49
Republic of Korea	50
Spain	51
Sweden	53
Switzerland	53
Turkey	54
United States	54

Tables

1.1 Total and nuclear electricity generation	12
1.2 Total and nuclear electricity capacity	14
1.3 Nuclear power plants by development stage (as of 31 December 2013)	17
1.4 Nuclear power plants connected to the grid	18
2.1 Uranium resources	23
2.2 Uranium production	23
2.3 Uranium requirements	24
2.4 Conversion capacities	25
2.5 Conversion requirements	26
2.6 Enrichment capacities	27
2.7 Enrichment requirements	28
2.8 Fuel fabrication capacities	29

2.9	Fuel fabrication requirements	30
2.10	Spent fuel storage capacities	31
2.11	Spent fuel arisings and cumulative in storage	32
2.12	Reprocessing capacities	34
2.13	Plutonium use	34
2.14	Re-enriched tails production	35
2.15	Re-enriched tails use	35
2.16	Reprocessed uranium production	35
2.17	Reprocessed uranium use	36

Figures

1.1	Nuclear power share of total electricity production in OECD countries (2013)	11
1.2	Trends in total and nuclear electricity generation	16
1.3	Trends in total and nuclear electricity capacity	16
1.4	Number of units and nuclear capacity in OECD countries (2013)	19
1.5	Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (2013)	19
1.6	The nuclear fuel cycle	20
2.1	Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2013)	36

Table des matières

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire	11
2. Besoins du cycle du combustible nucléaire	23
3. Rapports par pays	64
Autriche	64
Belgique	64
Canada	65
Espagne	68
États-Unis	70
Finlande	79
France	81
Hongrie	85
Mexique	87
Nouvelle-Zélande	87
Pays-Bas	87
Pologne	88
République de Corée	89
République tchèque	91
Suède	91
Suisse	92
Turquie	92

Tableaux

1.1 Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire	12
1.2 Puissance installée totale et nucléaire	14
1.3 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (au 31 décembre 2013)	17
1.4 Centrales nucléaires connectées au réseau	18
2.1 Ressources en uranium	23
2.2 Production d'uranium	23
2.3 Besoins en uranium	24
2.4 Capacités de conversion	25
2.5 Besoins de conversion	26
2.6 Capacités d'enrichissement	27
2.7 Besoins d'enrichissement	28
2.8 Capacités de fabrication du combustible	29

2.9	Besoins en matière de fabrication du combustible	30
2.10	Capacités d'entreposage du combustible utilisé	31
2.11	Quantités de combustible utilisé déchargées et entreposées	32
2.12	Capacités de retraitement	34
2.13	Consommation de plutonium	34
2.14	Production d'uranium appauvri	35
2.15	Consommation d'uranium appauvri	35
2.16	Production d'uranium de retraitement	35
2.17	Consommation d'uranium de retraitement	36

Figures

1.1	Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'OCDE (2013)	11
1.2	Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire	16
1.3	Évolution de la puissance installée totale et nucléaire	16
1.4	Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'OCDE (2013)	19
1.5	Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2013)	19
1.6	Cycle du combustible nucléaire	21
2.1	Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (2013)	36

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 in OECD countries (2013)

Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'OCDE (2013)

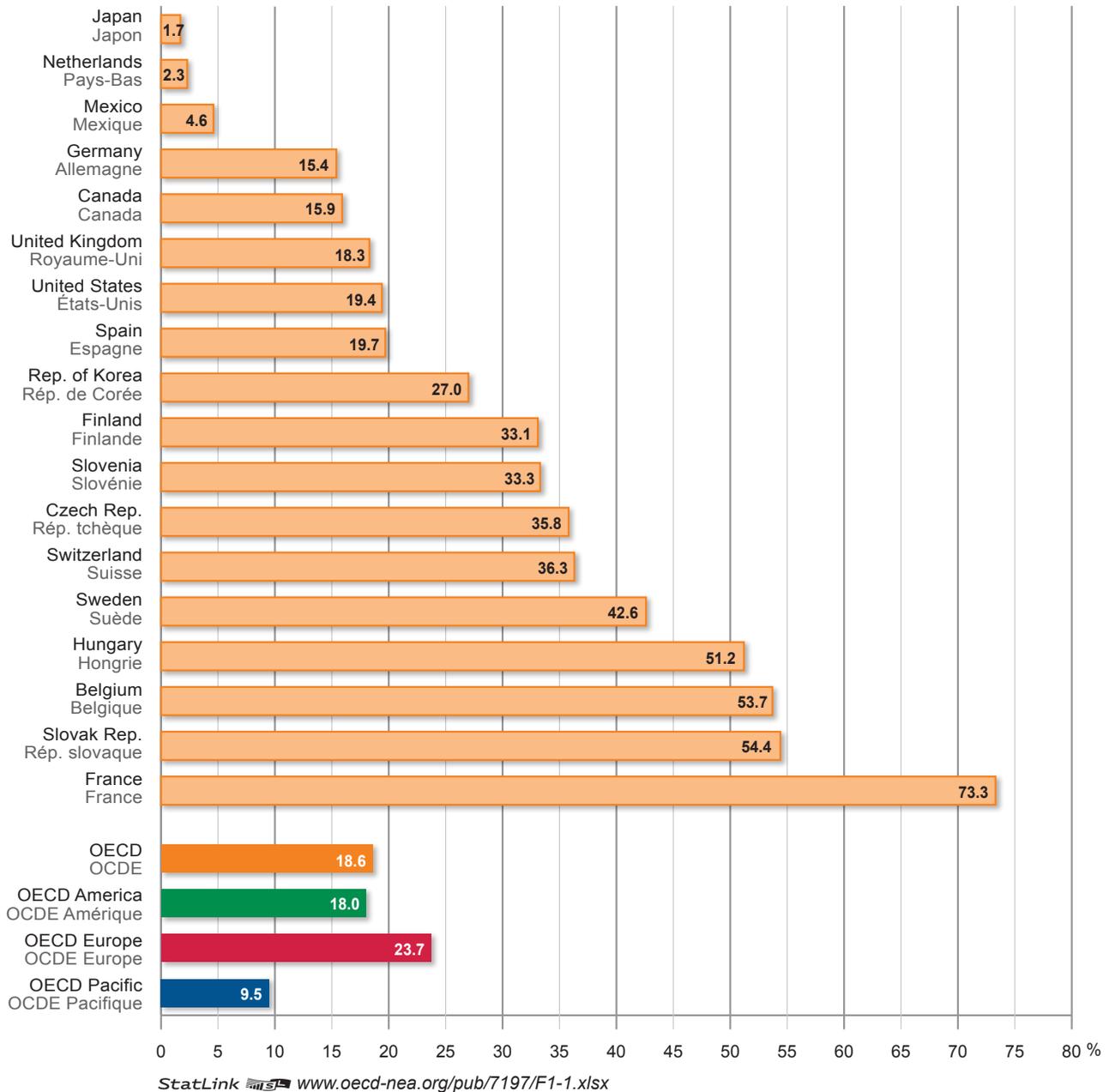


Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2012 (actual/réelles)			2013			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	4 922.2	868.4	17.6	4 984.3	897.4	18.0	4 964.4-N/A			5 250.7-N/A
Nuclear countries	Pays nucléaires	4 856.7	868.4	17.9	4 915.8	897.4	18.3	4 892.4-N/A	885.8-N/A	18.1	5 158.1-N/A
Canada	Canada	594.9	91.0	15.3	611.2 (b)	97.0 (b)	15.9	638.8-N/A	101.3-N/A	15.9-N/A	687.4-N/A
Mexico	Mexique	207.8	8.4	4.0	245.6 (b)	11.4 (b)	4.6	270.6-N/A	10.5-11.8	3.9-N/A	282.7-N/A
United States	États-Unis	4 054.0	769.0	19.0	4 059.0 (b)	789.0 (b)	19.4	3 983-3 984	774-778	19.4-19.5	4 188-4 201
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili	65.5	0.0	0.0	68.5	0.0	0.0	72.0	0.0	0.0	92.6
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	3 511.2	834.7	23.8	3 520.4	833.1	23.7				
Nuclear countries	Pays nucléaires	2 373.8	834.7	35.2	2 402.6	833.1	34.7				
Belgium	Belgique (c)	79.8	38.5 (d)	48.2	79.1	42.5	53.7	89.8-92.0	34.7-41.2	38.6-44.8	89.0-92.8
Czech Republic	Rép. tchèque	81.1	28.6	35.3	80.9 (b)	29.0 +	35.8	79.5-82.0	29.6-30.0	37.2-36.6	78.0-84.0
Finland	Finlande	67.7	22.1	32.6	68.2 (b)	22.6	33.1	84.0	21.8-22.9	26.0-27.3	94.0
France	France	541.4	404.9	74.8	550.9	403.7	73.3	580.0-600.0	430.0-435.0	74.1-72.5	580.0-600.0
Germany	Allemagne	549.5	94.2	17.1	596.4 (b)	91.8	15.4	N/A-570.0	N/A-95.0	N/A-16.7	N/A-505.0
Hungary	Hongrie	32.2	14.8 +	46.0	28.1	14.4	51.2	31.9	14.7	46.1	32.0-40.5
Netherlands	Pays-Bas	113.0	3.7	3.3	113.0 (b)	2.6 (b)	2.3	135-145	3.5-4.0	2.6-2.8	135-150
Slovak Republic	Rép. slovaque	26.8	14.5	54.1	27.0	14.7	54.4	27.5-30.5	15.2	55.3-49.8	33.0-36.0
Slovenia	Slovénie	14.7	5.2	35.4	15.0 (b)	5.0	33.3	17.1-17.6	5.2-6.1	30.4-34.7	18.2-19.0
Spain	Espagne	285.0	58.8	20.6	275.3 (b)	54.3 (b)	19.7	285.1	57.1	20.0	310.7
Sweden	Suède	162.6 +	61.4	37.8	149.2 (b)	63.6 (b)	42.6	N/A	N/A	N/A	174.3-N/A
Switzerland	Suisse	68.0	24.3	35.7	68.3	24.8	36.3	66.0-N/A	26.0-N/A	39.4-N/A	66.0-N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	352.0 *	63.7	18.1	351.2 *	64.1	18.3	N/A	N/A-63.9	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	1 137.4	0.0	0.0	1 117.8	0.0	0.0				
Austria	Autriche	70.3	0.0	0.0	66.4 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	29.1	0.0	0.0	33.0	0.0	0.0	30.8	0.0	0.0	36.3
Estonia	Estonie *	10.8	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Greece	Grèce *	53.1	0.0	0.0	50.6	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	17.5	0.0	0.0	18.0	0.0	0.0	18.7-N/A	0.0	0.0	19.1-N/A
Ireland	Irlande	25.7	0.0	0.0	26.0 (b)	0.0	0.0	26.8-27.0	0.0	0.0	27.1-29.0
Israel	Israël *	61.1	0.0	0.0	63.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Italy	Italie	287.8	0.0	0.0	277.4 (b)	0.0	0.0	310.7-315.1	0.0	0.0	319.2-350.6
Luxembourg	Luxembourg	3.7	0.0	0.0	2.7 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	147.9 +	0.0	0.0	134.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	146.9	0.0	0.0	145.2	0.0	0.0	147.9	0.0	0.0	161.2
Portugal	Portugal	44.0	0.0	0.0	50.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie	239.5	0.0	0.0	239.3 (b)	0.0	0.0	278.2-301.3	0.0	0.0	346.5-408.5
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 596.4	167.5	10.5	1 605.2	152.7	9.5				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 319.6	167.5	12.7	1 326.3	152.7	11.5				
Japan	Japon *	810.0	17.2	2.1	812.8	13.9	1.7	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	509.6	150.3	29.5	513.5 (b)	138.8 (b)	27.0	N/A-558.6	N/A-185.7	N/A-33.2	N/A-645.8
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	276.8	0.0	0.0	278.9	0.0	0.0	286.9-N/A	0.0	0.0	300.2-N/A
Australia	Australie	233.9	0.0	0.0	237.0	0.0	0.0	243.0-N/A	0.0	0.0	259.0-N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	42.9	0.0	0.0	41.9	0.0	0.0	43.9-44.7	0.0	0.0	41.2-47.9
Total		10 029.8	1 870.6	18.7	10 109.9	1 883.2	18.6				

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7197/T1-1.xlsx**Notes**

- (a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) Doel 1 and 2 to be shut down in 2015.
(d) Low nuclear production in 2012 due to pressure vessel problems at Doel 3 and Tihange 2.

+ Generation record; * Secretariat estimate; N/A Not available.

Non-nuclear countries are:

- In OECD America: Chile.
- In OECD Europe: Austria, Denmark, Estonia, Greece, Iceland, Ireland, Israel, Italy, Luxembourg, Norway, Poland, Portugal and Turkey.
- In OECD Pacific: Australia and New Zealand.

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	%
873.6-N/A	16.9									
84.1-N/A	12.2-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
10.5-11.8	3.9-N/A	367.0-N/A	10.5-11.8	2.9-N/A	403-N/A	10.5-11.8	2.6-N/A	403-N/A	10.5-11.8	2.6-N/A
779-827	18.6-19.7	4 380-4 398	779-874	17.8-19.9	4 527-4 557	765-905	16.9-19.9	4 638-4 694	577-919	12.4-19.6
0.0	0.0	115.6	0.0	0.0	144.1	0.0	0.0	180.1	0.0	0.0
32.0-39.0	36.0-42.0	92.0-94.8	9.0-10.0	9.8-10.5	98.0-100.6	0.0	0.0	102.0-107.0	N/A	N/A
30.0-31.0	38.5-36.9	80.0-85.0	31.0-31.5	38.7-37.1	81.0-86.0	46.5-48.0	57.4-55.8	83.0-88.0	48.0-56.8	57.8-64.5
34.9-37.4	37.1-39.8	98.0	43.4-60.1	44.3-61.3	102.0	39.7-56.7	39.9-55.6	106.0	35.9-52.7	34.8-52.5
430.0-435.0	74.1-72.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-65.0	N/A-12.9	N/A-490.0	0.0	N/A-0.0	N/A-440	0.0	N/A-0.0	N/A	0.0	N/A
14.7	46.0-36.3	33.5-49.1	14.7-22.1	43.9-45.0	44.2-70.3	14.7-37.1	33.6-52.8	N/A	7.3-14.7	N/A
3.5-4.0	2.6-2.7	135-170	3.5-4.0	2.6-2.4	135-180	3.5-4.0	2.6-2.2	135-197	0.0	0.0
22.0-23.5	66.7-65.3	32.0-37.0	22.0-24.0	68.8-64.9	31.0-38.0	22.0-24.0	71.0-63.2	31.0-38.0	22.0-24.0	71.0-63.2
5.2-6.1	28.6-32.1	19.0-20.5	5.2-6.1	27.4-29.8	19.0-28.3	5.2-13.4	30.5-47.3	N/A	5.2-13.4	N/A
57.1	18.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
72.6-N/A	41.7-N/A	N/A	N/A	N/A	174.6-N/A	72.6-N/A	41.6-N/A	N/A	N/A	N/A
23.0-N/A	34.8-N/A	66.0-N/A	23.0-N/A	34.8-N/A	66.0-N/A	20.0-N/A	30.3-N/A	66.0-N/A	17.0-N/A	25.8-N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
9.1										
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	37.5	0.0	0.0	39.9	0.0	0.0	40.8	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	19.7-N/A	0.0	0.0	20.1-N/A	0.0	0.0	20.5-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	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	173.1	11.2	6.5	187.4	22.3	11.9	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
9.1	2.6-2.2	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-217.0	N/A-33.6	N/A-683.8	N/A-263.8	N/A-38.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A-328.9	0.0	0.0	N/A-352.2	0.0	0.0	N/A-381.7	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A-278.0	0.0	0.0	N/A-298.0	0.0	0.0	N/A-324.0	0.0	0.0
0.0	0.0	44.0-50.9	0.0	0.0	46.9-54.2	0.0	0.0	49.4-57.7	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) Les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015.
 (d) Production nucléaire en baisse en 2012 à cause des problèmes de cuve des réacteurs Doel 3 et Tihange 2.
 + Production record ; * Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :

- Dans la zone OCDE Amérique : Chili.
- Dans la zone OCDE Europe : Autriche, Danemark, Estonie, Grèce, Islande, Irlande, Israël, Italie, Luxembourg, Norvège, Pologne, Portugal et Turquie.
- Dans la zone OCDE Pacifique : Australie et Nouvelle-Zélande.

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

Country	Pays	2012 (actual/réelles)			2013			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	1 241.2	116.8	9.4	1 279.5	114.0	8.9				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 223.4	116.8	9.5	1 261.1	114.0	9.0		114.0-N/A		
Canada	Canada	125.2	13.5	10.8	127.7 (b)	13.5	10.6	145.1-N/A	13.5-N/A	9.3-N/A	146.5-N/A
Mexico	Mexique	66.2	1.4	2.1	68.1	1.4 (b)	2.1	N/A-73.5	1.4-1.6	N/A-2.2	N/A-78.4
United States	États-Unis	1 032.0	101.9	9.9	1 065.3 (b)	99.1 (b)	9.3	1 039.3-1 039.7	99.1-99.6	9.5-9.6	1 020.7-1 026.8
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili	17.8	0.0	0.0	18.4	0.0	0.0	19.2	0.0	0.0	22.1
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	1 013.6	122.0	12.0	1 026.7	122.0	11.9				
Nuclear countries	Pays nucléaires	655.5	122.0	18.6	661.7	122.0	18.4				
Belgium	Belgique (c)	20.8	5.9	28.4	20.5	5.9	28.8	19.0-19.8	5.1-5.5	26.8-27.8	20.5-22.2
Czech Republic	Rép. tchèque	20.5	3.8	18.5	21.1 (b)	3.8	18.0	21.0-21.5	3.8-3.9	18.0-18.1	21.2-22.0
Finland	Finlande	13.3	2.8	21.1	13.3 (b)	2.8	21.1	13.0	2.8	21.5	15.0
France	France	128.7	63.1	49.0	128.0	63.1	49.3	126.5-130.0	63.1	49.9-48.6	130-140
Germany	Allemagne	174.4	12.1	6.9	183.6 (b)	12.0 (b)	6.5	N/A-166.0	N/A-12.0	N/A-7.2	N/A-170.0
Hungary	Hongrie	9.1	1.9	20.9	8.5	1.9	22.4	9.5	1.9	20.0	9.9
Netherlands	Pays-Bas	26.6	0.5	1.9	27.4 (b)	0.5 (b)	1.8	30.0-36.0	0.4-0.5	1.3-1.4	31.0-42.0
Slovak Republic	Rép. slovaque	8.1	1.8	22.2	8.1	1.8	22.2	8.1-8.7	2.3-2.7	28.4-31.0	8.7-9.5
Slovenia	Slovénie	3.6	0.7	19.4	3.7 (b)	0.7	18.9	3.9-4.0	0.7	17.9-17.5	4.3-4.6
Spain	Espagne	105.1	7.5	7.1	106.1 (b)	7.5 (b)	7.1	108.2	7.5	6.9	115.5
Sweden	Suède	37.4	9.4	25.1	38.2 *	9.5	24.9	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	18.5	3.2	17.3	18.2	3.2	17.6	18.7-N/A	3.2-N/A	17.1-N/A	20.9-N/A
United Kingdom	Royaume-Uni (d)	89.4 *	9.3	10.4	85.0 *	9.3 (b)	10.9	N/A	N/A-9.3	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	358.1	0.0	0.0	365.0	0.0	0.0				
Austria	Autriche	22.5	0.0	0.0	22.9 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	14.2	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	N/A-11.5	0.0	0.0	N/A-13.2
Estonia	Estonie *	2.9	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Greece	Grèce *	21.8	0.0	0.0	21.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	2.7	0.0	0.0	2.8 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Ireland	Irlande	8.9	0.0	0.0	9.2 (b)	0.0	0.0	10.3	0.0	0.0	11.4
Israel	Israël *	13.8	0.0	0.0	13.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Italy	Italie	124.2	0.0	0.0	125.0 (b)	0.0	0.0	123.0-123.4	0.0	0.0	127.5-134.4
Luxembourg	Luxembourg	1.7	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	32.5	0.0	0.0	32.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	35.4	0.0	0.0	35.5 (b)	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	38.7
Portugal	Portugal	20.4	0.0	0.0	20.6	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie	57.1	0.0	0.0	64.0 (b)	0.0	0.0	42.9-46.4	0.0	0.0	53.4-62.9
OECD Pacific	OCDE Pacifique	385.8	64.9	16.8	392.6	63.1	16.1				
Nuclear countries	Pays nucléaires	313.0	64.9	20.7	319.0	63.1	19.8				
Japan	Japon *	231.2	44.2	19.1	232.0	42.4	18.3	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	81.8	20.7	25.3	87.0	20.7	23.8	N/A-108.4	N/A-24.5	N/A-22.6	N/A-144.2
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	72.8	0.0	0.0	73.6	0.0	0.0	N/A-74.9	0.0	0.0	N/A-79.5
Australia	Australie *	63.2	0.0	0.0	64.0	0.0	0.0	N/A-65.0	0.0	0.0	N/A-69.0
New Zealand	Nouvelle-Zélande	9.6	0.0	0.0	9.6	0.0	0.0	9.9	0.0	0.0	9.5-10.5
Total		2 640.6	303.7	11.5	2 698.8	299.1	11.1				

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T1-2.xlsx**Notes**

- (a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) Doel 1 and 2 to be shut down in 2015.
(d) Data from 2015 and onwards do not include possible new build.
* Secretariat estimate; N/A Not available.

Non-nuclear countries are:

- In OECD Europe: Austria, Denmark, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Norway, Poland, Portugal and Turkey.
- In OECD Pacific: Australia and New Zealand.

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

... 2020		2025			2030			2035		
Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%
111.2-N/A										
11.9-N/A	8.1-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1.4-1.6	N/A-2.0	N/A-83.2	1.4-1.6	N/A-1.9	N/A	1.4-1.6	N/A	N/A	1.4-1.6	N/A
97.9-103.9	9.6-10.1	1 054.6-1 066.1	97.9-110.2	9.3-10.3	1 101.6-1 108.9	96.1-113.8	8.7-10.3	1 156.7-1 164.3	72.4-115.5	6.3-9.9
0.0	0.0	24.7	0.0	0.0	27.7	0.0	0.0	31.7	0.0	0.0
5.1	24.8-23.0	22.5-23.8	0.0-3.0	0.0-12.6	22.5-24.0	0.0	0.0	24.1-24.7	0.0	0.0
3.9	18.4-17.7	21.2-23.0	3.9-4.0	18.4-17.4	23.2-25.2	5.9-6.1	25.4-24.2	25.0-26.8	6.1-7.2	24.4-26.9
4.4-4.5	29.3-30.0	15.0-17.0	5.6-7.4	37.3-43.5	15.0-16.0	5.1-6.9	34.0-43.1	16.0	4.6-6.4	28.8-40.0
62.9	48.4-44.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-8.1	N/A-4.8	N/A-178.0	N/A-0.0	N/A-0.0	N/A-179.0	N/A-0.0	N/A-0.0	N/A	0.0	0.0
2.0	22.2	11.3-11.4	2.0-3.0	17.7-26.3	12.7-12.8	2.0-4.0	15.7-31.3	13.9-14.1	1.0-3.0	7.2-21.3
0.4-0.5	1.3-1.2	32.0-42.0	0.4-0.5	1.3-1.2	32.0-42.0	0.4-0.5	1.3-1.2	33.0-45.0	0.0	0.0
2.8-2.9	32.2-30.5	8.5-9.7	2.8-3.0	33.0-31.0	8.3-10.0	2.8-3.0	33.7-30.0	8.3-10.0	2.8-3.0	33.7-30.0
0.7	16.3-15.2	4.6-5.3	0.7	15.2-13.2	4.5-6.7	0.7-1.8	15.6-26.9	N/A	0.7-1.8	N/A
7.5	6.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
10.1-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	10.1-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.8-N/A	13.4-N/A	N/A	2.8-N/A	N/A	N/A	2.5-N/A	N/A	N/A	2.2-N/A	N/A
8.8	N/A	N/A	4.6	N/A	N/A	1.2	N/A	N/A	0.0	N/A
1.2										
0.0	0.0	29.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A-14.1	0.0	0.0	N/A-14.9	0.0	0.0	N/A-15.5	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	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	133.0-143.0	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	42.2	1.5	3.6	44.5	3.0	6.7	N/A	6.0	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
1.2	2.2-1.9	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-30.1	N/A-20.9	N/A-155.7	N/A-35.9	N/A-23.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A-84.7	0.0	0.0	N/A-89.4	0.0	0.0	N/A-94.3	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A-73.0	0.0	0.0	N/A-77.0	0.0	0.0	N/A-81.0	0.0	0.0
0.0	0.0	10.0-11.7	0.0	0.0	10.8-12.4	0.0	0.0	11.6-13.3	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) Les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015.
 (d) Les données pour 2015 et après ne prennent pas en compte d'éventuels projets de construction de nouvelles tranches.

* Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :

- Dans la zone OCDE Europe : Autriche, Danemark, Grèce, Islande, Irlande, Italie, Luxembourg, Norvège, Pologne, Portugal et Turquie.
- Dans la zone OCDE Pacifique : Australie et Nouvelle-Zélande.

Figure 1.2: Trends in total and nuclear electricity generation

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

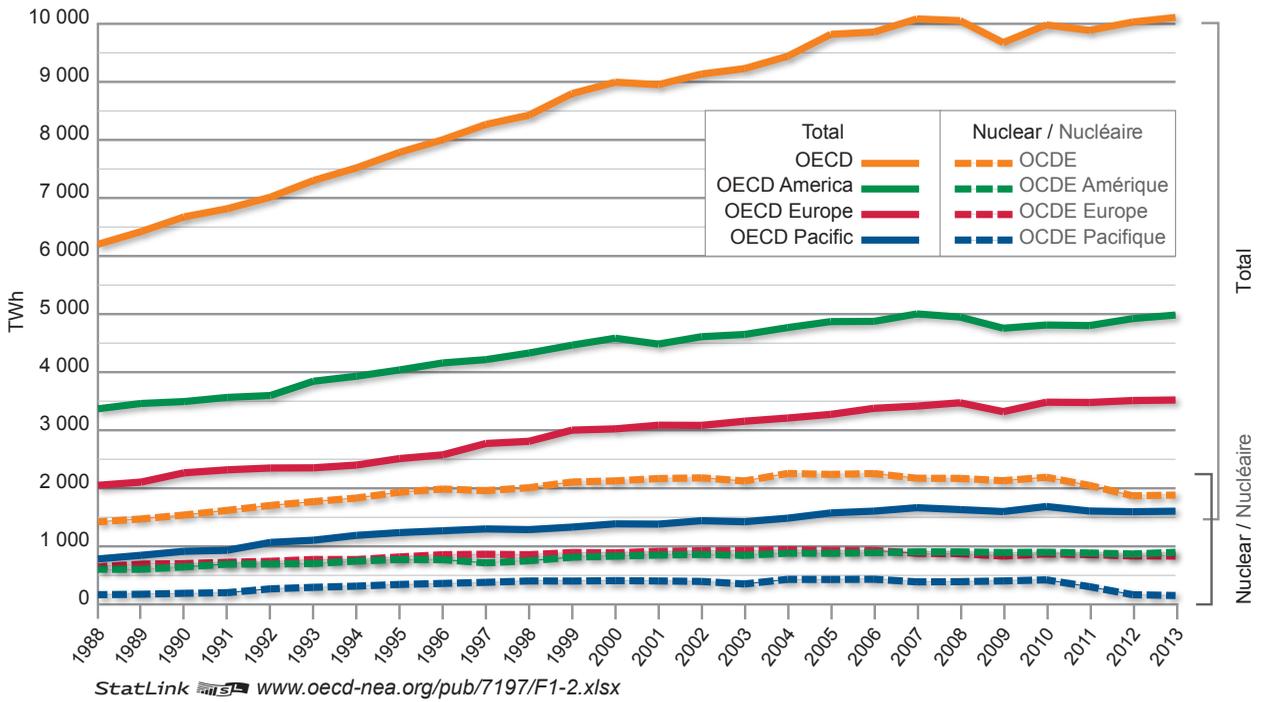


Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity

Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire

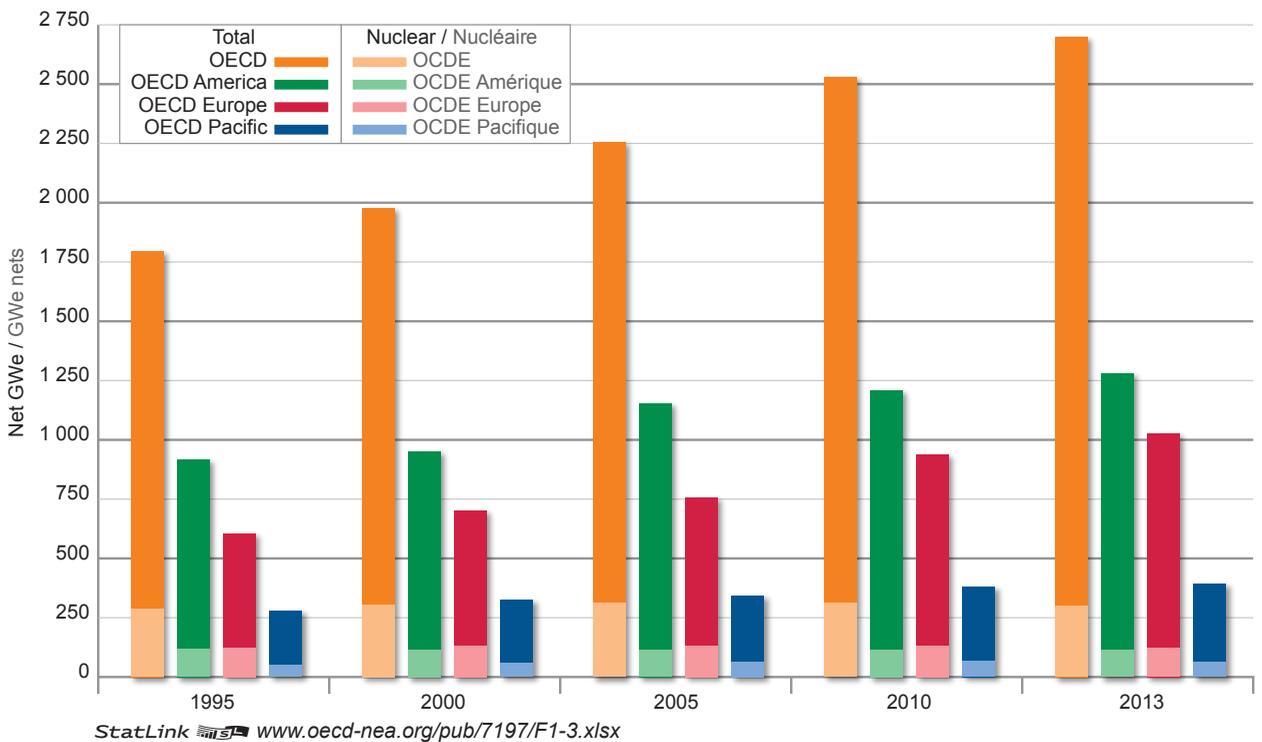


Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 31 December 2013)
Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 31 décembre 2013)

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	121	114.0	5	5.6	12	15.9	2	1.2	-	-
Canada	Canada	19	13.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	100	99.1	5 (a)	5.6	12 (b)	15.9	2	1.2	-	-
OECD Europe	OCDE Europe	133	122.0	4	4.0	8	9.3	8	6.3	31	29.6
Belgium	Belgique (c)	7	5.9	-	-	-	-	2	0.9 (d)	-	-
Czech Republic	Rép. tchèque	6	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	Finlande	4	2.8	1	1.6	-	-	-	-	-	-
France	France	58	63.1	1	1.6	-	-	2	1.8	22	19.9
Germany	Allemagne	9	12.0	-	-	-	-	2 (d)	2.6	6 (e)	8.0
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.8	2 (f)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	8 (g)	7.5	-	-	-	-	1 (g)	0.5	-	-
Sweden	Suède	10	9.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.2	-	-	-	-	-	-	3	1.7
Turkey	Turquie	-	-	-	-	8	9.3	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni	16	9.3	-	-	-	-	1	0.5	-	-
OECD Pacific	OCDE Pacifique	71	63.1	9	10.7	13	17.4	-	-	-	-
Japan	Japon (h)	48	42.4	4	4.1	9	11.8	-	-	-	-
Republic of Korea	Rép. de Corée	23	20.7	5	6.6	4	5.6	-	-	-	-
Total		325	299.1	18	20.3	33	42.6	10.0	7.5	31	29.6

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T1-3.xlsx

Notes

- (a) Includes Watts Bar 2, Vogtle 3 and 4 and VC Summer 2 and 3. Considered under construction by virtue of having a construction permit or combined operating and construction licence.
- (b) Considered firmly committed with an engineering, procurement and construction contract and hearing before the Atomic Safety and Licensing Board scheduled.
- (c) Doel 1, 2 to be shut down in 2015.
- (d) Grafenrheinfeld to be shut down by the end of 2015; Gundremmingen B by the end of 2017.
- (e) Data from the 2013 edition of *Nuclear Energy Data*. All 9 operating reactors (12.0 GWe net) licensed to use mixed oxide (MOX).
- (f) Resumed Mochovce 3 and 4 construction, completion expected in 2014 and 2015.
- (g) Includes one reactor (Santa María de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 but status remains uncertain.
- (h) Secretariat estimate; the status of reactors under construction and firmly committed is uncertain.
- * Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
- ** Plants expected to be retired from service by the end of 2018.

Notes

- (a) Il s'agit des tranches 2 de Watts Bar, 3 et 4 de Vogtle et 2 et 3 de VC Summer, classées dans la catégorie "en construction" car l'exploitant a obtenu une autorisation de construction ou une autorisation combinée de construction et d'exploitation.
- (b) Classées dans la catégorie "en commande ferme" car l'exploitant a signé un contrat d'ingénierie, de services et de construction et l'audition devant l'Atomic Safety and Licensing Board est prévue.
- (c) Les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015.
- (d) Mise hors service de Grafenrheinfeld prévue fin 2015; Gundremmingen B prévue fin 2017.
- (e) Données provenant de l'édition 2013 des *Données sur l'énergie nucléaire*. Sur 9 tranches (12.0 GWe net) autorisées à brûler du mélange d'oxydes (MOX).
- (f) La construction des tranches 3 et 4 de Mochovce a repris, réalisation est prévue pour 2014 et 2015.
- (g) Inclut un réacteur déconnecté du réseau le 16 décembre 2012 (Santa Maria de Garoña) et dont le statut reste incertain.
- (h) Estimation du Secrétariat ; le statut des réacteurs en construction et en commande ferme est incertain.
- * 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 2018.

Table 1.4: Nuclear power plants connected to the grid (net GWe)
Tableau 1.4 : Centrales nucléaires connectées au réseau (en GWe nets)

Country	Pays	BWR		PWR		GCR (a)		HWR		FBR		Total	
		Units Tranches	Capacity Puissance										
OECD America	OCDE Amérique	37	35.8	65	64.7	-	-	19	13.5	-	-	121	114.0
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	13.5	-	-	19	13.5
Mexico	Mexique	2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.4
United States	États-Unis	35	34.4	65	64.7	-	-	-	-	-	-	100	99.1
OECD Europe	OCDE Europe	15	13.9	103	100.0	15	8.1	-	-	-	-	133	122.0
Belgium	Belgique	-	-	7	5.9	-	-	-	-	-	-	7	5.9
Czech Republic	Rép. tchèque	-	-	6	3.8	-	-	-	-	-	-	6	3.8
Finland	Finlande	2	1.8	2	1.0	-	-	-	-	-	-	4	2.8
France	France	-	-	58	63.1	-	-	-	-	-	-	58	63.1
Germany	Allemagne	2	2.5	7	9.5	-	-	-	-	-	-	9	12.0
Hungary	Hongrie	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Netherlands	Pays-Bas	-	-	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	-	-	4	1.8	-	-	-	-	-	-	4	1.8
Slovenia	Slovénie	-	-	1	0.7	-	-	-	-	-	-	1	0.7
Spain	Espagne (b)	2	1.5	6	6.0	-	-	-	-	-	-	8	7.5
Sweden	Suède	7	6.6	3	2.9	-	-	-	-	-	-	10	9.5
Switzerland	Suisse	2	1.5	3	1.7	-	-	-	-	-	-	5	3.2
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	15	8.1	-	-	-	-	16	9.3
OECD Pacific	OCDE Pacifique	24	23.1	43	37.2	-	-	4	2.8	-	-	71	63.1
Japan	Japon (c)	24	23.1	24	19.3	-	-	-	-	-	-	48	42.4
Republic of Korea	Rép. de Corée	-	-	19	17.9	-	-	4	2.8	-	-	23	20.7
Total		76	72.8	211	201.9	15	8.1	23	16.3	-	-	325	299.1

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7197/T1-4.xlsx

Notes

- (a) Including Magnox reactors and AGRs.
 (b) Includes one reactor (Santa Maria de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 but status remains uncertain.
 (c) Secretariat estimate.

(BWR) boiling water reactor; (PWR) pressurised water reactor; (GCR) gas-cooled reactor; (HWR) heavy water reactor; (FBR) fast breeder reactor.

Notes

- (a) Y compris les réacteurs Magnox et AGR.
 (b) Inclut un réacteur déconnecté du réseau le 16 décembre 2012 (Santa Maria de Garoña) et dont le statut reste incertain.
 (c) Estimation du Secrétariat.

(BWR) réacteur à eau bouillante ; (PWR) réacteur à eau pressurisée ; (GCR) réacteur refroidi au gaz ; (HWR) réacteur à eau lourde ; (FBR) réacteur à neutron rapide.

Figure 1.4: Number of units and nuclear capacity in OECD countries (2013)
 Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'OCDE (2013)

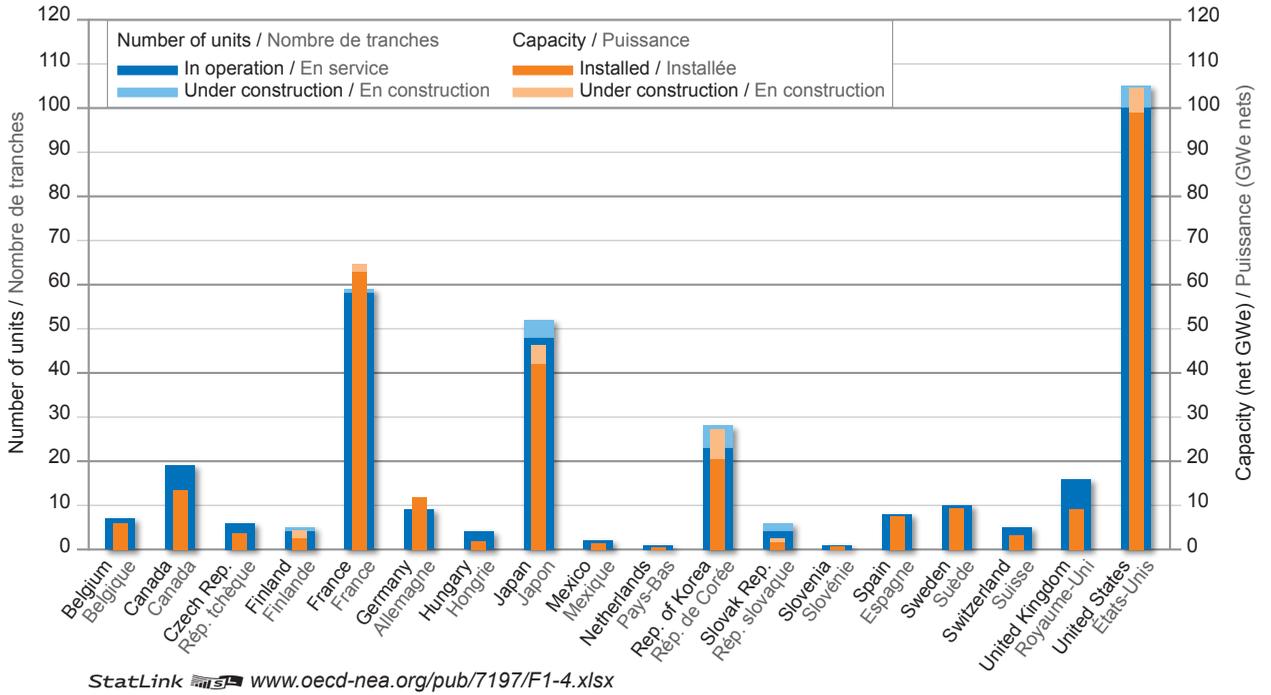


Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (2013)
 Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2013)

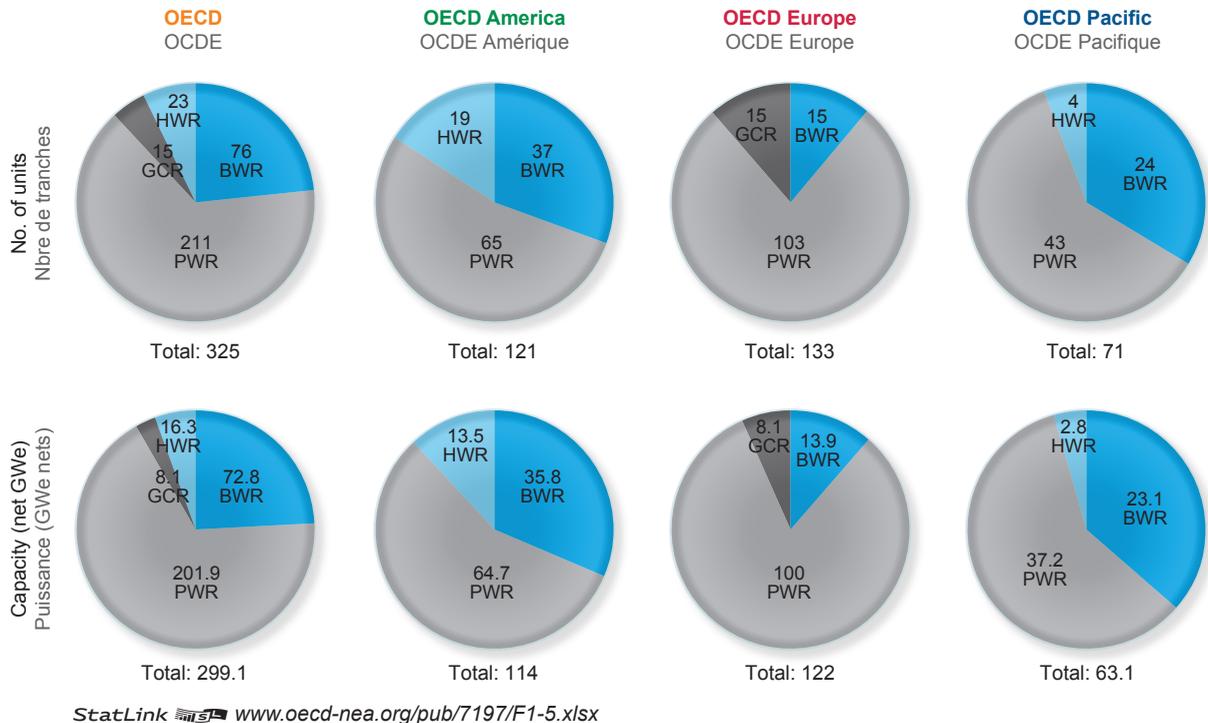
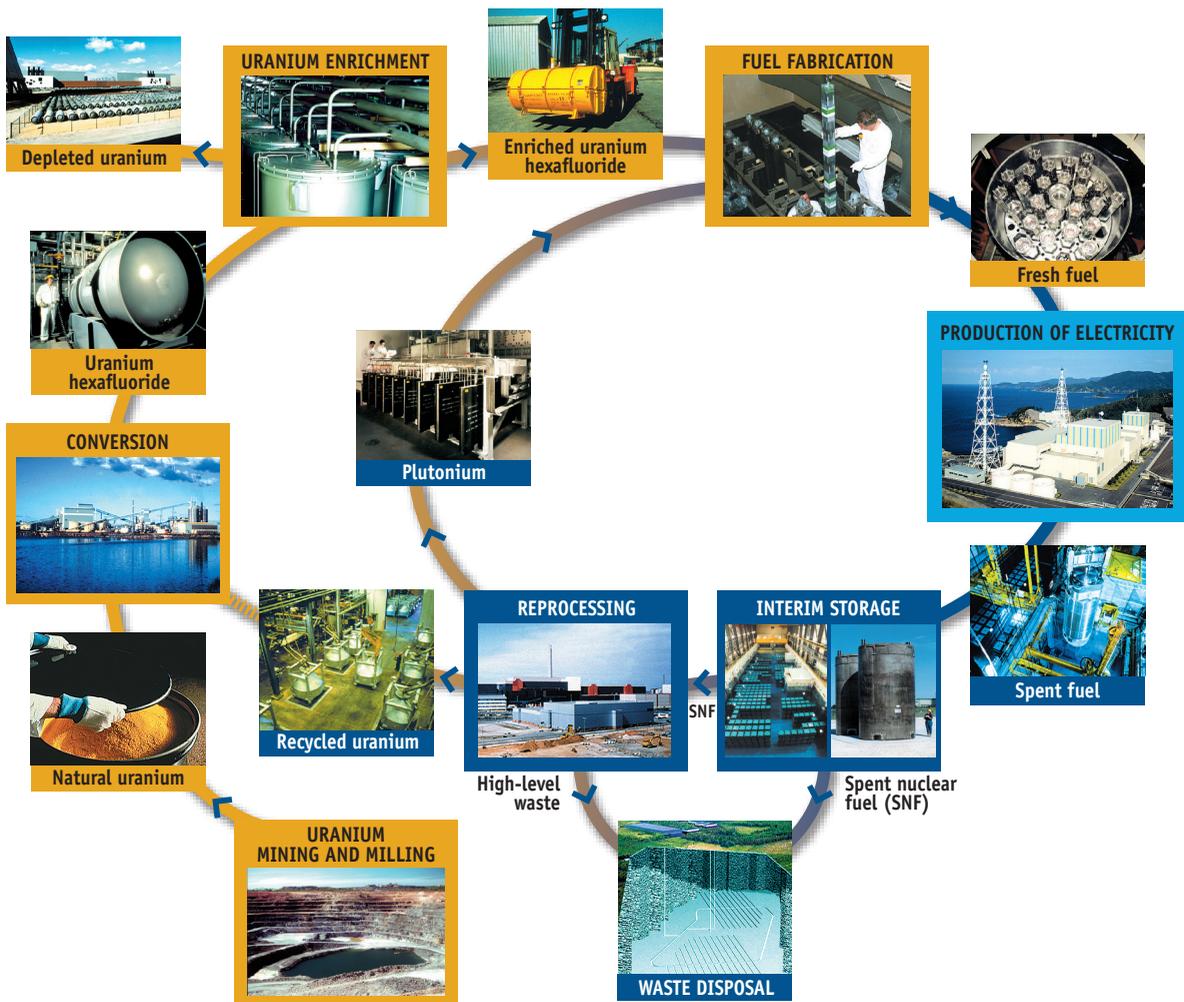
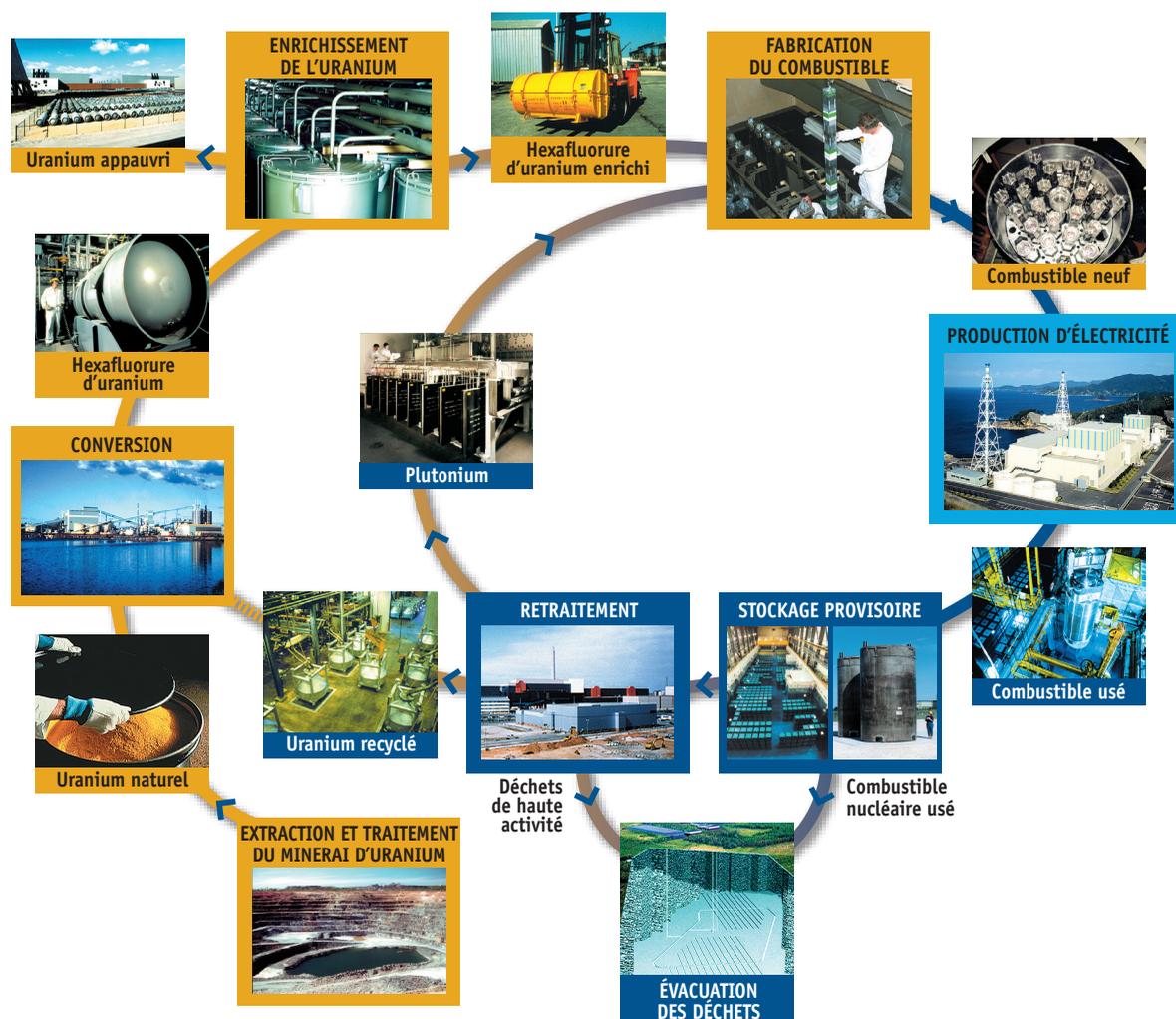


Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



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 utilisé 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* RRA*	Inferred** Présumées**	Total Totales
OECD America	OCDE Amérique	568	137	705
OECD Europe	OCDE Europe	35	23	58
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 181	532	1 713
OECD total	OCDE total	1 784	692	2 476
Rest of the world	Reste du monde	1 915	1 512	3 427
Total		3 699	2 204	5 903

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-1.xlsx

Notes

- (a) Data from *Uranium 2014: 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 2014 : Ressources, production et demande* (AEN/AIEA).
* 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	2011	2012	2013*	2015**	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique	10 727	10 665	10 700	21 130	21 530	21 430	20 830	20 830
Canada	Canada	9 145	8 998	9 000	17 730	17 730	17 730	17 730	17 730
United States	États-Unis	1 582	1 667	1 700	3 400	3 800	3 700	3 100	3 100
OECD Europe	OCDE Europe	288	282	249	850	400	400	400	380
Czech Republic	Rép. tchèque	229	228	213	500	50	50	50	30
Finland	Finlande	(b) 0	0	0	350	350	350	350	350
France	France	(c) 6	3	3	0	0	0	0	0
Germany	Allemagne	(c) 51	50	30	0	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	(c) 2	1	3	0	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	5 967	7 009	6 700	9 700	10 100	10 100	9 800	9 800
Australia	Australie	5 967	7 009	6 700	9 700	10 100	10 100	9 800	9 800
OECD total	OCDE total	16 982	17 956	17 649	31 680	32 030	31 930	31 030	31 010
Rest of the world	Reste du monde	37 758	40 860	41 881	54 115	72 600	62 020	54 825	42 980
World total	Total monde	54 740	58 816	59 530	85 795	104 630	93 950	85 855	73 990

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-2.xlsx

Notes

- (a) Data from *Uranium 2014: 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.
* Secretariat 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 2014 : ressources, production et demande* (AEN/AIEA).
(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 du Secrétariat.
** 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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	24 246	19 635	19 755-N/A	20 869-N/A			
Canada	Canada	1 680	1 800 (a)	1 870-N/A	1 550-N/A	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	182	186 (a)	385-N/A	192-N/A	408-N/A	193-N/A	408-N/A
United States	États-Unis	22 384	17 649 (a)	17 500	19 127	17 599-19 745	17 283-20 446	13 035-20 762
OECD Europe	OCDE Europe	18 157	17 064	N/A-21 279	N/A-19 709			
Belgium	Belgique (b)	1 000	1 160	940	940	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	670	632	650-670	675-685	680-950	1 080-1 110	1 100-1 500
Finland	Finlande (c)	366	567 (a)	440-480	700-1 370	700-1 050 (d)	520-850	520-1 070
France	France	8 000	8 000	8 000-9 000	8 000-9 000	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	2 000	2 000 (a)	N/A-2 000	N/A-1 200	0	0	0
Hungary	Hongrie (e)	428	367	453	392	392	392	196
Netherlands	Pays-Bas	60 (a)	60	60	60	60	60	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	377	362	552	488-518	468-520	474-519	468-520
Slovenia	Slovénie	149	149	119-179	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	939	1 659	1 400-1 500	1 250-1 350	1 250-1 350	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 468	1 414	1 000-1 900	1 000-1 900	1 000-1 900	800-1 900	800-1 900
Switzerland	Suisse	260	370	170-195	330-365	320-355	320-459	320-355
United Kingdom	Royaume-Uni	2 440	1 484 (a)	2 740-3 350	1 500-1 820	930-1 120	610-710	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	6 160	5 700					
Japan	Japon	1 960 (f)	1 200 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	4 200	4 500 (a)	4 200-4 400	5 200-5 400	6 000-6 400	7 000-7 500	7 900-8 600
Total		48 563	42 399					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-3.xlsx

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Doel 1 and 2 to be shut down in 2015.
 (c) First core and first reload requirements for prospective Olkiluoto 4 unit included in 2020 and 2025 high figures.
 (d) Fennovoima intends to use between 190 and 220 tU equivalent reprocessed uranium from 2025 onwards.
 (e) Not including the expansion of the Paks nuclear power plant.
 (f) Data from the 2013 edition of *Nuclear Energy Data*.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015.
 (c) Les chiffres de 2020 et 2025 dans l'hypothèse haute incluent le premier cœur et le rechargement suivant d'Olkiluoto 4.
 (d) Fennovoima compte utiliser entre 190 et 220 t d'équivalent U d'uranium retraité à compter de 2025.
 (e) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (f) Données provenant de l'édition 2013 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 * Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

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

Country	Pays	From U ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		24 200	24 900	35 300	40 300	40 300		
Canada	Canada	UF ₆	9 200	9 900 (a)	12 500	12 500	12 500	N/A	N/A
		UO ₂			2 800	2 800	2 800	N/A	N/A
		Metal U U métal			0	0	2 000	2 000	2 000
United States	États-Unis	UF ₆	15 000	15 000 (a)	18 000	23 000	23 000	23 000	23 000
OECD Europe	OCDE Europe		20 000	20 000	20 000	21 000	21 000		
France	France	UF ₆	14 000	14 000	14 000	15 000	15 000	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	UF ₆	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
Total			44 200	44 900	55 300	61 300	61 300		

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-4.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
N/A Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		24 246	19 635	19 755	20 869			
Canada	Canada	UO ₂	1 680	1 800 (a)	1 870	1 550	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	UF ₆	182	186 (a)	385	192	408	193	408
United States	États-Unis	UF ₆	22 384	17 649 (a)	17 500	19 127	17 599-19 745	17 283-20 446	13 035-20 762
OECD Europe	OCDE Europe		17 546	18 787					
Belgium	Belgique	UF ₆	995	1 155	930	930	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF ₆	660	629	664	677	810	1 085	1 358
Finland	Finlande (b)	UF ₆	366	567 (a)	440-480	700-1 370	700-1 050	520-850	520-850
France	France	UF ₆	8 600	8 600	8 600	8 600	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	UF ₆	2 000	2 000 (a)	1 800	1 200	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	UF ₆	446	395	451	390	390	390	195
Netherlands	Pays-Bas (a)	UF ₆	90	90	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	UF ₆	375	360	549	515	517	516	517
Slovenia	Slovénie	UF ₆	186	186	186	186	186	186	186
Spain	Espagne	UF ₆	939	1 659	1 422	1 270	1 270	N/A	N/A
Sweden	Suède	UF ₆	1 350	1 350	1 500	1 600	1 600	1 600	1 600
Switzerland	Suisse	UF ₆	319	312	254	469	454	454	350
United Kingdom	Royaume-Uni	UF ₆	1 220	1 484 (a)	1 550	1 020	700	340	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		6 852	5 755					
Japan	Japon (d)	UF ₆	2 772	1 665 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	UF ₆	3 700	3 800 (a)	4 100	4 400	5 400	6 400	7 400
		UO ₂	380	290 (a)	420	420	320	320	320
Total			48 644	44 177					

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7197/T2-5.xlsx

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) First core and first reload requirements for prospective Olkiluoto 4 unit included in 2020 and 2025 high figures.
 (c) Not including the expansion of the Paks nuclear power plant.
 (d) Fiscal year.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 et 2025 dans l'hypothèse haute incluent le premier cœur et le rechargement suivant d'Olkiluoto 4.
 (c) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (d) Exercice financier.
 * 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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		10 200	8 200	4 300	23 200	29 600	29 600	29 600
United States	États-Unis	Diffusion	8 000	5 000 (b)	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	2 200	3 200 (b)	4 300	17 200	23 600	23 600	23 600
		Laser	0	0	0	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD Europe	OCDE Europe		17 200	20 800	22 200	22 800	22 800	22 800	
France	France	Centrifuge/Centrifugation	2 500	5 500	6 900	7 500	7 500	7 500	7 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Netherlands	Pays-Bas (a)	Centrifuge/Centrifugation	5 500	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200
United Kingdom	Royaume-Uni	Centrifuge/Centrifugation	5 000	4 900 (b)	4 900	4 900	4 900	4 900	4 900
OECD Pacific	OCDE Pacifique		1 150	1 150					
Japan	Japon (c)	Centrifuge/Centrifugation	1 150	1 150	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total			28 550	30 150					

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7197/T2-6.xlsx

Notes

- (a) Licence application to extend capacity to 6 200 tSWU/year filed.
 (b) Provisional data.
 (c) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Une demande d'autorisation a été déposée afin de porter la capacité de l'usine à 6 200 tonnes d'UTS par an.
 (b) Données provisoires.
 (c) Exercice financier.
 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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	15 729	12 432	12 470	13 436	12 554-14 050	12 182-14 386	9 366-14 751
Mexico	Mexique	129	132 (a)	273	136	289	137	281
United States	États-Unis	15 600	12 300	12 197	13 300	12 265-13 761	12 045-14 249	9 085-14 470
OECD Europe	OCDE Europe	12 450	13 447	13 343-13 373	12 666-13 186			
Belgium	Belgique	665	825	685	685	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	474	454	492	502	684	812	985
Finland	Finlande (b)	306	454 (a)	365-395	575-1 095	1 157	587-877	587-877
France	France	6 000	6 000	6 000	6 000	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	1 500	1 500 (a)	1 500	850	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	266	236	334	294	294	294	147
Netherlands	Pays-Bas	55	55	55	55	55	55	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	259	248	346	422	436	435	436
Slovenia	Slovénie	106	106	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	697	1 240	1 055	945	945	N/A	N/A
Sweden	Suède	996	981	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
Switzerland	Suisse	240	242	205	432	377	377	287
United Kingdom	Royaume-Uni	886	1 106 (a)	1 150	750	530	270	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	4 678	4 265					
Japan	Japon (d)	1 778	1 065 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	2 900	3 200 (a)	3 400	3 600	4 300	5 000	5 600
Total		32 857	30 144					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-7.xlsx

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) First core and first reload requirements for prospective Olkiluoto 4 unit included in 2020 high and 2025 figures.
 (c) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (d) Fiscal year.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 et 2025 dans l'hypothèse haute incluent le premier cœur et le rechargement suivant d'Olkiluoto 4.
 (c) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (d) Exercice financier.
 * 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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 680	1 800 (a)	3 300	3 300	3 300	N/A	N/A
United States	États-Unis	BWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		MOX	0	0	0	70 (b)	70	70	N/A
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique (c)	PWR	700	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	0	10	10	10
Germany	Allemagne (d)	LWR	650	650	650	650	650	650	650
Spain	Espagne	BWR	100	100	100	100	100	N/A	N/A
		PWR	300	300	300	300	300	N/A	N/A
Sweden	Suède	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	240	240	240	240	240	0	0
		PWR	0	200	200	200	400	400	400
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon (e)	PWR (f)	724	724	724	724	724	724	724
		BWR (f)	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
		P+B MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	4.5	4.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	PWR	550	550	700	1 050	1 050	1 050	1 050
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-8.xlsx

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Expected, but no contracts in place.
 (c) FBFC Dessel closed in 2012.
 (d) Capacity for conversion of UF₆ to UO₂ powder of 800 tonnes HM/yr.
 (e) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (f) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Prévues, mais aucun contrat n'a encore été conclu.
 (c) FBFC Dessel a fermé en 2012.
 (d) La capacité de conversion de l'UF₆ en poudre d'UO₂ est de 800 tonnes de ML/an.
 (e) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (f) Exercice financier.
 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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 680	1 800 (a)	1 870	1 550	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	BWR	23	24 (a)	49	25	52	25	50
United States	États-Unis (b)	LWR	2 438	2 504 (a)	2 456	2 472	2 472	2 482	2 494
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique	PWR	83	115	105	105	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	77	73	70	72	73	118	118
Finland	Finlande (c)	BWR	37	38 (a)	38	38	38	38	38
		PWR	11	34	52-55	52-55	72-75	52	52
France	France	PWR	1 050	1 050	1 050	1 050	N/A	N/A	N/A
		PWR MOX	120	120	120	120	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	0	0	0	5	5	5	5
Germany	Allemagne (d)	LWR	180	180 *	180	120	0	0	0
		LWR MOX	12	12 *	12	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (e)	PWR	46	41	49	42	42	42	21
Netherlands	Pays-Bas	PWR	8	6	7	5	5	5	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	PWR	36	33	77	53	54	54	54
Slovenia	Slovénie	PWR	15	15	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	0	43 (a)	46	0	46	N/A	N/A
		PWR	113	120 (a)	110	140	120	N/A	N/A
Sweden	Suède	BWR	132	152	152	155	155	155	155
		PWR	80	80	80	80	80	80	80
Switzerland	Suisse	BWR	29	31	21	21	22	21	22
		PWR	29	29	29	30	29	29	16
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	189	177	190	170	60	0	0
		PWR	0	37 (a)	37	0	37	37	0
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon	PWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR+BWR MOX	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	PWR	480	390	650	750	810	950	1 080
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-9.xlsx

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Data are projected and aggregated.
 (c) Does not include first core requirements for prospective Olkiluoto 4 unit in 2020 figures since the type of unit to be built is not yet decided.
 (d) Data from the 2013 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (e) Not including the expansion of the Paks nuclear power plant.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Projections cumulées.
 (c) Les chiffres de 2020 excluent le premier cœur d'Olkiluoto 4 puisqu'on ignore encore à quelle filière appartiendra ce nouveau réacteur.
 (d) Données provenant de l'édition 2013 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (e) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 * 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 usé (en tonnes de ML) (a)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
Canada	Canada	HWR	74 491	74 491	77 597	81 283	84 969	98 223	105 595
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		76 907	76 930					
Belgium	Belgique	LWR	3 830	3 830	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	LWR	3 310	3 310	3 310	3 310	3 310	8 320	8 320
Finland	Finlande	LWR	2 330	2 330	3 185 (d)	3 285 (e)	3 650	3 650	4 250
France	France	LWR	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000
Germany	Allemagne	LWR	27 648	27 648 (b)	27 362	25 648	25 921	23 580	22 320
Hungary	Hongrie (f)	LWR	1 405	1 405	1 405	1 654	1 903	2 151	2 400
Italy	Italie (g)	LWR	44	29	2	- (h)	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	LWR	73	73	73	73	73	73	73
Slovak Republic	Rép. slovaque	LWR	1 943	1 943	2 010	4 473	4 473	4 473	4 473
Slovenia	Slovénie	LWR	596	596	596	596	1 044	1 116	1 189
Spain	Espagne	LWR	5 258	5 296 (b)	5 543	7 621	9 157	8 632	7 668
Sweden	Suède	LWR	8 000	8 000	8 000	8 000	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	3 946	3 946	3 946	4 066	4 252	3 624	3 624
		GCR	7 189	7 189	7 189	9 189	9 189	9 189	9 189
OECD Pacific	OCDE Pacifique		38 880						
Japan	Japon	LWR (i)	20 630	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		HWR	110	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres	143	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	LWR	8 556	9 188	10 040	14 650	18 000	18 000	18 000
		HWR	9 441	9 441	9 441	12 700	12 700	12 700	12 700
Total									

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7197/T2-10.xlsx

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) Capacities exclude full-core emergency reserve capacity. "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. The 2 400 tHM represents a projected quantity, most of which already exists.
 (d) Interim storage capacity in Olkiluoto will be increased in 2014. Pool for OL1 and OL2 spent fuel only included in this figure. Pools reserved for other reactors are not included due to current uncertainties about available capacity.
 (e) The final repository for spent fuel, planned to start operation in 2020, will have an effect on TVO and Fortum spent fuel storage capacity requirements. Repository commissioning will affect quantities listed in subsequent years.
 (f) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (g) Part of 234.9 tHM (pre-irradiation) transported to reprocessing facility and 1.68 tHM (post-irradiation) waiting for dry storage.
 (h) 1.68 tHM to be transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (i) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Ces capacités ne tiennent pas compte des capacités de réserve pour un déchargement d'urgence de l'intégralité d'un cœur. "Autres" comprend le combustible usé des activités militaires, dont celui des navires à propulsion nucléaire, des réacteurs de recherche et d'essai et d'un réacteur à gaz à haute température. Sur ce total, 2 100 tonnes de ML environ appartiennent au réacteur N de Hanford. Les 2 400 tonnes de ML correspondent à la quantité projetée, en grande partie déjà produite.
 (d) La capacité d'entreposage d'Olkiluoto sera augmentée en 2014. Ce chiffre ne tient compte que des piscines d'entreposage du combustible usé d'OL1 et OL2. Les piscines réservées au combustible d'autres réacteurs ne sont pas prises en compte du fait des incertitudes liées à la capacité disponible.
 (e) Le centre de stockage du combustible usé, qui devrait ouvrir en 2020, aura un impact sur les besoins d'entreposage de TVO et Fortum. La mise en service des sites de stockage va avoir un impact sur les quantités inventoriées.
 (f) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (g) Partie de 234.9 tML (avant irradiation) transportées à l'usine de retraitement et 1.68 tML (après irradiation) en attente d'un entreposage à sec.
 (h) 1.68 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant stockage en formation géologique.
 (i) Exercice financier.
 N/A Non disponible.

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

Country	Pays	2012		2013		2015	
		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	3 712	118 700	3 886	122 584	3 937	130 459
Canada	Canada	1 430	45 986	1 664	47 650	1 691	51 033
Mexico	Mexique	23	607	24 (b)	630 (b)	49	728
United States	États-Unis (c)	2 259	72 107	2 198 (b)	74 304	2 197	78 698
OECD Europe	OCDE Europe	2 175	44 693	2 033	45 872		
Belgium	Belgique	228	3 284	31	3 253	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	77	1 634	73	1 707	70	1 846
Finland	Finlande (d, e)	56	1 882	54	1 936	58	2 053
France	France	300	14 504	300	14 804	300	15 404
Germany	Allemagne	180	3 790	180 (b)	4 150	180	4 510
Hungary	Hongrie (f)	44	1 075	39	1 114	46	1 205
Italy	Italie	0	44	0	29	0	2 (g)
Netherlands	Pays-Bas	8	529	8	553	8	593
Slovak Republic	Rép. slovaque	36	1 440	33	1 473	33	1 540
Slovenia	Slovénie	22	405	22	426	15	455
Spain	Espagne	204	4 431	160 (b)	4 591 (b)	149	4 888
Sweden	Suède	173	5 577	163	5 740	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	57	1 269	56	1 325	55	1 421
United Kingdom	Royaume-Uni	790	4 829	914	4 771	725	3 750
OECD Pacific	OCDE Pacifique	729	27 259				
Japan	Japon (i)	80	14 600	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée (j)	649	12 659	595	13 254	800	14 054
Total		6 616	190 652				

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-11.xlsx

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) Final data are not available and are projected.
 (d) The final repository for spent fuel, planned to start operation in 2020, will have an effect on TVO and Fortum spent fuel storage capacity requirements. Repository commissioning will affect quantities listed in subsequent years.
 (e) Beginning in 2021, includes 20 tHM/yr from Fortum in final repository, increasing to 28 tHM/yr in 2027 and subsequent years.
 (f) Not including the expansion of the Paks nuclear power plant.
 (g) Part of 234.9 tHM (pre-irradiation) transported to reprocessing facility and 1.68 tHM (post-irradiation) waiting for dry storage.
 (h) 1.68 tHM transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (i) Fiscal year.
 (j) 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**						
3 670	148 860	3 577	166 665	3 772	185 555	3 810	204 560
1 478	58 423	1 357	65 208	1 570	73 060	1 570	80 912
24	898	52	1 077	25	1 229	50	1 430
2 168	89 539	2 168	100 380	2 177	111 266	2 190	122 218
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
72	2 201	73	2 563	118	3 061	118	3 650
89	2 469	111	2 834	129	3 314	90	3 663
300	16 904	300	15 004	N/A	N/A	N/A	N/A
120	5 230	N/A	5 410	N/A	N/A	N/A	N/A
39	1 398	39	1 590	39	1 783	43	1 998
0	0 (h)	0	0	0	0	0	0
8	633	8	673	8	700	0	700
53	1 795	54	2 064	54	2 333	54	2 603
15	528	15	600	15	673	15	746
152	5 556	97	6 398	0	6 690	0	6 690
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
90	1 759	37	1 952	37	2 009	37	2 194
325	3 010	325	3 510	25	4 510	25	4 510
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
800	14 854	960	15 814	960	16 774	960	17 734

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Les données définitives n'étant pas disponibles, il s'agit de projections.
 (d) Le centre de stockage du combustible usé, qui devrait ouvrir en 2020, aura un impact sur les besoins d'entreposage de TVO et Fortum. La mise en service des sites de stockage va avoir un impact sur les quantités inventoriées.
 (e) À compter de 2021, comprend 20 tML/an de Fortum en stockage, portées à 28 tML/an en 2027 et les années suivantes.
 (f) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (g) Partie de 234.9 tML (avant irradiation) transportées à l'usine de retraitement et 1.68 tML (après irradiation) en attente d'un entreposage à sec.
 (h) 1.68 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant leur stockage en formation géologique.
 (i) Exercice financier.
 (j) 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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	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	LWR	600	600	600	0	0	0	0
		Magnox	1 500	1 500	1 500	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		40	40					
Japan	Japon	LWR (a)	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		MOX	40	40	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total									

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-12.xlsx

Notes

(a) Fiscal year.
N/A Not available.

Notes

(a) Exercice financier.
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	2012 (actual/réelles)	2013	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
United States	États-Unis	LWR	0.0	0.0	0.0	3.5 (a)	3.5	3.5	0.0
OECD Europe	OCDE Europe								
Belgium	Belgique (b)	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
France	France	LWR	10.0	10.0	10.0	10.0	N/A	N/A	N/A
		FBR	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Germany	Allemagne	LWR	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	N/A	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
Switzerland	Suisse (c)	LWR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-13.xlsx

Notes

(a) The Department of Energy (DOE) Mixed Fuel Fabrication Facility in South Carolina will blend surplus weapons-grade plutonium with depleted uranium to make mixed oxide (MOX) fuel for use in existing nuclear power plants.
(b) Confidential information.
(c) No new MOX assemblies supplied. Contracts are fulfilled and terminated.
N/A Not available.

Notes

(a) L'usine de fabrication de combustible du département de l'Énergie, implantée en Caroline du Sud, produira du MOX à destination des centrales nucléaires existantes avec du plutonium militaire excédentaire mélangé à de l'uranium appauvri.
(b) Information confidentielle.
(c) Aucun nouvel assemblage MOX n'est fourni. Les contrats ont été remplis et ont pris fin.
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 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012	2013	Total to end of 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014 (expected) 2014 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 939.8	0	482	2 422	0
United States	États-Unis (a)	1 939.8	0	482 (b)	2 422 (b)	0
Total		1 939.8			2 422	0

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-14.xlsx

Notes

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

Notes

- (a) Données fournies par le propriétaire exploitant de la centrale de Columbia, *Energy Northwest*.
 (b) Données provisoires.

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 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012	2013	Total to end of 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014 (expected) 2014 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 567	0	0	1 567	0
United States	États-Unis (a)	1 567	0	0	1 567	0
OECD Europe	OCDE Europe	2 885	0	0	2 885	0
Belgium	Belgique (b)	345 (b)	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Sweden	Suède	1 697	0	0	1 697	0

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/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 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012	2013	Total to end of 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014 (expected) 2014 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe	69 719				
France	France (a)	15 900	1 000	1 000	17 900	1 000
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	53 819	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	645	0	0	645	0
Japan	Japon (c)	645	0	0	645	0

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-16.xlsx

Notes

- (a) Cumulative in storage.
 (b) Data from the 2010 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (c) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Quantité entreposée.
 (b) Données provenant de l'édition 2010 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (c) Exercice financier.
 N/A Non disponible.

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

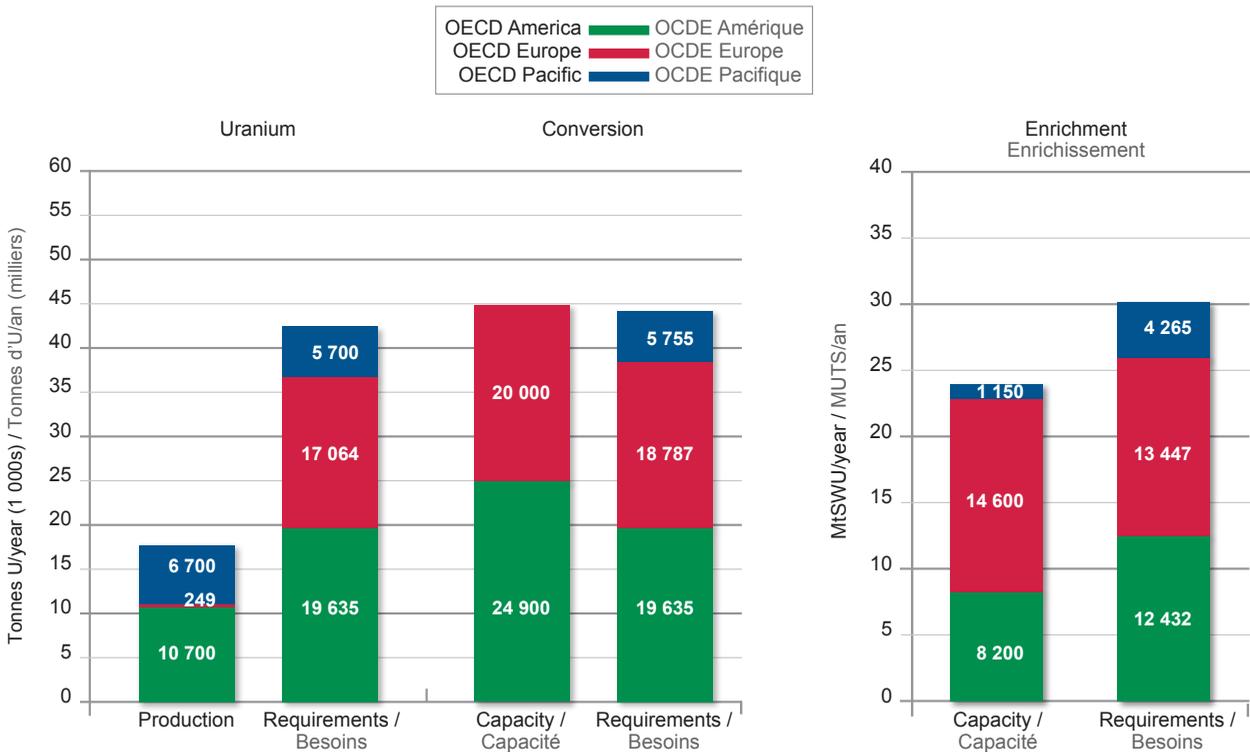
Tableau 2.17 : Consommation d'uranium de retraitement (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012	2013	Total to end of 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014 (expected) 2014 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	4 700	600	600	5 900	600
Germany	Allemagne	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sweden	Suède	139	133	133	405	133
Switzerland	Suisse	3 180	291	291	3 762	291
United Kingdom	Royaume-Uni	15 000	0	0	15 000	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	215	0	0	215	
Japan	Japon (a)	215	0	0	215	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/T2-17.xlsx**Notes**(a) Fiscal year.
N/A Not available.**Notes**(a) Exercice financier.
N/A Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2013)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (2013)

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7197/F2-1.xlsx

3. Country reports

Austria

The new Austrian federal government, sworn in on 16 December 2013, stays fully committed to the Austrian anti-nuclear policy.

Belgium

On 16 January 2003, the Belgian federal parliament voted a law that promulgates the gradual phase-out of nuclear fission energy for commercial electricity production. The law prohibits the construction of new nuclear power plants and sets a 40-year limit on the operational period of existing plants. On 4 July 2012, the Belgian government decided to postpone the shutdown of Tihange 1 by ten years – this decision was confirmed by law at the end of 2013. The first reactors to be shut down will be Doel 1 and 2 in February and December 2015, respectively. The shutdown calendar is as follows:

- Doel 1: 15 February 2015;
- Doel 2: 1 December 2015;
- Doel 3: 1 October 2022;
- Tihange 2: 1 February 2023;
- Doel 4: 1 July 2025;
- Tihange 3: 1 September 2025;
- Tihange 1: 1 October 2025.

In the course of 2012, during a routine investigation of the reactor pressure vessels of Doel 3 and Tihange 2, with a new type of ultrasonic equipment, a number of fault indications were discovered leading to the temporary shutdown of the two reactors. A thorough evaluation programme was started to establish a justification file for the restart of the reactors. This file had to demonstrate that the discovered faults did not constitute a danger for the structural integrity of the reactor pressure vessels. In May 2013, the Belgian safety authorities published a report on the issue, concluding that the cracks did not negatively affect the safety status of the pressure vessels and the two reactors were allowed to restart.

As mentioned in previous reports, the Belgian government approved the near-surface disposal facility for low- and intermediate-level short-lived waste at the municipality of Dessel. The Belgian National Agency for Radioactive Waste and Enriched Fissile Material (ONDRAF/NIRAS) has prepared a safety case to obtain a construction and operation licence for this facility from the safety authorities. In 2011, Belgium requested that the OECD Nuclear Energy Agency (NEA) organise a peer review of key aspects of the safety case. The review was completed in September 2012 and the key findings were presented to Belgian stakeholders. The main conclusions were that the long-term safety strategy and the safety assessment methodology are, in general, credible and robust. A number of recommendations were formulated with respect to future research and development (R&D) activities, design improvements and the presentation of the safety results. The safety case was adapted, taking into account the recommendations, and submitted to the safety authorities at the beginning of 2013.

In previous years, ONDRAF/NIRAS submitted a file to the government on long-term management of medium- and high-level long-lived wastes after a long period of preparation, which included several hearings, a consultation in a citizen forum, a strategic environmental impact assessment and broad public consultation. The purpose of this file is to obtain a decision-in-principle on the deep geological disposal of those waste types in non-indurated clay (Boom or Ypresian clay). At the end of 2013, the government was reviewing the file.

During 2013, Belgium continued to actively support the High-level Group on the Security of Supply of Medical Radioisotopes (HLG-MR) of the NEA. Belgium has continued to make the necessary efforts to

implement the policy principles approved by the HLG-MR and the NEA Steering Committee, to improve the security of supply of medical isotopes. The BR2-reactor of SCK•CEN (Belgian Nuclear Research Centre) at Mol and the target processing facility of the National Institute for Radioelements (IRE) at Fleurus have continued to operate normally, thus contributing to maintaining a reliable supply.

After the positive decision by the Belgian government, in March 2010, on the MYRRHA Project (a multipurpose fast-spectrum irradiation facility that can operate in the subcritical [ADS-configuration] and the critical mode) and the approval of financing for the first phase of the project (2010-2014), efforts have since continued towards the realisation of the project, including:

- the necessary research and development work to reduce the financial risks and the technical uncertainties;
- a large number of detailed design activities;
- the preparation of the necessary files to introduce the safety case to the safety authorities to obtain a construction and operation licence;
- the necessary contacts with potential partners in view of the creation of an international consortium, which is envisaged for the MYRRHA Project.

Canada

Uranium

Canadian uranium production totalled 9 331.5 tU in 2013, about 16% of the total world production. All Canadian production is from mines located in northern Saskatchewan.

McArthur River, the world's largest high-grade uranium mine, and the Key Lake mill, the world's largest uranium mill, are operated by Cameco Corporation. These two facilities maintained their standing as the world's largest uranium production centre by producing 7 744.3 tU in 2013.

The Rabbit Lake mine and mill, which are wholly owned and operated by Cameco, produced 1 587.2 tU in 2013. Exploratory drilling during 2010 delineated additional resources and extended the life of the mine until at least 2017.

Production from the McClean Lake uranium mine and mill, operated by AREVA Resources Canada Inc., was suspended in July 2010, when the ore stockpile from the open-pit phase of mining was depleted. Production from the mill will resume in the last half of 2014 to process high-grade ore from the Cigar Lake mine.

Cigar Lake, the world's second-largest high-grade uranium deposit, will begin production in 2014. When in full production, the mine will have an annual production capacity of 6 900 tU.

Nuclear energy

Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity sources. In 2013, nuclear energy provided an estimated 15% of Canada's total electricity needs (over 50% in Ontario) and should continue to play an important role in supplying Canada with power in the future.

Atomic Energy of Canada Ltd (AECL)

In October 2011, the Canadian government completed the sale of the assets of AECL's CANDU Reactor Division to Candu Energy Inc., a wholly owned subsidiary of SNC Lavalin. The government believes that Candu Energy Inc. will be well positioned to compete, partner, and deliver new projects in the nuclear power sector.

In 2012, the government launched the second phase of the restructuring of AECL, focusing on the future of AECL's nuclear laboratories. A Request for Expression of Interest on the future of the Nuclear Laboratories received responses from various interested stakeholders, including private sector organisations, academics, local governments and industry associations.

In 2013, the government announced its intention to implement a government-owned, contractor-operated (GoCo) model for the management and operation of AECL's nuclear laboratories and is currently engaged in a competitive, collaborative procurement process.

Under the new management model, the Nuclear Laboratories will focus on three key objectives:

1. Managing its radioactive waste and decommissioning responsibilities accumulated during the more than 60 years of nuclear research and development at Chalk River and at Whiteshell Laboratories.
2. Ensuring that Canada's world-class nuclear science and technology capabilities and knowledge continue to support the federal government in its nuclear roles and responsibilities – from health protection and public safety to security and environmental protection.
3. Providing access to industry to address its need for in-depth nuclear science and technology expertise. This will include ongoing access to the Nuclear Laboratories, at fair market rates that ensure cost recovery, for owners and operators of CANDU reactors as well as the CANDU and broader nuclear supply chain in Canada.

The government is also working to understand the potential business case for a forward-looking, industry-driven nuclear innovation agenda.

Prospects for new build

There are currently no commitments from any province or territory within Canada to build a new nuclear power reactor. The building of new reactor units, which falls under provincial jurisdiction, hinges largely on refurbishment plans for existing units, demand for electricity and economics.

In December 2013, the government of Ontario released its updated Long-Term Energy Plan which stated that, due to lower forecasted electricity demand from changes in the economy and gains in conservation and energy efficiencies, the province will not be proceeding at this time with the proposed construction of a new nuclear power plant in Ontario (Darlington New Nuclear Project – DNNP). The government of Ontario is working with Ontario Power Generation (OPG) to maintain the site preparation licence granted by the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC), Canada's independent regulator, to preserve the option to build new nuclear in the future should the supply and demand picture change.

Refurbishment

The government of Ontario intends to proceed with the refurbishment of ten reactors, four at the Darlington generating station and six at the Bruce generating station. These refurbishments will add about 25-30 years to the operational life of each unit. Refurbishment is to start in 2016 with one reactor at each station, and commitments on subsequent refurbishments will take into account the cost and timing of preceding refurbishments, with appropriate off-ramps in place.

Decommission

On 28 December 2012, the Gentilly-2 generating station ceased operations, and activities are underway to place it in a safe-shutdown state. Then, OPG will begin the long-term decommissioning process of the Pickering station in 2020.

Responsible resource development

In 2012, the Canadian government launched the "Responsible Resource Development" plan to modernise Canada's regulatory system and streamline the review process for major resource projects including for example nuclear power plant projects and new uranium mines and mills. Part of this plan included consolidating responsibility for environmental assessments with the CNSC for projects within its mandate, and establishing Administrative Monetary Penalties Regulations to strengthen environmental protection and regulatory compliance. In addition, the CNSC established in regulation 24-month timelines for its regulatory review of applications for new nuclear power reactors and uranium mines and mills.

International developments

Nuclear liability

Canada signed the Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage on 3 December 2013, and it was tabled in Parliament on 6 December 2013.

Bilateral agreements and initiatives

In September 2013, the Canada-India Nuclear Cooperation Agreement entered into force, thus allowing Canadian firms to export and import controlled nuclear materials (including uranium), equipment and technology to and from India, subject to authorisations under the Nuclear Safety and Control Act and the Export and Import Permits Act.

Canada and Kazakhstan signed a Nuclear Cooperation Agreement (NCA) in November 2013. The two countries are following their respective domestic processes to bring the NCA into force in a timely manner.

Modernisation of the Nuclear Liability Act

On 30 January 2014, the Minister of Natural Resources introduced in Parliament an omnibus bill entitled “Energy Safety and Security Act – an act respecting Canada’s offshore oil and gas operation, enacting the Nuclear Liability and Compensation Act, repealing the Nuclear Liability Act and making consequential amendments to other acts” (Bill C-22). The proposed legislation would increase the operator’s liability limit from CAD 75 million under the current Nuclear Liability Act to CAD 1 billion under the new Nuclear Liability and Compensation Act. The bill is currently advancing through Canada’s parliamentary process.

Nuclear fuel waste

Long-term management of nuclear fuel waste

Canada is also making progress on the long-term management of nuclear fuel waste. In 2007, the government approved the adaptive phased management (APM) approach to be implemented by the Nuclear Waste Management Organization (NWMO), which was established by the nuclear utilities. The APM approach represents a safe and secure plan for managing the waste that protects the health of Canadians and the environment. This plan involves isolating, containing and long-term monitoring of the nuclear fuel waste in a deep geological repository which would be constructed, operated and maintained at a suitable site in a willing host community. The NWMO – established by the nuclear energy corporations pursuant to the 2002 Nuclear Fuel Waste Act – is responsible for implementing it with government oversight. As of 31 December 2013, 21 willing host communities were participating in an NWMO site selection process. For information about the NWMO, please refer to www.nwmo.ca.

Deep geologic repository (DGR) for low- and intermediate-level radioactive waste (L&ILW)

OPG is proposing to build a DGR at the Bruce nuclear site in Kincardine, Ontario for the safe, long-term management of OPG’s L&ILW waste. On 24 January 2012, the Federal Minister of the Environment and the President of the CNSC announced the establishment of a three-member joint review panel (JRP) to review the environmental effects of OPG’s proposed project. The JRP held public hearings in Kincardine and Port Elgin between 16 September and 30 October 2013.

The JRP continues its work to examine the environmental effects of the proposed project pursuant to Canadian Environmental Assessment Act (2012) and to obtaining the information necessary for the consideration of OPG’s licence application, under the Nuclear Safety and Control Act, to prepare a site and to construct the DGR facility.

For more information about this project, refer to www.opg.com/generating-power/nuclear/nuclear-waste-management/Pages/deep-geologic-repository.aspx.

Czech Republic

In 2013, an update of the State Energy Concept was the subject of a strategic impact assessment process. The Czech uranium mine Dolni Rozinka continued to operate and the preparation of a new Atomic Act started in 2013.

Both nuclear power plants (NPPs) showed good operational performance in 2013, which resulted in a record amount of generated electricity. The Dukovany NPP contributed mainly to this result with record generation of 15 680 GWh gross.

In 2012, four units at the Dukovany NPP were upgraded, increasing each unit to 510 MWe gross. In 2013, an upgrade of the Temelin units was then started, which will increase the capacity of each block to 1 056 MWe gross in 2015.

This report considers a number of assumptions and changes, since the last report, to the long-term projections of installed capacity and fuel requirements:

- a 50-year lifetime of the Dukovany reactors is reasonably assumed;
- the start of two new units at Temelin was postponed until approximately 2026 and 2028, respectively (note: a decision regarding results of the ongoing tender for a supplier of these two new builds is expected by the end of 2014);
- the high case for uranium requirements in 2025 reflects one of alternatives for the planned supply of first cores for Temelin units 3 and 4 under consideration, which in turn spreads out uranium conversion and enrichment requirements over a few years before the planned start of the new units;
- the launch of one additional reactor at the Dukovany site remains under consideration, but was postponed until 2035 (this is reflected in the high case alternative for 2035).

Gradual deployment of improved fuel with a higher content of enriched uranium product in the fuel assemblies (135.5 kg instead of the current 126.3 kg in the working fuel assembly) at the Dukovany NPP is scheduled to begin as soon as 2014.

Finland

The Finnish public limited company Teollisuuden Voima Oyj (TVO) owns and operates two nuclear power plant units, Olkiluoto 1 (OL1) and Olkiluoto 2 (OL2), and is building a new unit, Olkiluoto 3 (OL3), at Olkiluoto in Eurajoki, Finland.

In February 2005, TVO was granted a construction licence for the Olkiluoto 3 pressurised water reactor (type EPR, European pressurised water reactor) that will have a thermal output of 4 300 MW and an electric output of about 1 600 MW. Construction of the unit started in the summer of 2005 and by the end of 2013 civil construction works were completed to a large extent. Cladding works of the buildings' exterior walls continue. The major components of the reactor plant, such as the reactor pressure vessel, pressuriser and four steam generators, have been installed. Welding of the primary coolant circuit pipeline was also completed, as was installation of the fuel handling equipment and other components. Pipeline welding and pressure tests continued. Commissioning of the power distribution in the reactor turbine plant is ongoing. However, planning, documentation and licensing of the reactor's automation system are not yet completed.

Based on the progress reports received from the supplier, TVO announced in February 2014 that it could not provide an estimated start-up date for the OL3 nuclear power plant unit. Only once the plant supplier has finalised and clarified its schedule, can information be disclosed regarding the start-up date of electricity production. The supplier is constructing the reactor under the terms of a fixed-price, turn-key contract and is responsible for establishing the schedule. Originally, commercial electricity production at the unit was scheduled to start in 2009.

In July 2007, Fortum Power and Heat Oy (Fortum) received a 20-year operating licence for the 2 Loviisa pressurised water reactors that have been 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 timeframe. In June 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 German company E.ON holding a 34% share) with the aim of constructing a new NPP in Finland that could be operational by 2020.

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 Employment and the Economy, or MEE) were completed in 2008, followed by the Fennovoima EIA process in 2009.

TVO filed its DIP application for the construction of Olkiluoto 4 in April 2008, and Fortum, for Loviisa 3, in February 2009. Fennovoima, who filed its DIP application in January 2009, listed two candidate sites, Simo and Pyhäjoki, as per the request of the MEE, that are willing to host Fennovoima's plant. The national nuclear regulator (Radiation and Nuclear Safety Authority – STUK) found both of these greenfield sites suitable for a nuclear power plant. Posiva Oy, the organisation created by TVO and Fortum to manage spent fuel disposal, also filed DIP applications for enlargement of the ONKALO final repository to accommodate spent fuel from the proposed new reactors (Olkiluoto 4 and Loviisa 3). The MEE processed all five DIP applications during 2009-2010 and the government made its decisions in May 2010. All applications fulfilled all the safety and environmental requirements. As specified by the Nuclear Energy Act, decisions on all DIPs were based on the projects' overall good for society, projected national energy needs in 2020 and the limit of two new nuclear power plants at this time. The Olkiluoto 4 and Fennovoima new build projects received positive DIPs as did Posiva for its repository enlargement project for spent fuel from Olkiluoto 4. Loviisa 3 was issued a negative DIP, as was Posiva's proposal to further expand ONKALO to accommodate spent fuel from Loviisa 3.

Positive DIPs were issued for the two utilities (TVO and Fennovoima) that intend to produce cost price electricity for the needs of the Finnish industries that funded these new build projects. The government also took into account Fortum's stake (about 25%) in TVO when making the DIP decisions. The positive DIPs for TVO's Olkiluoto 4 and for Fennovoima were ratified by parliament on 1 July 2010, as was Posiva's application for Olkiluoto 4 spent fuel. TVO's Olkiluoto 4 nuclear power unit project was in the bidding phase in early 2014 and the MEE expects the construction licence applications to be sent to the government in the summer of 2015.

In February 2013, E.ON sold its 34% stake in Fennovoima to the Finnish majority owner Voimaosakeyhtiö SF. In December 2013, Fennovoima signed a turn-key contract with Rosatom Overseas to build a VVER reactor (AES-2006 type) at the Hanhikivi plant, in Pyhäjoki. At the same time, Fennovoima signed an integrated fuel supply contract with TVEL to cover the first nine operating years and an agreement to sell 34% of Fennovoima's shares to Rosatom Overseas. Project contracts will formally enter into force after shareholders of Voimaosakeyhtiö SF have made a final investment decision. Because Rosatom was not mentioned as an alternative in Fennovoima's original DIP application, Fennovoima started a new EIA in autumn 2013. Fennovoima has also provided STUK with a safety evaluation of the AES-2006 plant, which will allow the regulator to complete a safety assessment. In March 2014, it also applied a supplement to the DIP that could result in a positive DIP in the summer of 2014, which could then be ratified by Parliament in late 2014.

In 2004, Posiva Oy started construction of the ONKALO underground laboratory (rock characterisation facility) for the final disposal of spent nuclear fuel generated by the owners of the Olkiluoto and Loviisa plants (TVO and Fortum, respectively). The ONKALO laboratory is also intended to be a part of the final repository. By the end of 2012, excavations at ONKALO had reached the final depth of 420 m and the length of more than 4 km. In December 2012, Posiva applied to the government for a construction licence for the final disposal facility of spent fuel (the encapsulation plant and underground repository). The construction of the final disposal facility is expected to commence in 2015, with disposal operations planned to start soon after 2020.

France

As of 31 December 2013, France's installed nuclear capacity consisted of 58 pressurised water reactors (34 x 900 MWe units, 20 x 1 300 MWe units and 4 x 1 450 MWe units), with uprates now totalling 63.13 GWe (net).

Nuclear power and electricity generation

The year 2013 was marked by a stabilisation of electricity consumption in France and a high level of hydropower production. The share of electricity production from renewable sources continues to grow despite a slowdown in the rate of development of the wind and photovoltaic sectors. Means of conventional thermal generation are rarely used, especially combined gas cycles.

Electricity consumption in France rose by 1.1% in 2013 to 495 TWh and generation increased by 1.7% to 551 TWh. Installed capacity declined by 0.7% to 128 GWe. The export balance was positive at 47 TWh. The share of electricity generated by nuclear power fell by 0.3% to 404 TWh, representing 73% of domestic production. Generation from fossil-fired thermal plants fell by 7% to 45 TWh. Coal use increased significantly (+14%), leading to a rise in CO₂ emissions. Hydropower production rose substantially to 76 TWh (+19%). Wind power generation totalled 16 TWh (+6%) and solar power production amounted to 5 TWh (+16%). Power generated from other renewable sources amounted to 6 TWh (Source: *Bilan électrique 2013*, RTE).

Nuclear reactors

Following the Fukushima Daiichi accident, a nuclear rapid response force (FARN) was brought into service at the end of 2012. FARN operates out of regional bases at the Civaux, Paluel, Dampierre and Bugey plants.

A national debate on the French energy transition was launched in late 2012. The current government expressed a policy goal of reducing nuclear electricity generation to a 50% share of total generation, from the current share of about 75%. The debate is a way of gathering citizens' views on energy policy to address four key questions:

- How can demand be reduced through improvements in energy efficiency and energy conservation?
- What is the most effective path to reach the desired energy mix in 2025? What impact would moving to this path have in terms of 2030 and 2050 scenarios with respect to current national climate change commitments (i.e. reducing greenhouse gas emissions)?
- What realistic choices exist for renewable energy and new energy technologies? What strategy of industrial and regional development should be adopted to achieve the introduction of these technologies?
- What costs are involved in the energy transition and what sources of transitional funding could be used?

Legislation is expected to be presented to the government in late 2014 after a national debate on energy policy came to a close in September 2013.

The current government also wants to shut down the oldest reactors in France (the Fessenheim nuclear power plant that entered into service in 1978; two units with a combined capacity of 1.76 GWe) by 2016 – the end of President Hollande's current term. An inter-ministerial delegate has been appointed to clarify the timing and manner of closing Fessenheim.

Flamanville European pressurised reactor (EPR)

In 2013, major construction steps were achieved, including:

- installation of a pumping station that allowed removal of the dike to prevent water inflow;
- completion of roofs on the fuel building, the north diesel generator building and equipment hatch;
- completion of the fuel building: concreting of the reinforced shell for resistant to aircraft impact;

- progress on the reactor building, with, on 16 July, lifting and installing the 260 tonne dome which is an integral part of the reactor containment;
- filling of the reactor's water storage tank that is situated in the basemat of the reactor building;
- ongoing installation of piping in all buildings;
- intensification of electrical activities, including connection to the 400 kV grid and both step-down transformers, cable trays and electrical cables;
- first installation of safety related I&C cabinets in the nuclear island;
- delivery of the reactor pressure vessel to the construction site;
- introduction of the reactor vessel into the reactor building on January 2014.

The Flamanville reactor is due to enter into service in 2016. Synergies and shared experience in EPR construction has been developed between the Olkiluoto, Flamanville and Taishan EPR sites and strong links have been established with Hinkley Point C.

ATMEA

The ATMEA1 reactor design is a third generation pressurised water reactor with a capacity in the range of 1 100 MWe net and a designed operational lifetime of 60 years. It was developed by the ATMEA 50/50 joint venture created in 2007 by AREVA and Mitsubishi Heavy Industries (MHI). In January 2012, the French Nuclear Safety Authority (ASN) issued a favourable assessment of the reactor's safety features. In June 2013, the Canadian Nuclear Safety Authority (CNSC) confirmed that the overall ATMEA1 design intent meets the most recent CNSC regulatory design requirements. In 2013, Japan and Turkey entered into exclusive negotiations over the construction of four ATMEA1 reactors in Turkey.

Research reactors

The Jules Horowitz research reactor (JHR), a project conducted by the CEA (*Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives*), is an answer to a technological and scientific challenge – testing fuel and material behaviour in a nuclear environment and in extreme conditions. It will provide a unique experimental tool for the nuclear power industry, research institutes and nuclear regulatory authorities. The JHR will also be an important production site for nuclear medicine and non-nuclear industry materials. It will supply hospitals with short-lived radioisotopes used by medical imaging units for therapeutic and diagnostic purposes, contributing to about 25% of European radioisotope production (potentially up to 50%, if required). The JHR is being built at the CEA Cadarache in compliance with the highest level of safety required by the ASN and is scheduled to be commissioned by the end of the decade.

The JHR project brings together French industrial enterprises EDF (*Électricité de France*) and AREVA, along with Belgian, Czech, English, Finnish, Indian, Israeli, Spanish and Swedish partners, and research institutes with CEA in an international consortium. In exchange for financial participation, partners will benefit from guaranteed access to the experimental capacities of the facility to carry out their research priorities on material behaviour under irradiation.

Generation IV

In 2001, the 13 partners¹ of the Generation IV International Forum established an official charter, launching the activity of the forum for co-operation on R&D to establish the feasibility and performance of the next generation of reactors. Its objective is to develop reactors with enhanced safety features that are sustainable, economically competitive and proliferation resistant, and that will generate only small amounts of ultimate waste forms. Six reactor concepts were selected at the end of 2002. France, strongly involved in this initiative, has decided to focus on two concepts: the gas-cooled fast reactor – as a long-term option in the ALLEGRO experimental-scale project; and the sodium fast reactor – the reference option represented by the advanced sodium technological reactor for industrial demonstration (ASTRID) an integrated technology demonstrator.

1. Argentina, Brazil, Canada, People's Republic of China, France, Japan, Republic of Korea, Russian Federation, South Africa, Switzerland, United Kingdom and United States in association with EURATOM.

Studies on the ASTRID design began in 2010. By virtue of the act of 28 June 2006, the CEA was selected as the contracting authority for the project and subsequently received preliminary design phase funding through the “Investment for the Future” programme. The CEA proposed that ASTRID has a power rating of 1 500 MWth (or about 600 MWe), making it representative of commercial reactors (particularly for the demonstration of safety and operating modes) while ensuring sufficient flexibility for its objectives (with the possibility of subsequent changes or deferred installation of certain highly innovative options).

Building on the feedback from experience with former sodium-cooled fast reactors, very high-level requirements have been set for the ASTRID reactor design currently under development by the CEA and its partners. Innovations are needed to further enhance safety, reduce capital cost and improve efficiency, reliability and operability and to position this reactor at the level required for the fourth generation. During the first phase of ASTRID conceptual design (2010-2012), promising innovative options have been identified that will be further developed in subsequent phases of the design studies.

International thermonuclear experimental reactor (ITER)

The ITER itinerary technical tests, carried out between 16 and 20 September 2013, turned out to be highly successful and demonstrated perfect adaptation to the itinerary. In April 2014, a full “dress rehearsal” was planned to validate the heaviest transit times, as well as the overall organisation involving the supervision of extraordinary non-standard material transit.

A decisive stage has also been reached in the construction of the ITER buildings. In 2013, Fusion for Energy (F4E) attributed a EUR 530 million contract within the framework of the design and production of mechanical and electrical equipment as well as the implementation of nuclear ventilation systems for 11 buildings at the “Tokamak complex”.

On the construction site, the upper basemat of the main building is now undergoing construction and should be finalised in mid-2014. This is also the case for the building in which the ITER cryostat is to be assembled.

Fuel cycle

Uranium enrichment

In 2006, AREVA began work on the construction of the Georges Besse II centrifuge uranium enrichment plant at the Tricastin site, which will replace the Eurodif plant that had been in service since 1978. In 2013, the new plant reached a capacity of 5.5 million SWU (separative work unit). Georges Besse II is expected to reach an enrichment capacity of 7.5 million SWU in 2016. The gaseous diffusion plant, Eurodif, was decommissioned at the end of June 2012.

Fuel recycling

A framework agreement between EDF and AREVA for the recycling of all spent fuel (other than mixed oxide fuel – MOX) from French nuclear power plants was signed in 2008 for a period extending until 2040. Since 2010, the La Hague reprocessing plant now handles 1 050 t of EDF spent fuel a year (compared with 850 t previously) and the MELOX plant will produce 120 t of MOX fuel for French nuclear power plants.

Waste management

To date, 90% by volume of the radioactive waste generated by French operators is covered by effective long-term management solutions. The remaining 10% is packaged and placed in temporary storage pending final disposal (either in surface facilities or in deep geological repositories). Accordingly, the National Agency for Radioactive Waste Management (Andra) manages existing storage facilities and conducts research into the deep geological disposal of long-lived high-level waste. In 2012, Andra published its latest national inventory of radioactive materials and waste. In 2013, *La Direction générale de l'énergie et du climat* (DGEC) and ASN published the 2013-2015 French National Plan for the management of radioactive materials and waste.

Very low-level waste is disposed of at the CIRES facility on the Morvilliers site (Aube), which is designed to accommodate 650 000 m³ of waste and has been in operation since the summer of 2003. Since then, more than 250 000 m³ of waste have been disposed of in this repository.

Short-lived low- and intermediate-level waste is disposed of at the CSA facility on the Soulaïnes-Dhuys site (Aube) following closure of the Manche site after final waste package placement in 1994. The Manche site entered a post-closure monitoring phase in 2003, having accommodated 527 000 m³ of radioactive waste during 25 years of operation. At the CSA facility, 280 171 m³ had been disposed of by the end of 2013.

Long-lived low-level waste must be disposed of in shallow repositories. Underground site investigations for shallow-depth disposal facilities are currently underway.

Long-lived high- and intermediate-level waste is subject to specific legislation, namely Law No. 2006-739 of 28 June 2006 on the programme for long-term management of radioactive materials. This 2006 Planning Act completes and replaces the law of 30 December 1991 regarding schedules for research on partitioning and transmutation, studies and implementation of a deep geological disposal and lastly for studies on storage.

Advanced separation and transmutation

In December 2012, in accordance with the provisions of the Radioactive Materials and Waste Planning Act of 28 June 2006, the CEA submitted a report to the government with the results of research and prospects for possible new generations of nuclear systems. This report contains the results of seven years of R&D on minor actinide partitioning and transmutation processes.

The minor actinides are the main contributors to the heat released from vitrified waste packages, which to a large extent determine the design of repository disposal cells. Transmutation of the minor actinides will not eliminate the need for a deep geological repository, but could open the way to longer-term progress. The dimensions of a long-lived high-level waste repository could be reduced by a factor of 10 and, after the first few centuries, the radiotoxicity inventory of the waste could be diminished by up to a factor of 100. The minor actinides do not all contribute equally to the disadvantages mentioned above. The first target for a transmutation strategy could be americium, the element whose transmutation would be of the greatest benefit to waste management with the most limited impact on recycling operations.

The feasibility of minor actinide separation has been demonstrated in the laboratory for all the options under consideration today. There are no theoretical obstacles to extrapolating these processes to commercial scale – R&D could be pursued to optimise and consolidate these concepts.

The feasibility of transmutation of americium has been demonstrated at the scale of a few pellets in homogeneous mode in the core of fast neutron reactors. The first analytical irradiation experiments are now in progress for the heterogeneous transmutation option in the core periphery. The full report is available in the “energy” section of the CEA website – www.cea.fr.

Deep geological repository

Studies and research for a deep geological repository of high- and intermediate-level long-lived waste are being carried out under the guidance of Andra in the underground research laboratory in Meuse/Haute-Marne (Bure). The experimental zone, at a depth of 490 m, has been operational since April 2005. At the end of 2013, the laboratory had over 1 000 m of underground galleries. A tunnelling machine was successfully tested in 2013, using new technologies for lining the opened galleries. A micro-tunnelling robot was also successfully tested for high-level waste package disposal in horizontal boreholes.

In 2010, the government approved a 30 km² area for the location of the underground facility of the future Industrial Geological Repository (CIGEO). The application for the construction of a disposal facility within this area will be submitted for approval by Andra by 2015. A permit for construction of the facility will then be granted by the Prime Minister, with a view to the facility entering into service by 2025. The public debate for the CIGEO Project took place from 15 May to 15 December 2013 followed by an exchange phase and conclusions that will be issued during the first quarter of 2014.

Storage

The studies and research conducted by Andra are aimed at creating new storage facilities or modifying existing facilities to meet planned requirements. Joint work between Andra and the waste producers was done in order to plan further needs until the geological disposal facility is available.

The 2006 Planning Act also provides for the financing of the avenues of research described above. In particular, it provides for a system of taxes on nuclear installations. Furthermore, the law secures the financing for long-term nuclear charges by establishing a specific regime applicable to the securing of the reserves, which operators must put in place to meet the costs of their long-term activities and responsibilities.

Hungary

The Paks NPP generated 15 369.6 GWh of electric energy in 2013, representing 50.7% of the gross domestic electricity production of Hungary – the fifth largest production in the history of the power plant. This amount was generated by four units: unit 1: 4 059.4 GWh; unit 2: 4 016.5 GWh; unit 3: 3 228.1 GWh; and unit 4: 4 065.6 GWh. The total electricity that has been generated by the Paks NPP, since unit 1 was first connected to the grid, amounted to more than 397.9 TWh at the end of 2013. On 18 December 2012, the Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA) issued the operating licence of unit 1 for a further 20-year period. In November 2013, the MVM Paks NPP submitted an application to the HAEA to extend the operating licence of unit 2 – if granted the unit is expected to operate until 31 December 2034. The lifetime extension applications for units 3 and 4 of Paks NPP are expected to be submitted in 2016 and 2017, respectively.

Preparatory works for the new reactor units at the Paks site continued in 2013, as established by the National Energy Strategy. According to the national report and the resulting action plan which followed the targeted safety assessment (“stress tests”), the operator of the Paks NPP has adopted measures to increase the safety margin and to strengthen the protection against events that, although extremely unlikely, could have serious consequences. A World Association of Nuclear Operators (WANO) peer review was held at the Paks NPP in spring 2012. The implementation of measures taken as a result of the review and the preparation for the WANO follow-up review scheduled for 24-28 February 2014, continued in 2013. On 9-11 December 2013, an International Atomic Energy Agency (IAEA) OSART preparatory meeting and seminar was organised to prepare for the OSART review, which will take place between 26 October and 13 November 2014. In 2013, in co-operation with Russian experts, preparatory work for transporting damaged fuel to the Russian Federation (from the accident in 2003), including drying and airtight sealing the capsules containing the damaged fuel assemblies, was performed. The sealed capsules will be stored in the spent fuel pool of unit 2 until their final removal.

In September 2013, Hungary and Viet Nam signed an intergovernmental agreement on training, research, regulatory and technical co-operation in the peaceful uses of nuclear energy. The Hungarian-Vietnamese nuclear education co-operation is ongoing since September 2012. The Paks NPP and the Budapest University of Technology jointly offer a “train the trainers” programme partly held at the Maintenance Training Centre of the Paks NPP. Some 160 professionals have so far completed the 6-week theoretical and practical training courses.

In October 2013, Hungary and the Republic of Korea signed an agreement on co-operation in the peaceful uses of nuclear energy.

On 18 July 2013, the nuclear research institutes of Hungary, Poland, the Czech Republic and the Slovak Republic – the four member countries of Visegrád 4 (V4) – signed a document establishing the Centre of Excellence for Generation IV reactors. The participating institutes include: the Centre for Energy Research of the Hungarian Academy of Sciences (MTA EK), the Polish *Narodowym Centrum Badań Jądrowych* (NCBJ), the Czech ÚJV Řež, a.s. and the Slovakian Nuclear Power Plant Research Institute (VUJE), a.s.

In November 2013, Hungary completed the return of all highly enriched uranium (HEU) research reactor fuel to the Russian Federation, becoming the ninth nation to completely remove such fuel from its territory since the Russian Research Reactor Fuel Return (RRFR) programme began in 2002. The Centre for Energy Research of the Hungarian Academy of Sciences has operated the 10 MW Budapest research reactor (BRR) since 1959, which originally used HEU fuel enriched to a level of 36%. The international programme removed 239 kg of HEU in total.

The Council Directive 2011/70/EURATOM, on establishing a community framework for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste, was transposed into the Hungarian legal framework. According to Section 5/B and 5/C of the amended Act CXVI of 1996 on atomic energy, the Hungarian Parliament shall adopt a national policy and a national programme related to the management of spent fuel and radioactive waste.

At the request of the Hungarian government, the IAEA conducted an International Physical Protection Advisory Service (IPPAS) mission to Hungary, with the aim of evaluating the Hungarian national physical protection regime of nuclear and other radioactive material, as well as associated facilities and activities. As a result of the mission, the IAEA submitted a mission report identifying good practices and making recommendations and suggestions. The non-restricted parts of the IAEA mission report are publicly available on the HAEA website.

Mexico

Legal framework

In 2013, the Mexican government made a profound reform of the constitutional framework of the energy sector to promote investment, economic growth and social development. The Energy Reform amends Articles 25, 27 and 28 of the Mexican Constitution, establishes a transitory regime (Article 21) and commits to the adoption of secondary legislation in 2014. Government has promptly started implementing the changes.

The reform reaffirms state ownership of hydrocarbons in the subsoil and its strategic control of the sector. Stronger regulating bodies and mechanisms will oversee the hydrocarbon and electric power industries, but private investment and association will be allowed in the exploration and extraction of hydrocarbons, their transport, storage and treatment, as well as in the generation and commercialisation in the electric power industry.

Mexican Petroleum (PEMEX) and the Federal Electricity Commission (CFE) will be fortified and transformed into state productive enterprises with technical, management and budgetary autonomy. The state will promote 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.

Operation of the Laguna Verde reactors

The two Laguna Verde reactors operate on 18-month cycles with 2 fuel reloads in 1 year, 1 reload in the next year, and so on. However during 2013, no reloads were performed which contributed to higher than normal annual load factors: 98.2% for unit 1 and 97.1% for unit 2.

Work has started on the life extension of both reactors. The current operational licences expire in 2020 and 2025 for unit 1 and 2, respectively. A project has also been started to provide away-from-reactor dry spent fuel storage. The current system of wet storage in the reactor's operational pools cannot be continued indefinitely because of increased spent fuel (arising due to the power up-rate performed last year) and the expected life extension beyond the currently approved operational licences.

Netherlands

In 2012, plans to build a second NPP in the Netherlands were postponed for an indefinite period due to a weak electricity demand. The newly elected government, in autumn 2012, did not express strong positive or negative feelings towards nuclear energy.

The Urenco enrichment facility in the Netherlands is in the process of gradually expanding its capacity after a licence was granted in 2011 for a capacity of 6.2 million SW/year.

There are no uranium mining activities or fuel fabrication facilities in the Netherlands.

In 2011, a licence was granted to the Borssele NPP for the use of MOX fuel, but the amount of MOX fuel in the core is limited to a maximum of 40% by the licence. It is expected to be introduced into the core in a stepwise fashion starting in 2014.

In 2013, the Borssele NPP received a licence for long-term operation, extending its operating life from 2014 to the end of 2033.

In the Netherlands, the spent fuel from the Borssele NPP is sent to La Hague, France for reprocessing. The resulting vitrified waste and metal residues are sent back and stored in an interim storage facility at the Central Organisation for Radioactive Waste (COVRA) in Vlissingen, not far from the Borssele NPP.

New Zealand

New Zealand has no nuclear power and there are no probable plans to build nuclear capacity in the future.

Poland

There is no commercial utilisation of nuclear power in Poland yet. The research reactor Maria, in Swierk (National Centre for Nuclear Research), is the only operating nuclear facility in the country. It is also used for medical radioisotope production.

The Government Commissioner for Nuclear Energy, nominated in 2009, is responsible for the co-ordination and supervision of the measures for the preparation of the regulatory and institutional environment that is required for nuclear power plant commissioning. Responsibility for the plant's construction rests with the PGE Polish Energy Group SA.

The legal framework for development of nuclear power in Poland was established in the:

- Law of 13 May 2011 amending the Atomic Law and other laws which entered into force on 1 July 2011;
- Law of 29 June 2011 on the preparation and realisation of investments in nuclear facilities and accompanying investments which entered into force on 1 July 2011.

The Polish nuclear power programme, adopted in January 2014 by the Council of Ministers, is a strategic document that establishes the roles and responsibilities of the institutions responsible for the implementation of the programme, as well as issues related to nuclear safety and radiological protection. The programme includes a detailed scope of activities to be taken for the safe use of nuclear power in Poland, sets a timetable for the construction of two nuclear power plants and for the preparation of regulatory and organisational infrastructure for these investments. The implementation of the Polish nuclear programme assumes that, by the end of 2016, a location will be determined and a contract for the selected technology of the first nuclear power plant will be concluded. The next step should be a technical design of the plant by 2018 and obtaining requirements outlined by law. Stage IV specifies that, by the end of 2024, a construction permit, and construction and connection to the grid of the first unit of the first nuclear power plant will be completed; furthermore, the construction of consecutive units/nuclear power plants will begin. The fifth and last stage (2025-2030) provides for the continuation and launching of the construction of the next units/nuclear power plants, as well as the completion of the first nuclear power plant. In turn, the completion of the second nuclear power plant is scheduled for 2035.

On 7 February 2013, PGE EJ1 sp. z o.o. concluded the contract with the consortium composed of WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. and WorleyParsons Group Inc. The contract pertains to the performance of site characterisation works and licensing support required to complete the first Polish NPP construction project, which will be led by PGE EJ1. The first Polish NPP will generate approximately 3 000 MWe.

The Council of Ministers instructed the Minister of Economy to prepare the National Radioactive Waste and Spent Fuel Management Strategy. The first version of the strategy was prepared in December 2013, and is expected to be adopted by the Council of Ministers by the end of 2014.

Poland is in the process of implementing a new Council Directive (2011/70/Euratom) on the management of spent fuel and radioactive waste that should be completed by the end of the second quarter of 2014.

In 2025, the existing national low- and medium-level radioactive waste repository will be full and Poland will have to find a new site for the new repository. The process of site selection is ongoing and should be selected in 2017. In 2018-2020, the repository design and permits should be obtained, allowing the repository to begin operation by 2024.

Republic of Korea

General energy policy

The Korean government announced the second National Energy Basic Plan (2013-2035) in 2013, reflecting changed circumstances through a public-private alliance. This plan sets the main goals of demand management, distributed power generation, energy sustainability, energy security and public acceptance. After inter-agency co-ordination, the plan was passed at a Cabinet meeting on 14 January 2014, which was presided over by the Prime Minister.

The plan estimated that the total energy and electricity consumption will continue to increase annually at an average of 0.9% and 2.5%, respectively, until 2035, and that the government is expected to keep the share of nuclear power at around 29% of the total generation capacity. Renewable energy is set at 11% as originally intended in the first National Energy Basic Plan and the share of electricity produced by natural gas is projected to increase.

Nuclear energy

The Republic of Korea's 23 operating reactors, comprising of 19 pressurised water reactors and 4 CANDU pressurised heavy water reactors, had a total gross capacity of 20.7 GWe as of 31 December 2013, accounting for 27% of the nation's total electricity generation. Five additional units are under construction and four units are being prepared for construction.

According to the second National Energy Basic Plan, the share of nuclear power generation in the national grid is to be decreased to 29% from the 41% set out in the first plan in 2008. Despite this decrease in future installed capacity, it is higher than the current share. Ongoing construction will proceed as planned and Shin-Kori unit 3, the first APR-1400 model in the Republic of Korea, is scheduled to start commercial operation in September 2014. All nine new reactors (under construction and planned) are scheduled to be completed by 2022.

R&D

The government is preparing mid- and long-term R&D plans that focus not only on future nuclear energy system, but also on nuclear safety and applications of radiation technology together with the development of advanced nuclear power reactors.

The government laid the groundwork for leading the OECD/NEA international joint collaboration project "OECD-ATLAS", where 12-15 countries from around the world will participate by using the ATLAS facility at the Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI). This project will deal with nuclear safety issues, highlighted following the Fukushima Daiichi accident. In particular, it will experimentally verify passive safety systems to further improve nuclear safety.

The government is also focusing its efforts on developing decontamination and decommissioning technologies in preparation for future decommissioning demands both at home and abroad.

Status of NPPs

As Shin Kori unit 2 (OPR-1000) and Shin Wolsong unit 1 (OPR-1000) started commercial operation in July 2012, the Republic of Korea now has 23 nuclear power plants in commercial operation (6 units at Kori, 6 units at Hanbit, 5 units at Wolsong and 6 units at Hanul) with a total installed capacity of 20 716 MWe.

In 2008, Kori unit 1, the oldest reactor in the Republic of Korea, was granted permission to continue operating and remains in operation. Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), the operator of Wolsong unit 1, submitted an application for licence renewal in December 2009 as its original 30-year design life expired in November 2012. The application is still under examination.

In addition, the Republic of Korea has five units under construction, four units in a construction preparation phase and two units being planned. The plants under construction are Shin Wolsong unit 2 (OPR-1000), Shin Kori unit 3 and 4 (APR-1400), and Shin Hanul unit 1 and 2 (APR-1400). Shin Kori unit 5 and 6 (APR-1400), and Shin Hanul unit 3 and 4 (APR-1400) are in the construction preparation phase.

Restructuring of the national framework for nuclear safety regulation

Following the inauguration of the new government and subsequent restructuring of government organisations in February 2013, the Nuclear Safety and Security Commission (NSSC) now reports directly to the Prime Minister's Office. Accordingly, relevant laws and regulations were amended to reflect the changes under the new government organisations.

Radioactive waste management

While the Wolsong LILW Disposal Centre (WLDC) is scheduled for completion in June 2014, further progress was made in the area of spent nuclear fuel management policy making in the Republic of Korea, with the start-up of the Public Engagement Commission on Spent Nuclear Fuel Management (PECOS) in October 2013. PECOS, consisting of 15 commissioners (composed of experts in human and social science, engineering and representatives that were recommended by non-governmental organisations and residents in NPP areas), will submit the final report of their recommendations to the government next year after in-depth discussions and reviews on spent nuclear fuel management options.

Based on the results of public engagement, the government will establish a master plan for radioactive waste management. PECOS, independent of the government, will focus on reaching consent-based decisions by gathering the opinions of stakeholders. As the first stage of public engagement, PECOS will study the domestic and overseas situation to enhance understanding of spent nuclear fuel management and hold meetings with various groups to listen to diverse viewpoints. In addition, the 2014 FSC National Workshop and community visit will be held in the Republic of Korea and will be hosted by the Korea Radioactive Waste Agency (KORAD).

Bilateral agreements

In October 2013, the Republic of Korea signed intergovernmental co-operation agreements on peaceful uses of nuclear energy with Finland and Hungary, and ratified its agreement with the Mexican government in July 2013.

Spain

Spanish policy

The Spanish government considers that Spain requires a balanced electricity mix that takes into account all energy sources and the available capacities. Having in mind that nuclear energy contributes both to the diversification of energy supply sources and to the reduction of greenhouse emissions, nuclear power plants, which nowadays imply a relevant generation capacity for the country, could not be disregarded whenever they comply with the conditions on nuclear safety and radiological protection imposed by the Nuclear Safety Council.

Nuclear generation

In 2013, nuclear energy provided around 19.7% of total net electricity production, with a decrease of 7% in the nuclear energy generated with respect to the previous year, due mainly to the fact that most of the operating reactors had refuelling outages. It is also noteworthy that, during Holy Week of 2013, due to extremely low demand concurred with high hydraulic production and high forecast wind production, the Spanish transmission system operator *Red Eléctrica de España* – to ensure the stability of the electrical network – had to issue orders to reduce production to maintain the balance between generation and demand. *Inter alia*, these reductions were applied to nuclear power plants, which was exceptional and unprecedented since 1997.

As envisaged, the definitive shutdown of Santa María de Garoña NPP was declared by Ministerial Order on 6 July 2013, even though the plant was not connected to the grid during 2013. The decision for this shutdown was economically motivated and not linked to safety reasons. Some recent changes in the legal framework (see below) could provide for the generation of electricity at this facility again.

Front end of the fuel cycle

In 2013, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured 1 116 fuel assemblies containing 344.6 tU. From the total production, 766 fuel assemblies containing 223.8 tU have been exported to Belgium, France and Sweden, representing 65% of the total production. Acquisitions of uranium concentrates came from the Russian Federation (39.3%), Niger (21.2%), Canada (20.2%), Kazakhstan (7.3%), Namibia (5.2%), Uzbekistan (3.1%), Malawi (2.1%) and South Africa (1.4%).

Back end of the fuel cycle

The main activities affecting the back end of the fuel cycle in 2013 continued to be focused on launching the licensing process of the centralised interim storage facility (CISF) for spent fuel (SF) and high-level waste (HLW). The hosting municipality, Villar de Cañas (province of Cuenca), was elected by the government on 30 December 2011. Villar de Cañas was among the 14 municipalities that voluntarily had presented their candidature, following a Resolution by which a public call for this selection was launched in late 2009.

In 2013, once the land for the facility was acquired, a detailed characterisation of the site (study of the geographical and geotechnical characteristics, seismicity, geology, hydrogeology, etc.) was conducted and all activities oriented to contracting the main engineering of the project were started.

The next steps will be licensing the facility which, according to the Regulation on Nuclear and Radioactive Facilities, starts with the preliminary and construction authorisations. To this end, in January 2014, the National Company for Radioactive Waste (ENRESA) submitted the application for these authorisations to the Ministry of Industry, Energy and Tourism. Additionally, in August 2013, ENRESA submitted the application to initiate the required environmental impact assessment to the Ministry of Agriculture, Food and Environment. Meanwhile, works are in progress in relation to the engineering and technical aspects. The CISF is tentatively expected to start operation in late 2017.

As for individual interim storage facilities (IISFs) at nuclear power plants, there are three in operation following the licensing of an IISF at the Ascó NPP in the spring of 2013. Additionally, the licensing of an IISF for the Santa María de Garoña NPP began in the same year.

Concerning low- and intermediate-level waste, El Cabril facility has continued to manage this type of waste generated at radioactive and nuclear facilities. The inventory of disposed radioactive wastes in the facility, as of 31 December 2013, reached 29 602 m³.

As regards to very low-level waste (VLLW), the El Cabril facility has a dedicated VLLW disposal area, consisting of a cell with a disposal capacity of some 30 000 m³. As of 31 December 2013, 7 612 m³ have been disposed of. The aim, in the future, is to construct a further three cells until the authorised capacity of 130 000 m³ is attained. In 2013, ENRESA started a project for the construction of the second cell with an estimated capacity of 39 000 m³ – the project received a favourable report from the Nuclear Safety Council in January 2014.

Legal framework

On 27 December 2012, Law 15/2012 on fiscal measures for energy sustainability introduced new taxes applicable to energy. The law established two new taxes that are applicable to nuclear installations or activities: a tax on the production of spent fuel and radioactive waste as a consequence of the nuclear energy generation; and a tax on spent fuel and radioactive waste storage in centralised installations. On 29 October 2013, Law 16/2013 amended Law 15/2012 to clarify the practical application of the tax on the production of spent fuel and among other matters, specified the determination of taxable income in the event of cessation of the operation of a nuclear power plant and modified the tax period to the cycle of operation of each reactor.

Finally, on 21 February 2014, the Royal Decree 102/2014 on the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste was approved in order to comply with Directive 2011/70/Euratom. This decree revises the provisions established on 31 October 2013 in Royal Decree 1349/2003 on the ordering of activities of ENRESA and their financing, which is repealed. Furthermore, in an additional provision, this decree amends the regulation on nuclear and radioactive facilities, establishing that, if the cessation of activity is not due to nuclear safety reasons, the cessation will not be definitive and the licence holder may apply for a renewal of the operating permit within one year from the date of the referred cessation. Such a renewal must be reported favourably by the Nuclear Safety Council.

Sweden

In December 2012, the Swedish Radiation Safety Authority (SSM) submitted the national action plan (NAP) for the stress tests to the European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG). According to the NAP, nuclear power plant operators must provide the SSM possible solutions to improve safety. The activities of the NAP extend as far as 2015.

Ongoing upgrades and status update, noting changes in 2013:

- Ringhals 1 has completed the trial run, but has not yet received permission to start routine operation because of an ongoing trial after extensive modernisation work.
- Ringhals 4 received the government's permission for an upgrade during 2013. The SSM will examine a more detailed application that Ringhals AB is expected to submit.
- Ringhals 3 has conducted a test run with a new higher power and has received approval from SSM to take the reactor into routine operation.
- Oskarshamn 2 has applied for an approval from SSM of a safety report, which will form the basis for the structural modifications needed to make an upgrade. The review, however, is dormant as long as OKG remains in so-called special supervision.
- Oskarshamn 3 is conducting a trial run with a new higher power output.
- Forsmark 1 has received government permission for an upgrade, but has not yet gone ahead with the application for approval of the preliminary safety report for a higher power output.
- Forsmark 2 conducted a trial run with a new higher power output, achieved through upgrades made during 2013.
- Forsmark 3 has received government permission for an upgrade, but has not yet gone ahead with the application for approval of the preliminary safety report for a higher power output.

Switzerland

The Swiss government decided in 2011 to phase out nuclear power and that current NPPs would not be replaced. A new energy law will be passed by parliament, most likely during 2015. The Mühleberg NPP will shut down for economic reasons in 2019.

Turkey

Turkey is planning to start the operation of two NPPs, with a total of eight reactor units, at the Akkuyu and Sinop sites in 2023. The “Electricity Market and Security of Supply Strategy Paper”, released by the Ministry of Energy and Natural Resources, sets forward goals with respect to the electricity mix and targets the share of nuclear energy in electricity generation to at least 10% for 2023. In addition to this, the construction of a third NPP will be started by 2023.

For the first NPP project, the Russian Federation and Turkey signed an intergovernmental agreement (IGA) on “Construction and Operation of a Nuclear Power Plant at the Akkuyu Site” on 12 May 2010. The Akkuyu NPP will consist of four VVER-1200 (AES-2006) reactors, each having 1 200 MW installed capacity. The project was established on the basis of Rosatom’s build, own and operate model.

Within a year following the effective date of the IGA, the Russian Party created the Akkuyu Project Company (APC) based in Turkey with 100% equity. It has applied to relevant public organisations for all licences and permits necessary to start the construction of the NPP. APC started site survey activities at the Akkuyu site to update the site characteristics and parameters. An updated site report was submitted to the Turkish Atomic Energy Authority (TAEK) for assessment on 22 May 2012. APC also submitted an environmental impact assessment report to Ministry of Environment and Urbanization on 9 July 2013.

On 3 May 2013, Turkey also signed an IGA with Japan on “Cooperation for Development of Nuclear Power Plants and the Nuclear Power Industry in the Turkey” in Ankara. Negotiations for a host government agreement started shortly after the signature of the IGA, which was completed on 17 November 2013. The IGA envisages the construction of four reactor units at the Sinop site, based on the ATMEA1 reactor (developed by Areva and Mitsubishi Heavy Industries) with 1 120 MW installed capacity, on the basis of the public-private partnership (PPP). The IGA will be submitted to the Turkish Parliament for ratification together with the HGA.

A draft law on nuclear energy was prepared and sent to the relevant public organisations for their suggestions and opinions. The draft covers the establishment of an independent nuclear regulatory authority, licence and permit issues, spent fuel and radioactive waste management, decommissioning, inspection, offences and punishment. The draft law will be sent to the Turkish Parliament for ratification.

A draft law has been prepared on third party liability in the field of nuclear energy in compliance with the Paris Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy, dated 29 July 1960, together with amendments and supplements including the 2004 Protocol. The draft law has been submitted to the Prime Minister.

The draft law for the accession of “Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management” and the draft law for the ratification of “Amendment to the Convention on the Physical Protection of Nuclear Material” are currently on the agenda in Turkish Parliament.

United States

The nuclear power industry in the United States is the largest in the world, with 100 operating commercial nuclear reactors. Many services and supplies to the US nuclear power industry are imported. As of 31 December 2013, installed nuclear capacity in the United States totalled 99.1 GWe (net). Data are preliminary and include both electric power sector and commercial and industrial end-users of electricity. The nuclear share of total capacity in the United States was 9% in 2013.

Nuclear power generation

In 2013, total electricity generation in the United States was 4 059 net terawatt hours (TWh), with nuclear power plants generating 789 net TWh, according to preliminary US Energy Information Administration (EIA) data. Data include both electric power sector and commercial and industrial end-users of electricity. Nuclear generation comprised approximately 19% of total generation in the United States.

The nuclear share of total generation has remained relatively constant over the years despite a decrease in the total number of reactors; this is largely the result of performance improvements.

Status of the nuclear power programme

The following sections describe progress made during 2013 in the US nuclear power programme.

Early site permit (ESP) applications

Independent of an application for a construction permit (10 CFR Part 50) or a combined licence (10 CFR Part 52), the Nuclear Regulatory Commission (NRC) may approve one or more sites for a nuclear power plant. An ESP remains in effect for 10 to 20 years and can be renewed for an additional 10 to 20 years. As of 31 December 2013, NRC had issued ESPs for four sites. NRC did not issue any new ESPs in 2013 or receive any new applications. During 2013, one ESP application was under review.

Combined licence application

Under current licensing regulations, NRC may issue a combined licence (COL) for construction and operation. In the past, separate construction permits and operating licences were issued. When the applicant uses an NRC-certified design, safety issues related to the design have already been resolved and the focus of the licensing review is the quality of reactor construction. A COL is valid for 40 years and may be extended for an additional 20 years. A total of eighteen COL applications were filed between 2007 and 2009; no applications for COLs have been filed since 2009. As of 31 December 2013: one COL was withdrawn (Victoria County Station, units 1 and 2), six COLs were suspended, nine COLs were under active review and two COLs were issued. On 9 February 2012, NRC voted to approve Southern Nuclear Operating Company's COL to build two new Westinghouse AP1000 reactors, Vogtle units 3 and 4, near Augusta, Georgia. On 30 March 2012, NRC voted to approve South Carolina Electric & Gas Company's COL to build two new Westinghouse AP1000 reactors, Virgil C. Summer units 2 and 3, near Columbia, South Carolina. The Vogtle and Virgil C. Summer units are the first to be constructed in the United States in over 30 years. As of 31 December 2013, all four units are under construction. Although under review, NRC may not approve further COLs pending the resolution of the Waste Confidence Rule in October 2014; the Waste Confidence Rule is described in more detail below.

Design certifications for new reactors

Under current licensing regulations, an applicant who seeks to build a new reactor can use an off-the-shelf reactor design that has been previously approved and certified by NRC. The streamlined process encourages standard or pre-approved reactor designs. Issuance of a design certification is independent of applications for a construction permit or an operating licence. Design certifications are valid for 15 years and can be renewed for an additional 10 to 15 years. As of 31 December 2013, NRC had issued certifications for four designs, including the Westinghouse AP1000 and the General Electric advanced boiling water reactor (ABWR). In addition to several amendments to previously certified designs, NRC is currently reviewing the applications for three additional design certifications, including the US advanced pressurised water reactor (US-APWR), the US evolutionary power reactor (US-EPR) and the economic simplified boiling water reactor (ESBWR).

Small modular reactors (SMRs)

SMRs are small enough to be fabricated in factories and can be shipped to sites via barge, rail or truck. SMRs have a projected construction period of three years. These factors may reduce both capital costs and construction times, potentially reducing the financial risk associated with larger nuclear investments. In March 2012, US Department of Energy (DOE) announced its intention to provide USD 452 million in funding to assist in the initial development of SMR technology that has the potential to be licensed by NRC and to achieve commercial operation by 2025. In November 2012, DOE announced the selection of Babcock & Wilcox, in partnership with the Tennessee Valley Authority (TVA) and Bechtel International, to cost share the work to prepare a licence application for up to four SMRs at TVA's Clinch River site in Oak Ridge, Tennessee. In December 2013, DOE announced the selection of NuScale Power, LLC as the recipient of the second award; the project will be based in Oregon.

Licence renewal

NRC has the authority to issue initial operating licences for commercial nuclear power plants for a period of 40 years. The decision to apply for an operating licence renewal is made by nuclear power plant owners, and it is typically based on economics and the ability to meet NRC requirements. Operating licences are renewed by NRC for a period of 20 years. NRC regulations do not limit the number of licence renewals a nuclear power plant may be granted. The nuclear power industry is preparing applications for licence renewals that would allow continued operation beyond 60 years, i.e. second or subsequent licence renewals; however, applications for second or subsequent licence renewals are not expected in the near future. As of 31 December 2013, NRC has granted licence renewals to 72 of the 100 operating reactors in the United States. NRC is currently reviewing licence renewal applications for 18 reactors to operate for 60 years and expects to receive applications from 9 more reactors between 2014 and 2018. Although under review, NRC may not approve further licence renewals prior to the expected resolution of the Waste Confidence issue in October 2014. As a result, no new licence renewals were issued by NRC in 2013. The Waste Confidence issue is described in more detail below.

Resumed construction

In 1988, TVA halted construction on Watts Bar unit 2 in Tennessee and Bellefonte units 1 and 2 in Alabama; the pressurised water reactor units were approximately 80% and 55% complete, respectively. Construction resumed on Watts Bar unit 2 in 2007 and the 1 218 MWe reactor is expected to be operational in late 2015. In August 2011, TVA decided to complete construction of Bellefonte units 1 and 2; however, construction at Bellefonte units 1 and 2 has been deferred until the conclusion of work at Watts Bar unit 2.

Waste Confidence Rule

In order for NRC to continue to issue new COLs and renew existing operating licences, the Waste Confidence issue must be resolved. In October 1979, NRC initiated a rulemaking process known as the Waste Confidence Rule. Prior to its original rulemaking, NRC, as a matter of policy, stated that it “would not continue to license reactors if it did not have reasonable confidence that the wastes can and will in due course be disposed of safely.” On 31 August 1984, NRC issued the Waste Confidence Rule. Waste confidence is defined by NRC as a finding that used nuclear fuel (UNF) can be safely stored at reactor sites for decades beyond the licensed operating life of a reactor without significant environmental effects. It enables NRC to license reactors or renew their licences without examining the effects of extended waste storage for each individual site pending ultimate disposal.

In December 2010, with the termination of the repository programme at Yucca Mountain, the Waste Confidence Rule was amended to state that UNF could be stored safely at reactor sites for 60 years following reactor shutdown. In June 2012, the US Court of Appeals for the District of Columbia Circuit struck down NRC’s 2010 amendment of the Waste Confidence Rule and stated that NRC should have analysed the environmental consequences of never building a permanent waste repository and that the discussion of potential spent fuel pool leaks or fires was inadequate.

NRC issued an order in August 2012 that suspended actions related to issuing operating licences and licence renewals. NRC is currently analysing the potential impacts on licensing reviews and developing a proposed path forward to meet the Court’s requirements. Until NRC revises the Waste Confidence Rule, reactor operating licences and operating licence renewals will not be issued by NRC. Licensing reviews and proceedings will continue; however, Atomic Safety and Licensing Board (ASLB) hearings are suspended pending further NRC guidance. ASLB is the independent, trial-level adjudicatory body of NRC. It conducts public hearings on contested issues related to, among other things, nuclear reactor licensing, thereby affording the public an opportunity to challenge proposed licensing. NRC expects to issue a revised Waste Confidence Rule in October 2014.

Power uprates

Power uprates are implemented to increase reactor capacity by increasing the maximum power level at which a nuclear reactor may operate. During 2013, NRC approved power uprates for McGuire 1 and 2 (North Carolina) and Monticello (Minnesota). During the first two months of 2014, NRC approved power uprates for Braidwood 1 and 2 (Illinois), Byron 1 and 2 (Illinois), and Fermi 2 (Ohio). As of March 2014, NRC had

approved 154 power uprates, which could add about 7 035 MWe to the US nuclear generating capacity, once implemented. Not all approved uprates have been implemented at US reactors. Uprates are under review and pending approval for eight reactors, totalling nearly 827 MWe. In addition to those already under review, NRC expects to receive an additional three requests for power uprates between 2014 and 2017, totalling nearly 58 MWe. Approval of uprates by NRC is not affected by the pending resolution of the Waste Confidence issue.

Retirements

In 2013, Crystal River 3 (Florida), San Onofre 2 and 3 (California) and Kewaunee (Wisconsin) were retired; the total retired capacity was nearly 3.7 GWe. Announced early retirements include the 620 MWe Vermont Yankee plant (Vermont) at the end of 2014 and the 614 MWe Oyster Creek plant (New Jersey) in 2019. Both Oyster Creek and Vermont Yankee were issued licence renewals that would have permitted continued operation until 2029 and 2032, respectively.

United States response to the accident at Fukushima Daiichi

Since the March 2011 accident at Japan's Fukushima Daiichi nuclear power plant, the NRC and the US nuclear industry have been working to address issues related to the accident. NRC and the US nuclear industry initiated an immediate co-ordinated response to the accident, as well as long-term actions intended to assure the safety of operating and planned reactors in the United States.

NRC conducted a systematic and methodical review of its own processes and regulations in light of the accident at Fukushima Daiichi. In July 2011, NRC's Near-Term Task Force released its report, *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century*. The report contains 12 recommendations, including both short- and long-term actions for consideration, and prioritises the implementation of the recommendations. In order to address the short-term recommendations, NRC issued three orders in March 2012 that require nuclear power plants to implement measures related to lessons learnt from the Fukushima Daiichi accident, as follows:

- All boiling water reactors (BWRs) with Mark I and II containment systems must have reliable hardened containment venting capability to reduce pressure and hydrogen build-up. This may require improving or replacing existing containment ventilation systems.
- Reactors must have enhanced instrumentation installed to monitor water levels in their spent fuel pools in the event of an emergency.
- Nuclear power plants must be capable of responding to multiple simultaneous events and ensuring that reactors and spent fuel pools remain cooled. The order specifies a three-phase approach involving use of installed on-site resources, use of portable on-site equipment, and indefinite use of off-site resources.

NRC stated that, in all cases, the existing fleet of reactors can continue operating safely while implementing the orders. The orders were effective immediately and included timetables for responses and actions.

In the three orders listed above, NRC required an integrated plan to be submitted by February 2013, with initial status reports due in 60 days. NRC specified that operating reactors must complete modifications within two refuelling cycles after submitting an integrated plan, or by the end of 2016, whichever comes first. Any reactor with a construction permit issued under 10 CFR Part 50 (e.g. Watts Bar unit 2) was required to comply with the above orders prior to receiving an operating licence. Any reactor issued a COL under 10 CFR Part 52 (i.e. Vogtle units 3 and 4 and Summer units 2 and 3) was required to implement all requirements in the orders before the initial fuel loading. Compliance assessments are underway at nuclear power plants. The requirements of the orders remain in place until superseded by other orders or rulemaking. As discussed below, NRC is considering or has initiated rulemaking on several topics, and some of the dates established in the original orders have been modified.

In November 2012, as an addition to the original order issued to address more robust containment venting systems, NRC began considering whether to propose a rule that would require containment venting systems to filter all releases during an accident for boiling water reactors with Mark I and Mark II containments. If NRC decides to pursue such a rulemaking, a final rule could be issued in 2017.

Utilities continue to provide documentation to NRC on equipment procured to respond to a prolonged loss of power at a reactor (station blackout) as well as spent fuel pool water level monitoring instrumentation. In March 2013, NRC decided to proceed with a rulemaking to address station blackout mitigation. In its July 2013 *Regulatory Basis Document*, NRC noted: “One dual-unit site estimated that the Order may cost approximately USD 25 million, while a second dual-unit site estimated the cost at USD 43 million.” The final rule is scheduled for issuance by December 2016.

By June 2013, two detailed inspections (or “walkdowns”) had been completed at each reactor to evaluate potential seismic and flooding hazards. NRC is in the process of auditing the results of the walkdowns. All flooding re-evaluations are due to NRC by March 2015. NRC will review the analyses and issue a safety assessment for each site. For nuclear power plants requiring a seismic risk analysis, NRC performed a prioritisation of plants in the Central and Eastern United States (CEUS) and the Western United States (WUS). Plants in more seismically active WUS and CEUS locations will complete risk evaluations by June 2017, and those in less active CEUS locations will complete risk evaluations by December 2019.

In November 2013, NRC announced proposed rulemaking language to “... strengthen and integrate onsite emergency response capabilities.” The final rule, which is likely to be issued in March 2016, is expected to address accident mitigation strategies; integration of accident mitigation procedures; identification of command and control roles during an accident; conduct of drills and exercises; training; and include severe accident situations in examinations for reactor operators. In its comments on NRC’s draft regulatory basis, the Nuclear Energy Institute (NEI) estimated a cost of USD 17 million for the nuclear fleet, or USD 275 000 per unit, to develop and implement new training plans. NEI also estimated increased training costs of USD 250 000 per site per year and annual severe accident drill costs of USD 250 000 per site.

In addition to NRC actions described above, the Electric Power Research Institute (EPRI), the Institute of Nuclear Power Operations (INPO) and NEI formed a Fukushima Response Steering Committee to integrate and co-ordinate the industry’s response to the accident. In February 2012, the steering committee jointly released a report, *The Way Forward: US Industry Leadership in Response to Events at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant*, which discusses activities to oversee and co-ordinate responses to emergencies. INPO prepared a detailed report on post-accident events at Fukushima Daiichi and on 11 November 2011, the detailed report was provided to the US Congress, NRC and the US nuclear industry.

The nuclear industry, through NEI, developed its FLEX strategy as a comprehensive, flexible and integrated plan to mitigate the effects of severe natural phenomena and to take steps to achieve safety benefits quickly. The FLEX approach implemented in 2012 was informed by the industry’s response to the 11 September 2001 terrorist attacks in the United States. Two regional response centres will be located near Memphis, Tennessee and Phoenix, Arizona. From those regional response centres, critical emergency equipment can be delivered to nuclear power plants within 24 hours. The regional response centres are planned to be fully operational by August 2014.

In addition to activities that focus on reactors and the utilities that operate them, NRC has spent more than two years evaluating how best to respond to the first of the 12 recommendations made in the July 2011 *Near-Term Task Force Review of Insights from the Fukushima Dai-ichi Accident*, which recommended establishment of a “logical, systematic, and coherent regulatory framework for adequate protection that appropriately balances defence-in-depth and risk considerations.” Defence-in-depth is a layered approach to safety that involves the use of multiple redundant and independent safety systems. NRC’s December 2013 evaluation of this recommendation was discussed publicly in January 2014 and included proposed actions on a policy statement that would detail, among other things, the decision criteria for ensuring adequate defence-in-depth. The proposed actions also identify the need to clarify the role of voluntary industry initiatives in the NRC regulatory process.

Fuel cycle

All activities of the commercial nuclear fuel cycle are conducted in the United States, except reprocessing. Spent fuel reprocessing for waste management in the United States has been discouraged by public policy and the once-through fuel cycle is the present policy along with an active research and development programme on advanced fuel cycle alternatives. Each fuel cycle stage is subject to competition and

supply from international sources, which in many cases dominate the industry segment. At present, the US nuclear fuel supply is highly dependent on imports for mined uranium concentrates, uranium conversion and enrichment. Virtually all fuel fabrication requirements are met by domestic sources. EIA publishes data on the nuclear fuel cycle in its *Domestic Uranium Production Report* and its *Uranium Marketing Annual Report*.

Uranium requirements

Annual uranium requirements for the United States for the period 2013 to 2035 are projected to increase from 17 649 tU in 2013 to as much as 20 762 tU in 2035 (high nuclear case). This projected increase is based on the possibility that some new nuclear power plants may apply for and receive licence renewals to operate for an 80-year extended life cycle as well as the deployment of new nuclear technology.

Uranium production

According to EIA's 2013 *Domestic Uranium Production Report*, US uranium mines produced 1 761 tU in 2013, 6% more than in 2012. Three underground mines produced uranium ore during 2013, three less than during 2012. Additionally, seven *in situ* leach (ISL) mining operations produced solutions containing uranium in 2013, two more than in 2012. Overall, there were ten mines that operated during part or all of 2013.

Total production of US uranium concentrate in 2013 was 1 792 tU, 12% more than in 2012, from seven facilities: one mill in Utah (White Mesa Mill) and six ISL plants. The Lost Creek Project started producing in 2013. Nebraska, Texas, and Wyoming produced uranium concentrate at the six ISL plants in 2013. Total shipments of uranium concentrate from US mill and ISL plants were 1 791 tU in 2013, 19% more than in 2012. NRC is currently reviewing nine applications for new facilities, expansions, or renewals and anticipates receiving eighteen additional applications between 2013 and 2014.

Uranium conversion

The United States has one uranium conversion plant operated by ConverDyn, Inc., located at Metropolis, Illinois. During a mid-2012 annual maintenance outage, NRC conducted a post-Fukushima Daiichi safety inspection of this facility. Necessary upgrades were made to address such issues as seismic hardening and emergency planning. The facility restarted in July 2013 and is expected to reach full production in 2014. The ConverDyn facility has a nameplate production capacity of approximately 15 000 metric tons per year of uranium hexafluoride (UF₆). In addition to domestic capability, Canada is the major source of concentrate imports, though supplies have also come from Australia, the Russian Federation, Kazakhstan, Uzbekistan, Namibia and a few other countries.

Uranium enrichment

Diffusion

In 1993, the uranium enrichment business in the United States was transferred from DOE to a government-owned company, the US Enrichment Corporation Inc. (USEC). USEC Inc. was created in 1992 under the Energy Policy Act (EPACT1992) to make the United States more competitive in the global enrichment industry. USEC Inc. was privatised in 1998 via an initial public offering of common stock. USEC Inc. operated the gaseous diffusion enrichment facility (leased from DOE) in Paducah, Kentucky until it closed in May 2013, following the re-enrichment of nearly 9 000 metric tons of high-assay tails. The re-enriched uranium was used to fabricate fuel for Energy Northwest and TVA reactors. The Paducah plant was the last gaseous diffusion enrichment facility in the world.

Operations at a second facility at Portsmouth, Ohio were previously terminated in 2001. However, nearly 115 000 metric tons of depleted uranium hexafluoride remain at the Portsmouth facility. In November 2013, DOE announced that it will open negotiations with Global Laser Enrichment (GLE) and AREVA for the sale of the depleted uranium hexafluoride inventory and processing of off-specification uranium hexafluoride as blend stock for domestic nuclear fuel.

Megatons to Megawatts

In February 1993, the Russian Federation and the United States signed a 20-year, government-to-government agreement for the conversion of 500 metric tons of Russian highly enriched uranium from nuclear warheads to low-enriched uranium to fuel US nuclear reactors. The agreement became known as the Megatons to Megawatts™ programme. Over the life of the Megatons to Megawatts programme, the low-enriched uranium produced under the agreement provided about one-third of the enrichment services needed to fabricate fuel for US nuclear reactors. The programme ended in December 2013.

Under the agreement, USEC Inc. and the Russian Federation designated Technabexport (TENEX) to implement the programme. The terms of the agreement required that Russian highly enriched uranium be diluted or down blended to become low-enriched uranium in the Russian Federation and then shipped to the United States.

Low-enriched uranium is used to fabricate fuel for US reactors. Once the United States received the low-enriched uranium, the Russian Federation was paid for the work that was required to dilute or blend down the highly enriched uranium to low-enriched uranium, which is measured in separative work units (SWU). The Russian Federation also received an equal amount of natural (unenriched) uranium.

In addition to the low-enriched uranium originating from the Megatons to Megawatts programme, enrichment services were also provided by USEC Inc.'s Gaseous Diffusion Plant, URENCO USA's Gas Centrifuge Plant and various foreign countries.

Although the Megatons to Megawatts programme expired in December 2013, USEC Inc. signed a ten-year contract with TENEX in March 2011 to supply commercial-origin Russian low-enriched uranium to replace some of the material provided by the Megatons to Megawatts programme. Deliveries under this contract began in 2013 and are slated to continue through 2022. The contract also includes an option to double the amount of material purchased.

As under the Megatons to Megawatts programme, USEC Inc. will pay TENEX the value of the work (measured in SWU) needed to create the low-enriched uranium and deliver an equal amount of natural (unenriched) uranium to TENEX. The new supply of low-enriched uranium from TENEX will gradually increase until 2015, when it reaches about half of the annual amount supplied under the Megatons to Megawatts programme. The new contract will provide low-enriched uranium that can be used to fabricate fuel for US reactors while new US enrichment facilities are licensed, constructed and operated to produce US-origin low-enriched uranium.

Centrifuge

Centrifuge enrichment projects are in varying stages of completion:

- URENCO USA (New Mexico): In November 2012, URENCO USA submitted a licence amendment request to NRC to increase its enrichment capacity at its centrifuge facility in New Mexico to 10 million SWU by 2020. The plant commenced operations in June 2010 and is operating at a capacity of 3.2 million SWU as of December 2013. The facility is expected to achieve a capacity of 5.7 million SWU sometime in 2017.
- AREVA Eagle Rock Enrichment Facility (Idaho): In October 2011, AREVA's Eagle Rock Enrichment Facility received an operating licence from NRC. Construction was to begin in 2012, followed by steady state operations in 2018. However, in December 2011, AREVA announced a two-year delay in the project. In May 2013, AREVA announced another delay, which could slip initial operations from 2015 to 2018. Annual production capacity is expected to be 3.3 million SWU; however, AREVA is pursuing the option to double that capacity.
- USEC American Centrifuge Plant (Ohio): USEC Inc. commenced construction of the American Centrifuge Plant (ACP) in May 2007, after receiving its NRC licence to construct and operate the facility in April 2007 at DOE's Portsmouth site. Originally, the ACP was expected to achieve a capacity of 3.8 million SWU by 2017; however, funding issues have created delays and schedule uncertainty, and the project is only in the pilot stage as a research, development, and demonstration programme. In December 2013, DOE agreed to extend funding for the research, development and demonstration programme until April 2014; USEC Inc. is seeking an extension until December 2014.

Lasers

The operating licence application for GE-Hitachi Nuclear Energy's Global Laser Enrichment (GLE) in Wilmington, North Carolina was issued by NRC in September 2012; the licensed capacity of the facility is 6 million SWU per year. A commercialisation decision must still be made by GE-Hitachi Nuclear Energy.

In August 2013, GLE proposed to DOE that it license, construct and operate a second laser enrichment facility at DOE's Paducah site to process the depleted uranium hexafluoride inventory at the site. The GLE proposal included the potential lease or use of existing Paducah Gaseous Diffusion Plant facilities, infrastructure and utilities. In November 2013, DOE announced that it will open negotiations with GLE and GLE informed NRC in January 2014 that it would likely apply for an operating licence for the laser enrichment facility at Paducah in late 2014.

Summary

Most enrichment facilities in the United States are planning to be fully operational in the 2015 to 2022 timeframe, though schedules remain uncertain. In the interim, in addition to enrichment services provided in the United States, enrichment services will continue to be imported from facilities in France, Germany, the Netherlands, the Russian Federation, the United Kingdom and elsewhere.

Re-enriched tails

DOE and the Bonneville Power Administration initiated a pilot project to re-enrich a portion of DOE's tails inventory. This project produced approximately 1 940 tonnes of low-enriched uranium 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, in conjunction with DOE, developed a new plan to re-enrich a portion of DOE's high-assay tails. The resulting 482 tonnes of low-enriched uranium will be used to fuel Energy Northwest's Columbia Generating Station and Energy Northwest will provide some low-enriched uranium to TVA starting in 2015.

Fuel fabrication

Three companies fabricate nuclear fuel in the United States for light water reactors: Westinghouse Electric Co. in Columbia (South Carolina); Global Nuclear Fuels-Americas Ltd in Wilmington (North Carolina); and AREVA NP Inc. in Richland (Washington). In March 2011, AREVA NP Inc. concluded all fuel fabrication activities at its Lynchburg facility (Virginia), following consolidation of its operations in Richland, Washington. Mixed oxide fuel is planned to be fabricated at DOE's Savannah River site in South Carolina, beginning in 2019, using surplus military plutonium to fabricate fuel for commercial reactors. In February 2011, TVA and AREVA signed a letter of intent to begin evaluating the use of mixed oxide fuel at TVA's Sequoyah and Browns Ferry plants; as of December 2013, no decision had been made.

Nuclear waste management

Commercial nuclear power reactors currently store most of their UNF on-site at the nuclear plant, although a small amount has been shipped to off-site facilities. EIA estimates that in 2013 US reactors discharged approximately 2 198 tHM (tonnes heavy metal), and the UNF inventory in the United States was approximately 71 904 tHM as of 31 December 2013.

The Nuclear Waste Policy Act (NWPA) of 1982, as amended in 1987, provides for the siting, construction and operation of a deep geologic repository for disposal of UNF and high-level waste (HLW). The amendments in 1987 directed DOE to focus solely on Yucca Mountain as the future site of a geologic repository. The NWPA limits the emplacement of waste at the geologic repository to 70 000 metric tHM. UNF and HLW disposed of at the repository were expected to include about 63 000 tHM of commercial UNF, about 2 333 tHM of DOE UNF and the equivalent of about 4 667 tHM (or tHM-equivalent) of DOE HLW from defence-related activities.

In 2002, DOE determined that the Yucca Mountain site would be suitable for a repository, and in July 2002, the President and Congress accepted that recommendation and directed that DOE submit a licence application to NRC. In June 2008, DOE submitted a licence application to NRC to receive authorisation to begin construction of a repository at Yucca Mountain, and in September 2008, NRC formally docketed the application.

President Obama announced in March 2009 that the proposed permanent repository at Yucca Mountain was no longer an option and that a blue-ribbon commission, made up of 15 members who have a range of expertise and experience in nuclear issues, including scientists, industry representatives and respected former elected officials, would be created to evaluate alternatives to Yucca Mountain. In January 2012, the Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future (BRC) issued its final report.

In January 2013, the Administration released its *Strategy for the Management and Disposal of Used Nuclear Fuel and High-Level Radioactive Waste*, which presents a response to the final report and recommendations made by the BRC. Essentially, it provides "... a framework for moving toward a sustainable programme to deploy an integrated system capable of transporting, storing and disposing of used nuclear fuel and HLW from civilian nuclear power generation, defence, national security and other activities."

The strategy also serves as a statement of administration policy regarding the importance of addressing the disposition of UNF and HLW, lays out the overall design of a system to address that issue and outlines the reforms needed to implement such a system. Finally, the strategy represents an initial basis for discussions among the administration, Congress and other stakeholders on a sustainable path forward for disposal of nuclear waste.

The administration's strategy endorses the key principles that underpin the BRC's recommendations. The administration fully agrees with the BRC that a consent-based siting process is critical to future success. As presented in the strategy, with the appropriate authorisations from Congress, the Administration currently plans to implement a programme over the next ten years that:

- sites, designs, licences, constructs and begins operating a pilot interim storage facility by 2021 with an initial focus on accepting UNF from shut down reactor sites;
- advances toward the siting and licensing of a larger interim storage facility to be available by 2025 that will have sufficient capacity to provide flexibility in the waste management system and allows for acceptance of enough UNF to reduce expected government liabilities;
- makes demonstrable progress on the siting and characterisation of repository sites to facilitate the availability of a geologic repository by 2048.

In August 2013, the US Court of Appeals for the District of Columbia Circuit ruled that NRC must continue its review of the Yucca Mountain licence application. In November 2013, the NRC Commissioners ordered NRC staff to complete and publish a safety evaluation report for the proposed Yucca Mountain repository. NRC also requested that DOE prepare a supplement environmental impact statement to support NRC's environmental review of the licence application.

Commercial nuclear power reactors currently store most of their UNF on-site at the nuclear plant, although a small amount has been shipped to off-site facilities.

Legislation

From a legislative perspective, the EPACT2005 included the renewal of the Price-Anderson Act and incentives for building the first advanced nuclear power plants. Incentives included loan guarantees, production tax credits and standby support insurance related to regulatory delays. The incentives are at various stages of development. Incentives included:

- *Nuclear power loan guarantees* – Congress granted DOE authority to issue USD 20.5 billion in guaranteed loans. DOE issued solicitations for USD 18.5 billion in loan guarantees for new nuclear power facilities and USD 2 billion for the front end of the nuclear fuel cycle on 30 June 2008. DOE offered a USD 2 billion loan to AREVA for an enrichment plant. In February 2014, DOE and Southern Nuclear Operating Company finalised the first federal loan guarantee for USD 6.5 billion for the construction and operation of two AP1000 reactors at Vogtle.

- *Production tax credits* – With regard to production tax credits (PTC), the US Internal Revenue Service (IRS) issued Bulletin 2006-18 in May 2006. The first 6 000 MWe of deployed nuclear power capacity is eligible for a USD 18/MWh production tax credit. To be eligible for the PTC, construction of a nuclear power plant must commence by 2014 and commercial operations must commence by 2021. The PTC is available during the first eight years of reactor operation. The PTC will be applied on a *pro rata* basis to those reactors qualifying for the credit.
- *Standby support (risk insurance)* – The standby support incentive was formalised via a final rule in August 2006. No contract has been issued. DOE is authorised to issue insurance to six reactors to cover delays in operations attributed to NRC licensing reviews or litigation.

3. Rapports par pays

Autriche

Le nouveau gouvernement fédéral autrichien en fonction depuis le 16 décembre 2013 reste entièrement engagé dans la politique anti-nucléaire du pays.

Belgique

Le 16 janvier 2003, le Parlement fédéral de la Belgique a voté une loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. Cette loi interdit la construction de centrales nucléaires et limite à 40 ans la durée d'exploitation des réacteurs existants. Le 4 juillet 2012, le gouvernement a décidé de retarder de dix ans la mise à l'arrêt définitif de la tranche 1 de Tihange. La loi portant application de cette décision a été votée à la fin de 2013. Les deux premiers réacteurs qui seront fermés seront la tranche 1 de Doel, en février 2015, et la tranche 2 de Doel, en décembre 2015. Le calendrier complet des mises à l'arrêt définitif est le suivant :

- Doel 1 : 15 février 2015 ;
- Doel 2 : 1^{er} décembre 2015 ;
- Doel 3 : 1^{er} octobre 2022 ;
- Tihange 2 : 1^{er} février 2023 ;
- Doel 4 : 1^{er} juillet 2025 ;
- Tihange 3 : 1^{er} septembre 2025 ;
- Tihange 1 : 1^{er} octobre 2025.

Une inspection de routine des cuves des réacteurs de Doel 3 et de Tihange 2a été effectuée en 2012 à l'aide d'un nouvel équipement de contrôle par ultrasons. Plusieurs signes de fissures ont été découverts, conduisant à arrêter provisoirement ces deux réacteurs. Un programme complet d'évaluation a alors été lancé afin d'établir un dossier de justification du redémarrage des réacteurs. Ce dossier devait démontrer que les indices de fissures ne présentent pas un danger pour l'intégrité structurelle des cuves des réacteurs. En mai 2013, les autorités de sûreté belges ont publié un rapport sur le sujet concluant que la sûreté des cuves des réacteurs n'était pas compromise par la présence de ces fissures et ont rendu un avis positif concernant le redémarrage de ces deux réacteurs.

Comme mentionné dans de précédents rapports, le gouvernement belge a approuvé l'implantation à Dessel d'un centre de stockage en surface pour les déchets de faible et moyenne activité à vie courte. L'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF/NIRAS) a établi le dossier de sûreté indispensable pour obtenir des autorités de sûreté une autorisation de construction et d'exploitation. En 2011, la Belgique a demandé à l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) d'organiser une expertise des principaux aspects de ce dossier de sûreté. L'expertise s'est achevée au mois de septembre 2012. Ses principales conclusions ont été communiquées aux parties prenantes belges. En substance, la stratégie de la Belgique pour garantir la sûreté à long terme de l'installation et la méthodologie employée pour évaluer cette sûreté sont globalement crédibles et robustes. Le rapport contient également des recommandations concernant les futures activités de R-D, les améliorations de la conception et la présentation des résultats. Le dossier de sûreté a donc été adapté pour tenir compte de ces recommandations puis soumis aux autorités de sûreté au début de l'année 2013.

Les années précédentes, ONDRAF/NIRAS avait présenté aux pouvoirs publics un dossier sur la gestion à long terme des déchets de moyenne et haute activité à vie longue. Cette présentation était l'aboutissement d'une longue période préparatoire qui avait vu l'organisation de plusieurs enquêtes et de consultations dans le cadre d'un forum citoyen, la réalisation d'une étude stratégique d'impact sur l'environnement et

une vaste consultation publique. L'objectif du dossier est d'obtenir une décision de principe sur le stockage de ces types de déchets en profondeur dans de l'argile peu indurée (argile de Boom ou argiles yprésiennes). À la fin de l'année 2013, le gouvernement examinait le dossier.

En 2013, la Belgique a continué de soutenir l'action du Groupe à haut niveau sur la sécurité d'approvisionnement en radioisotopes à usage médical (HLG-MR) de l'AEN. Elle a poursuivi ses efforts pour mettre en œuvre les principes stratégiques approuvés par le HLG-MR et le Comité de direction de l'AEN afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en isotopes médicaux. Le réacteur BR2 de SCK•CEN (Centre d'étude de l'énergie nucléaire) à Mol et l'installation de traitement des cibles de l'Institut national des radioéléments (IRE) à Fleurus ont continué de fonctionner normalement, contribuant ainsi à la fiabilité de l'approvisionnement.

Depuis la décision positive du gouvernement belge de mars 2010 concernant le projet MYRRHA (installation d'irradiation polyvalente à spectre rapide capable de fonctionner en modes sous-critique [système hybride] et critique) et l'approbation du financement de la première phase du projet (2010-2014), la mise en place du projet suit son cours avec notamment :

- la réalisation des travaux nécessaires de recherche-développement afin de limiter les risques financiers et les incertitudes techniques ;
- l'organisation d'un grand nombre d'activités de conception détaillée ;
- la préparation des dossiers indispensables afin de présenter aux autorités de sûreté le dossier de sûreté qui permettra d'obtenir l'autorisation de construction et d'exploitation ;
- les contacts nécessaires avec les partenaires potentiels en vue de la constitution du consortium international envisagé pour la réalisation du projet MYRRHA.

Canada

Uranium

En 2013, le Canada a produit 9 331,5 tonnes d'uranium (t d'U), soit environ 16 % de la production mondiale. L'uranium canadien provient exclusivement de mines situées dans le nord de la Saskatchewan.

La mine de McArthur River et l'usine de Key Lake, toutes deux exploitées par Cameco Corporation, sont respectivement la plus grande mine d'uranium à forte teneur et la plus importante usine de traitement du monde. Toujours en tête des centres de production, le site de Key Lake a produit 7 744,3 t d'U en 2013.

La mine et l'usine de Rabbit Lake, détenues à 100 % et exploitées par Cameco Corporation, ont produit 1 587,2 t d'U en 2013. Des forages de prospection entrepris en 2010 ont permis de délimiter des ressources supplémentaires, prolongeant la durée de vie de la mine jusqu'en 2017 au moins.

La mine et l'usine de McClean Lake sont exploitées par AREVA Resources Canada Inc. La production a été suspendue en juillet 2010 lorsque les stocks de minerai constitués pendant la phase d'exploitation à ciel ouvert se sont épuisés. La production de l'usine devrait reprendre au deuxième semestre de 2014, avec l'arrivée de l'uranium à forte teneur de la mine de Cigar Lake.

La mine de Cigar Lake, le deuxième plus gros gisement d'uranium à forte teneur du monde, ouvrira en 2014. Lorsqu'elle aura atteint sa capacité théorique totale, elle devrait produire 6 900 t d'U par an.

Énergie nucléaire

Le nucléaire représente un pan important du parc électrique du pays. En 2013, il a permis de satisfaire 15 % de la demande totale d'électricité du Canada (plus de 50 % en Ontario) selon les estimations et devrait continuer de jouer un rôle important dans la production d'électricité du pays.

Énergie atomique du Canada limitée (EACL)

En octobre 2011, le gouvernement canadien a conclu la vente des actifs de la Division des réacteurs CANDU d'EACL à Candu Énergie Inc., une filiale à 100 % de SNC Lavalin. Candu Énergie est en effet jugée en bonne position pour soutenir la concurrence, établir des partenariats et mener à bien de nouveaux projets dans le secteur de l'électronucléaire.

En 2012, le gouvernement a lancé la deuxième étape de la restructuration d'EACL, qui doit principalement décider du sort des Laboratoires nucléaires de cette entreprise. À sa demande d'expression d'intérêt, il a reçu les réponses de diverses parties intéressées, du secteur privé, de milieux universitaires, de collectivités locales et d'associations professionnelles.

En 2013, le gouvernement a annoncé son intention de mettre en place, pour la gestion et l'exploitation des Laboratoires nucléaires d'EACL, un modèle suivant lequel l'État aurait la propriété des Laboratoires alors que le secteur privé en assurerait l'exploitation (modèle OGEE : organisme gouvernemental exploité par un entrepreneur). À cet effet, un processus compétitif et collaboratif d'acquisition de services a débuté.

Dans le cadre de ce nouveau modèle d'exploitation, les Laboratoires nucléaires mettront l'accent sur trois principaux objectifs :

1. Gérer les obligations relatives aux travaux de démantèlement et aux déchets radioactifs qui se sont accumulées au cours de plus de 60 années de recherche et de développement nucléaires dans les Laboratoires de Chalk River et de Whiteshell.
2. Préserver les moyens et les connaissances en sciences et technologies nucléaires de calibre mondial dont a besoin le gouvernement fédéral pour assumer son rôle et ses responsabilités dans le domaine nucléaire – qu'il s'agisse de la protection de la santé et de la sécurité publique ou de la protection de l'environnement ;
3. Fournir à l'industrie la possibilité d'accéder à l'expertise scientifique et technologique approfondie dont elle a besoin. En particulier, offrir aux propriétaires et exploitants de réacteurs CANDU ainsi qu'à l'ensemble de la filière nucléaire au Canada un accès continu aux Laboratoires nucléaires, à des tarifs équitables qui assurent la récupération des coûts.

Le gouvernement s'attache aussi à analyser les arguments économiques en faveur d'un programme d'innovation nucléaire tourné vers l'avenir et animé par l'industrie.

Perspectives de construction

À l'heure actuelle, aucune province ni aucun territoire du Canada n'a pris l'engagement de construire une centrale nucléaire – une décision de leur ressort. Les éventuels projets de nouvelles centrales dépendent largement des programmes de rénovation des tranches existantes, de la demande d'électricité et des conditions économiques.

En décembre 2013, le gouvernement de l'Ontario a publié son Plan énergétique à long terme. Il y explique que l'évolution de l'économie et les gains en matière de conservation de l'énergie et d'efficacité énergétique conduisent à prévoir une croissance de la demande d'électricité plus faible que prévue. De ce fait, la province a décidé à ce jour de ne pas donner suite au projet de construction de nouveaux réacteurs nucléaires à la centrale de Darlington. En collaboration avec *Ontario Power Generation* (OPG), le gouvernement de l'Ontario s'attache à préserver le permis de préparation de l'emplacement délivré par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), l'autorité de sûreté indépendante du pays, afin de se réserver la possibilité de construire des réacteurs à l'avenir si l'offre et la demande évoluent à nouveau.

Rénovation

Le gouvernement de l'Ontario compte lancer la rénovation de dix réacteurs implantés, pour quatre d'entre eux, à la centrale de Darlington et, pour six d'entre eux, à la centrale de Bruce. Ces travaux visent à prolonger de 25 à 30 ans la durée de vie de chaque réacteur. Le chantier doit démarrer en 2016 avec la rénovation d'un réacteur dans chaque centrale. Les engagements concernant les rénovations ultérieures tiendront compte du coût et du calendrier des premiers travaux et inclueront la possibilité de ne pas procéder à certaines rénovations si les coûts ou les durées des travaux augmentent de façon imprévue.

Démantèlement

Le 28 décembre 2012, la tranche 2 de la centrale de Gentilly a cessé de fonctionner. Des activités sont en cours pour placer le réacteur en état d'arrêt sûr. L'exploitant OPG lancera le processus de démantèlement à long terme de la centrale de Pickering en 2020.

Développement responsable des ressources

En 2012, le gouvernement canadien a lancé le plan « Développement responsable des ressources » dont l'objectif est de moderniser le régime réglementaire national et de rationaliser le processus d'examen des grands projets d'exploitation des ressources du pays, en particulier les projets de centrales nucléaires et les projets de mines ou d'usines de traitement de l'uranium. Ce plan prévoit notamment de centraliser la responsabilité des évaluations environnementales en la confiant à la CCSN pour les projets de son ressort, et d'établir un Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires pour renforcer la protection de l'environnement et la conformité à la réglementation. Dans sa réglementation, la CCSN a fixé à 24 mois les délais d'instruction des dossiers de demande qu'elle reçoit concernant de nouveaux projets de réacteurs, de mines ou d'usines de traitement.

Actualité internationale

Responsabilité civile nucléaire

Le Canada a signé la Convention sur la réparation complémentaire des dommages nucléaires le 3 décembre 2013. Le texte a été déposé devant le Parlement canadien le 6 décembre 2013.

Initiatives et accords bilatéraux

L'Accord de coopération nucléaire entre le Canada et l'Inde est entré en vigueur en septembre 2013. Depuis, les entreprises canadiennes peuvent exporter vers l'Inde ou importer depuis l'Inde des matières (y compris de l'uranium), des équipements ou des technologies nucléaires contrôlés, sous réserve des autorisations nécessaires en application de la loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires et de la loi sur les licences d'exportation et d'importation.

Le Canada et le Kazakhstan ont signé un accord de coopération nucléaire en novembre 2013. Les deux pays ont pris les dispositions nationales nécessaires afin de permettre l'entrée en vigueur rapide de cet accord.

Modernisation de la loi sur la responsabilité civile nucléaire

Le 30 janvier 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles a déposé devant le Parlement canadien un projet de loi portant sur diverses dispositions d'ordre général intitulée « Loi concernant les opérations pétrolières au Canada, édictant la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire, abrogeant la Loi sur la responsabilité nucléaire et modifiant d'autres lois en conséquence », dont le titre abrégé est « Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique » (projet de loi C-22). Ce projet de loi prévoit de porter le montant de responsabilité civile nucléaire de l'exploitant du plafond actuel de 75 millions CAD (tel que fixé dans la loi sur la responsabilité nucléaire) à 1 milliard CAD aux termes de la nouvelle loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire. Le processus parlementaire d'examen et d'adoption de ce projet de loi suit son cours.

Déchets de combustible nucléaire

Gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire

Le Canada poursuit ses travaux dans le domaine de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire. En 2007, le gouvernement a retenu la solution de la « gestion adaptative progressive » (GAP) qui doit être mise en œuvre par la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN). Cette solution consiste à appliquer un plan de gestion des déchets qui garantisse la sûreté et la sécurité afin de protéger la santé de la population et l'environnement. Il s'agit de confiner et d'isoler les déchets de combustible nucléaire dans

une installation de stockage en formation géologique, et d'assurer la surveillance à long terme de cette installation, laquelle doit être construite, exploitée et surveillée sur le territoire d'une collectivité d'accueil volontaire. La SGDN – créée par les entreprises nucléaires en application de la loi de 2002 sur les déchets de combustible nucléaire – est responsable de la mise en œuvre du plan, sous surveillance gouvernementale. Au 31 décembre 2013, 21 collectivités prêtes à accueillir le stockage participaient au processus de sélection de site lancé par la SGDN. Pour de plus amples informations sur la SGDN, se reporter à l'adresse : www.nwmo.ca.

Stockage en formation géologique des déchets de faible et moyenne activité

OPG propose de construire sur le site nucléaire de Bruce à Kincardine, en Ontario, un stockage géologique qui sera destiné à la gestion sûre et à long terme de ses déchets de faible et moyenne activité. Le 24 janvier 2012, le ministre fédéral de l'Environnement et le Président de la CCSN ont annoncé la constitution d'une commission d'examen mixte constituée de trois personnes afin d'examiner les effets du projet d'OPG sur l'environnement. Cette commission a organisé des audiences publiques à Kincardine et à Port Elgin du 16 septembre au 30 octobre 2013.

Cette commission d'examen mixte continue d'examiner, conformément à la loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012), les effets environnementaux du projet proposé et de recueillir les informations nécessaires à l'examen, conformément à la loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires, des demandes de permis de préparation de l'emplacement et de permis de construction déposées par OPG.

Pour de plus amples informations sur ce projet, se reporter à l'adresse : www.opg.com/generating-power/nuclear/nuclear-waste-management/Pages/deep-geologic-repository.aspx.

Espagne

Politique de l'Espagne

Le gouvernement estime que le parc électrique espagnol doit être équilibré et faire appel à toutes les sources d'énergie et tous les moyens de production possibles. Comme l'énergie nucléaire contribue à la fois à diversifier l'approvisionnement énergétique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre, les centrales nucléaires, qui représentent actuellement une puissance installée opportune pour le pays, ne peuvent pas être laissées pour compte quand elles sont conformes aux prescriptions de sûreté nucléaire et de radioprotection imposées par le *Consejo de seguridad nuclear* (CSN – autorité de sûreté nucléaire).

Production nucléaire

En 2013, les centrales nucléaires ont assuré environ 19,7 % de la production totale nette d'électricité du pays, soit 7 % de moins que l'année précédente, ce qui s'explique essentiellement par le fait que la plupart des réacteurs exploités ont dû être arrêtés pour rechargement. Il convient également de souligner que pendant la semaine Sainte de 2013, le gestionnaire du réseau de transport espagnol, *Red Eléctrica de España*, a dû, pour faire face à une demande d'électricité extrêmement faible, à laquelle s'est ajoutée une production hydraulique et des prévisions de production d'énergie éolienne élevées, ordonner une baisse de la production d'électricité afin de garantir la stabilité du réseau et maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande. Ces restrictions exceptionnelles ont notamment concerné les centrales nucléaires, ce qui n'était jamais arrivé depuis 1997.

Comme prévu, l'arrêt définitif de la centrale de Santa María de Garoña a été ordonné par un décret ministériel le 6 juillet 2013, même si cette dernière n'était déjà plus connectée au réseau depuis le début de l'année. Cette décision, prise pour des raisons économiques, n'est aucunement liée à des problèmes de sûreté. Toutefois, certaines modifications législatives (voir ci-après) pourraient permettre à cette centrale de redémarrer.

Amont du cycle du combustible

En 2013, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a fabriqué 1 116 assemblages combustibles contenant 344,6 t d'U. En tout, 65 % de la production, soit 766 assemblages contenant 223,8 t d'U, ont été exportés vers la Belgique, la France et la Suède. Les concentrés d'uranium venaient de la Fédération de Russie (39,3 %), du Niger (21,2 %), du Canada (20,2 %), du Kazakhstan (7,3 %), de la Namibie (5,2 %), de l'Ouzbékistan (3,1 %), du Malawi (2,1 %) et de l'Afrique du Sud (1,4 %).

Aval du cycle du combustible

En aval du cycle du combustible, les principales activités menées en 2013 ont concerné le lancement de la procédure d'autorisation de l'*Almacén Temporal Centralizado* (ATC), le centre national d'entreposage du combustible usé et des déchets de haute activité. Le 30 décembre 2011, le gouvernement avait officiellement sélectionné la municipalité de Villar de Cañas (province de Cuenca) pour l'implantation de ce centre. Villar de Cañas est l'une des 14 communes ayant volontairement choisi de répondre favorablement à l'appel public à candidatures de fin 2009.

Toujours en 2013, après l'acquisition des terrains où sera implanté le centre, la caractérisation précise du site (étude des caractéristiques géographiques, géotechniques, sismiques, géologiques, hydrogéologiques, etc.) ainsi que toutes les activités nécessaires à la passation des principaux contrats d'ingénierie ont débuté.

Par la suite, le centre devra recevoir son autorisation d'exploitation. Conformément à la réglementation sur les installations nucléaires et radioactives, la procédure commence par une évaluation préliminaire du site et la délivrance d'une autorisation de construction. Pour cela, l'*Empresa Nacional de Residuos Radioactivos* (ENRESA – Entreprise nationale de gestion des déchets radioactifs) a déposé une demande d'autorisation auprès du ministère de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme en janvier 2014. Auparavant, en août 2013, elle avait transmis au ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et de l'Environnement une demande afin d'entreprendre l'étude d'impact sur l'environnement nécessaire à la concrétisation du projet. Des travaux sont, par ailleurs, en cours sur le plan technique et de la conception. Selon les prévisions actuelles, la mise en service de l'ATC devrait intervenir fin 2017.

S'agissant des installations d'entreposage implantées sur les sites des centrales nucléaires, il en existe trois en service, après l'autorisation de celle de la centrale d'Ascó, au printemps 2013. La procédure d'autorisation d'une nouvelle installation d'entreposage sur le site de la centrale de Santa María de Garoña a démarré la même année.

L'installation de El Cabril reçoit les déchets de faible et moyenne activité produits dans les installations nucléaires et radiologiques. Au 31 décembre 2013, 29 602 m³ de déchets y étaient stockés.

Cette installation possède également une zone de stockage des déchets de très faible activité, constituée d'une cellule d'environ 30 000 m³. Au 31 décembre 2013, 7 612 m³ de déchets y étaient stockés. À l'avenir, on prévoit de construire trois nouvelles cellules, jusqu'à ce que la capacité autorisée de 130 000 m³ soit atteinte. En 2013, l'ENRESA a lancé un projet pour la construction de la deuxième cellule, d'une capacité prévue de 39 000 m³. Ce projet a reçu un avis favorable de l'autorité espagnole de sûreté nucléaire en janvier 2014.

Régime juridique

La loi n° 15/2012 du 27 décembre 2012 sur les mesures fiscales relatives à la durabilité de l'énergie prévoit de soumettre la production d'énergie à de nouvelles taxes. En particulier, deux taxes concernent spécifiquement les installations ou activités nucléaires : la première s'applique à la production de combustible usé et de déchets radioactifs à des fins de production d'électricité ; la seconde est liée à l'entreposage de combustible usé et de déchets radioactifs dans des installations centralisées. Ce texte, modifié par la loi n° 16/2013 du 29 octobre 2013, précise les modalités d'application de la taxe relative à la production de combustible usé ainsi que le mode de calcul du résultat fiscal en cas de fermeture d'une centrale nucléaire. Il redéfinit par ailleurs la période d'application de la taxe, qui concerne désormais un cycle d'exploitation pour chaque réacteur.

Enfin, le 21 février 2014, le décret royal n° 102/2014 relatif à la gestion sûre et responsable du combustible usé et des déchets radioactifs a été adopté, conformément à la directive 2011/70/Euratom. Ce texte abroge les dispositions du décret royal n° 1349 du 31 octobre 2013, qui régissait les activités de l'ENRESA ainsi que leur financement, et modifie la réglementation sur les installations nucléaires et radiologiques. Désormais, en cas de mise à l'arrêt d'une centrale pour des raisons non liées à la sûreté, la fermeture n'est pas définitive et le titulaire de l'autorisation d'exploitation peut solliciter le renouvellement de son autorisation dans un délai d'un an à compter de la date de fermeture. Ce renouvellement d'autorisation doit être validé par l'autorité espagnole de sûreté nucléaire.

États-Unis

Avec 100 réacteurs de puissance en service, les États-Unis disposent du parc nucléaire le plus important au monde. Ce dernier importe de nombreux biens et services. Au 31 décembre 2013, la puissance nucléaire installée du pays s'élevait à 99,1 GWe (nets). Ces données préliminaires incluent le secteur de la production électrique ainsi que les utilisateurs finaux d'électricité des secteurs commercial et industriel. En 2013, le nucléaire représentait 9 % de la capacité totale de production électrique du pays.

Production électronucléaire

D'après les informations préliminaires de l'*Energy Information Administration* (EIA), les États-Unis ont produit 4 059 TWh nets d'électricité en 2013, dont 789 TWh nets dans les centrales nucléaires. Ces chiffres concernent aussi bien le secteur de la production électrique que les utilisateurs finaux d'électricité des secteurs commercial et industriel. Les centrales nucléaires produisent environ 19 % de l'électricité du pays, un pourcentage relativement stable au fil des années du fait de l'augmentation de leurs performances, et ce malgré une baisse du nombre total de réacteurs en service.

Point sur le programme nucléaire

Les sections ci-après décrivent les avancées du programme nucléaire américain en 2013.

Demandes d'Early site permit (ESP)

Indépendamment de toute demande d'une autorisation de construction (partie 50 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* – CFR) ou d'une autorisation combinée de construction et d'exploitation (partie 52 du titre 10 du CFR), la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC – Commission de réglementation nucléaire) peut approuver un ou plusieurs sites pour l'implantation d'une centrale nucléaire. L'*Early Site Permit* (ESP – autorisation préalable d'implantation) est valable pour une durée de 10 à 20 ans et peut être renouvelée pour 10 à 20 années supplémentaires. Au 31 décembre 2013, quatre sites bénéficiaient d'une telle autorisation. En 2013, la NRC n'en a accordé aucune et n'a reçu aucune demande. Elle a par ailleurs procédé à l'examen d'une demande d'ESP précédemment déposée.

Demandes d'autorisations combinées de construction et d'exploitation

En vertu des procédures d'autorisation en vigueur, la NRC peut délivrer une autorisation combinée de construction et d'exploitation (*Combined Operating Licence* – COL). Autrefois, les autorisations de construction et d'exploitation étaient accordées séparément. Lorsque le demandeur utilise une conception homologuée par la NRC, les questions relatives à la sûreté de la filière ont déjà été traitées. La procédure d'autorisation porte donc principalement sur la qualité de la construction du réacteur. La COL est valable pendant 40 ans et peut être prolongée pendant 20 années supplémentaires. La NRC a reçu 18 demandes d'autorisation combinée entre 2007 et 2009 mais aucune nouvelle demande après cette date. Au 31 décembre 2013, une autorisation combinée avait été retirée (tranches 1 et 2 de la centrale de Victoria County), six autres avaient été suspendues, neuf étaient en cours d'examen et deux avaient été accordées. En effet, le 9 février 2012, la NRC a voté et accordé une autorisation combinée à la Southern Nuclear Operating Company en vue de la construction de deux réacteurs Westinghouse AP1000, les futures tranches 3 et 4 de la centrale de Vogtle, près d'Augusta (Géorgie), puis, le 30 mars 2012, elle a fait de même pour la South Carolina

Electric & Gas Company en vue de la construction de deux autres réacteurs Westinghouse AP1000, les futures tranches 2 et 3 de la centrale Virgil C. Summer, près de Columbia (Caroline du Sud). Ces quatre réacteurs, tous en chantier au 31 décembre 2013, sont les premiers à être construits dans le pays depuis plus de 30 ans. Bien que les procédures d'examen se poursuivent, la NRC pourrait ne pas accorder d'autres autorisations combinées avant octobre 2014, c'est-à-dire tant que la question de la *Waste Confidence Rule* ne sera pas résolue. Cette dernière est présentée plus en détail ci-après.

Homologation de nouvelles conceptions de réacteurs

En vertu des procédures d'autorisation en vigueur, un exploitant qui souhaite construire un réacteur peut choisir une conception de réacteur standard, déjà approuvée et homologuée par la NRC. La procédure qui s'ensuit sera alors simplifiée. L'homologation d'une conception de réacteur est indépendante des demandes d'autorisations de construction ou d'exploitation. Les homologations de conception sont valables pendant 15 ans et peuvent être renouvelées pendant 10 à 15 années supplémentaires. Au 31 décembre 2013, la NRC avait homologué quatre conceptions, dont celle du réacteur AP1000 de Westinghouse et celle de l'*advanced boiling water reactor* (ABWR) de General Electric. Outre plusieurs modifications de conceptions homologuées, la NRC instruit actuellement les demandes d'homologation de trois nouvelles conceptions, à savoir l'*US advanced pressurised water reactor* (US-APWR), l'*US evolutionary power reactor* (US-EPR) et l'*economic simplified boiling water reactor* (ESBWR).

Réacteurs de petite et moyenne puissance (RPMP)

Les RPMP sont suffisamment compacts pour être fabriqués en usine puis acheminés jusqu'aux sites par la mer, le rail ou la route. De ce fait, les délais de construction sont réduits – celle d'un RPMP ne nécessite en théorie que trois ans – tout comme les coûts en capital. Les risques financiers sont donc potentiellement plus faibles que dans le cas de gros projets nucléaires. En mars 2012, le *Department of Energy* (DOE – ministère de l'Énergie) a annoncé qu'il consacrerait un fonds de 452 millions USD au soutien des premières étapes du développement des technologies de RPMP susceptibles d'être autorisées par la NRC puis mises en service industriel d'ici 2025. En novembre 2012, il a annoncé avoir sélectionné le projet de Babcock & Wilcox, partenaire de la *Tennessee Valley Authority* et de Bechtel International. Le DOE financera ainsi une partie des coûts des travaux de préparation de la demande d'autorisation d'au plus quatre RPMP destinés au site de Clinch River, à Oak Ridge (Tennessee). En décembre 2013, il a annoncé que le deuxième projet sélectionné était celui de NuScale Power, LLC. Ce projet verra le jour dans l'Oregon.

Renouvellement des autorisations

Les autorisations d'exploitation de réacteurs de puissance neufs que la NRC est habilitée à accorder sont valables 40 ans. En fonction de critères économiques et de sa capacité à satisfaire aux exigences de la NRC, l'exploitant peut décider de déposer une demande de renouvellement de l'autorisation initiale. Si ce renouvellement est accordé, la nouvelle autorisation est valable pendant 20 ans. La réglementation ne limite pas le nombre de renouvellements qui peuvent être accordés à une même centrale. L'industrie nucléaire s'apprête désormais à présenter des demandes de prolongation de la durée de vie de centrales au-delà de 60 ans, ce qui porterait à deux, voire plus, le nombre de renouvellements potentiels d'une autorisation d'exploitation ; aucune demande de la sorte ne devrait cependant être déposée dans un avenir proche. Au 31 décembre 2013, la NRC avait approuvé le renouvellement des autorisations d'exploitation de 72 des 100 réacteurs en service aux États-Unis. Elle instruit actuellement les demandes visant à prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie de 18 réacteurs et devrait recevoir des demandes analogues concernant 9 autres réacteurs entre 2014 et 2018. Bien que les procédures d'examen se poursuivent, la NRC pourrait ne pas autoriser d'autre renouvellement avant octobre 2014, date à laquelle la question de la *Waste Confidence Rule* (réglementation en matière de déchets) devrait être résolue. De ce fait, aucun renouvellement d'autorisation n'a été accordé en 2013. La question de la *Waste Confidence Rule* est abordée plus précisément ci-après.

Redémarrage de construction

En 1988, la *Tennessee Valley Authority* (TVA) a interrompu la construction de la tranche 2 de Watts Bar (Tennessee) et des tranches 1 et 2 de Bellefonte (Alabama), dont les réacteurs à eau sous pression étaient alors achevés à environ 80 % et 55 % respectivement. La construction de la tranche 2 de Watts Bar a repris

en 2007 et son réacteur de 1 218 MWe devrait entrer en service à la fin de 2015. En août 2011, la TVA a également décidé de terminer la construction des tranches 1 et 2 de la centrale de Bellefonte. Les travaux ont cependant été reportés jusqu'à l'achèvement de la tranche 2 de Watts Bar.

Waste Confidence Rule

Pour pouvoir continuer à délivrer de nouvelles autorisations combinées de construction et d'exploitation et renouveler les autorisations existantes, la NRC doit trancher la question de la *Waste Confidence Rule*, un processus réglementaire instauré par ses soins en octobre 1979 après sa décision stratégique « de ne pas continuer à autoriser des réacteurs sans l'assurance raisonnable que les déchets peuvent être et seront stockés en toute sécurité ». Publiée le 31 août 1984, la *Waste Confidence Rule* consiste à dire que le combustible usé peut être entreposé en toute sécurité sur le site des centrales pendant plusieurs décennies après la mise à l'arrêt définitif d'un réacteur sans risque important pour l'environnement. Cette règle permet à la NRC d'accorder aux exploitants des autorisations ou des renouvellements d'autorisation sans avoir à étudier pour chaque site spécifique les effets de l'entreposage de longue durée avant le stockage des déchets.

En décembre 2010, avec l'arrêt du programme de construction d'un stockage à Yucca Mountain, la NRC a modifié la *Waste Confidence Rule* pour y préciser que le combustible usé pouvait être entreposé en toute sécurité sur les sites des centrales pendant 60 ans après la fermeture du réacteur. En juin 2012, la Cour fédérale d'appel du circuit du District of Columbia a annulé cette modification au motif que la NRC aurait dû analyser les conséquences environnementales de la décision de ne jamais construire de centre de stockage et que l'examen des risques d'incendie ou de fuite des piscines de désactivation était insuffisant.

En août 2012, la NRC a pris une décision qui suspend la délivrance d'autorisations d'exploitation ou les renouvellements de ces autorisations. Elle procède actuellement à l'analyse des répercussions possibles sur le processus réglementaire et à la définition de la voie à suivre pour satisfaire aux exigences de la Cour fédérale d'appel. Tant que la NRC n'aura pas révisé la *Waste Confidence Rule*, elle poursuivra l'examen des demandes mais n'accordera aucune autorisation ni aucun renouvellement d'autorisation. De plus, les audiences de l'*Atomic Safety and Licensing Board Panel* (ASLBP) sont temporairement suspendues. Organe juridictionnel de la NRC, mais qui statue en toute indépendance, l'ASLBP a notamment pour rôle de tenir des audiences publiques dans le cadre des procédures en matière contentieuse relatives, par exemple, à la délivrance d'une autorisation de construire ou d'exploiter une centrale nucléaire. Il donne ainsi au public la possibilité de contester la délivrance de l'autorisation demandée. La NRC devrait publier une version révisée de la *Waste Confidence Rule* en octobre 2014.

Augmentations de puissance

L'augmentation de la puissance nominale des centrales consiste à accroître la production des réacteurs en relevant la puissance maximale à laquelle ils peuvent fonctionner. La NRC a approuvé les augmentations de puissance des tranches 1 et 2 de McGuire (Caroline du Nord) et de la centrale de Monticello (Minnesota) en 2013, puis celles des tranches 1 et 2 de Braidwood (Illinois), des tranches 1 et 2 de Byron (Illinois) et de la tranche 2 de Fermi (Ohio) en janvier et février 2014. Au mois de mars 2014, le nombre d'augmentations autorisées s'élevait à 154. Quelque 7 035 MWe devraient donc être ajoutés à la puissance nucléaire installée des États-Unis une fois ces augmentations effectives. Pour l'heure, toutes n'ont pas été mises en pratique. Le relèvement de la puissance de huit autres réacteurs, ce qui correspondrait à une hausse supplémentaire d'environ 827 MWe, est à l'étude et en attente d'une autorisation. La NRC s'attend en outre à recevoir, entre 2014 et 2017, trois nouvelles demandes d'augmentation de puissance, pour un total de près de 58 MWe. La procédure actuelle de révision de la *Waste Confidence Rule* n'a pas d'incidence sur l'approbation de ces demandes d'augmentation de puissance.

Arrêts définitifs

En 2013, la tranche 3 de Crystal River (Floride), les tranches 2 et 3 de San Onofre (Californie) et la centrale de Kewaunee (Wisconsin) ont été mises définitivement à l'arrêt, ce qui représente une perte approximative de 3,7 GWe. Par ailleurs, les fermetures anticipées des centrales de Vermont Yankee (Vermont) de 620 MWe et d'Oyster Creek (New Jersey) de 614 MWe ont été annoncées pour la fin de 2014 et 2019. Ces deux sites avaient pourtant obtenu le renouvellement de leur autorisation d'exploitation jusqu'en 2029 et 2032, respectivement.

Réaction des États-Unis après l'accident de Fukushima Daiichi

Depuis l'accident survenu à la centrale nucléaire japonaise de Fukushima Daiichi, en mars 2011, la NRC et les acteurs de l'industrie nucléaire américaine travaillent conjointement pour traiter les problématiques liées à cet événement. Ils ont ainsi mis en œuvre un programme d'action coordonnée immédiate ainsi qu'un programme à plus long terme afin d'assurer la sûreté de tous les réacteurs américains en exploitation ou en construction.

La NRC a conduit un examen systématique et méthodique de ses propres processus et réglementations au vu des conséquences de l'accident. En juillet 2011, la *Near-Term Task Force* de la NRC a publié son rapport, intitulé *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century*, dans lequel sont présentées 12 recommandations sur les mesures à prendre à court et long terme, classées par ordre de priorité. Afin de mettre en œuvre les recommandations à court terme, la NRC a publié, en mars 2012, trois décisions qui imposent aux exploitants des centrales nucléaires de respecter les mesures suivantes, liées aux enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi :

- Les enceintes de confinement de type Mark I ou Mark II de tous les réacteurs à eau bouillante doivent être équipés de systèmes d'éventage robustes et fiables afin de réduire la pression et de prévenir la formation d'hydrogène, ce qui peut nécessiter l'amélioration ou le remplacement des systèmes existants.
- Les réacteurs doivent être équipés d'une instrumentation avancée de surveillance du niveau d'eau dans les piscines de désactivation en cas d'urgence.
- Les centrales nucléaires doivent pouvoir faire face à des agressions touchant plusieurs tranches simultanément et être en mesure d'assurer le refroidissement des réacteurs et des piscines de désactivation. La décision de la NRC spécifie une approche en trois phases avec l'utilisation des moyens fixes installés sur le site, l'utilisation d'équipements portables disponibles sur le site et l'utilisation pour une durée indéterminée de moyens acheminés depuis d'autres sites.

La NRC a indiqué que, dans tous les cas, les exploitants peuvent continuer à faire fonctionner les réacteurs existants en toute sécurité le temps des travaux nécessaires. Les décisions de la NRC ont pris effet immédiatement et sont assorties de calendriers précisant les échéances des actions et des mesures à prendre.

S'agissant des trois décisions mentionnées ci-dessus, la NRC exigeait qu'un plan intégré lui soit communiqué avant février 2013, les premiers rapports d'étape devant suivre 60 jours plus tard. De plus, les exploitants de centrales en service doivent avoir apporté toutes les modifications demandées au plus tard deux campagnes de combustible après la soumission du plan intégré ou avant la fin de 2016, la première des deux échéances prévalant. Les futurs exploitants de réacteurs dont la construction a été autorisée en application de la partie 50 du titre 10 du CFR (comme la tranche 2 de Watts Bar) ne recevront une autorisation d'exploitation que si leur installation satisfait à toutes les exigences énoncées dans les trois décisions de la NRC. Les exploitants titulaires d'une autorisation combinée de construction et d'exploitation aux termes de la partie 52 du titre 10 du CFR (ce qui concerne les tranches 3 et 4 de Vogtle et les tranches 2 et 3 de la centrale de Summer) doivent avoir effectué toutes les modifications imposées par la NRC avant le chargement du premier cœur. Des évaluations de conformité sont en cours dans les centrales. Les impératifs dictés par les trois décisions resteront valables tant qu'ils ne seront pas abrogés par de nouvelles décisions ou règles. Comme cela est présenté plus en détail ci-après, la NRC prévoit ou a déjà commencé d'élaborer de nouvelles règles dans plusieurs domaines. Elle a notamment modifié certaines des dates initialement énoncées dans ses décisions.

Ainsi, en novembre 2012, la NRC a commencé à envisager de compléter la décision imposant aux exploitants de se doter de systèmes d'éventage plus robustes : elle pourrait exiger que les systèmes qui équipent les enceintes de confinement de type Mark I ou Mark II des réacteurs à eau bouillante filtrent la totalité des rejets en cas d'accident. Si la NRC décide de poursuivre dans cette voie, un règlement final devrait être publié en 2017.

Les exploitants de centrales nucléaires continuent à fournir à la NRC des documents attestant des équipements dont ils disposent pour faire face à une perte totale et prolongée des alimentations électriques et de l'instrumentation de surveillance du niveau d'eau dans les piscines de désactivation. En mars 2013, la NRC a entrepris d'élaborer une nouvelle réglementation concernant l'atténuation des effets d'une perte des alimentations électriques. Dans son *Regulatory Basis Document* de juillet 2013, elle indique que « le coût

des mesures prises pour satisfaire aux exigences d'une telle décision s'élèverait à 25 millions USD selon l'exploitant d'une centrale équipée de deux tranches et à 43 millions USD selon l'exploitant d'une autre centrale à deux tranches ». La publication du règlement final est prévue pour décembre 2016.

En juin 2013, chaque réacteur nucléaire américain avait fait l'objet de deux inspections détaillées (ou « inspections sur place ») destinées à évaluer les risques potentiels liés aux séismes et aux inondations. La NRC en analyse actuellement les résultats. Toutes les réévaluations des risques liés aux inondations devront être transmises à la NRC avant mars 2015, afin qu'elle puisse les passer en revue et évaluer la sûreté de chacun des sites. S'agissant des centrales nécessitant une analyse des risques sismiques, la NRC les a classées par ordre de priorité en fonction de leur localisation dans les États du centre et de l'est ou dans ceux de l'ouest des États-Unis. Ainsi, les centrales situées dans les États du centre, de l'est ou de l'ouest présentant une activité sismique plus intense doivent avoir fait l'objet d'une évaluation des risques d'ici à juin 2017, tandis que celles des régions moins actives du centre et de l'est du pays ont jusqu'à décembre 2019.

En novembre 2013, la NRC a présenté un nouveau projet de texte réglementaire visant à « [...] renforcer et intégrer les moyens d'intervention d'urgence sur site ». Le texte final, dont la publication est prévue pour mars 2016, devrait traiter les points suivants : les stratégies de mitigation des accidents ; l'intégration des procédures de mitigation des accidents ; l'identification des rôles de commande et de contrôle en situation d'accident ; la conduite de simulations et d'exercices ; la formation. Il devrait également prévoir d'inclure des situations d'accidents graves dans les examens passés par les opérateurs des centrales. Dans ses commentaires concernant ce projet de règlement de la NRC, le *Nuclear Energy Institute* (NEI) estime que l'élaboration et la mise en œuvre de nouveaux programmes de formation coûteront environ 17 millions USD au parc nucléaire américain, soit 275 000 USD par tranche nucléaire. Il ajoute que les coûts de formation devraient être portés à 250 000 USD par site et par an, tout comme les coûts des exercices de simulation d'accidents graves.

Outre les mesures de la NRC présentées ci-dessus, l'*Electric Power Research Institute* (EPRI), l'*Institute of Nuclear Power Operations* (INPO) et le NEI ont constitué un Comité de direction pour intégrer et coordonner les mesures prises par l'industrie après l'accident de Fukushima Daiichi. En février 2012, ce comité a publié un rapport intitulé *The Way Forward: US Industry Leadership in Response to Events at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant*, qui examine les moyens à mettre en œuvre pour superviser et coordonner les mesures prises en cas d'urgence. Le 11 novembre 2011, l'INPO a communiqué au Congrès, à la NRC et aux acteurs américains de l'industrie nucléaire un rapport détaillé sur les événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi après l'accident.

Le secteur nucléaire, via le NEI, a conçu sa stratégie FLEX, un plan intégré, flexible et exhaustif visant à limiter les effets des phénomènes naturels extrêmes et à renforcer rapidement la sûreté des installations. Mise en œuvre en 2012, la stratégie FLEX met à profit les leçons tirées de la réaction de l'industrie nucléaire après les attaques terroristes du 11 septembre 2001. Deux centres régionaux de gestion de crise ont été établis à proximité de Memphis (Tennessee) et de Phoenix (Arizona). Ils devraient être pleinement opérationnels en août 2014. En cas de crise, ils pourront dispatcher des équipements critiques vers les centrales nucléaires en moins de 24 heures.

Outre ses activités ciblant les réacteurs et leurs exploitants, la NRC a travaillé pendant plus de deux ans pour déterminer comment satisfaire au mieux les premières des 12 recommandations formulées en juillet 2011 par la *Near-Term Task Force* dans son rapport intitulé *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century – The Near-term Task Force Review of Insights from the Fukushima Dai-ichi Accident*. Ce dernier préconise d'élaborer « pour la protection suffisante un cadre réglementaire logique, systématique et cohérent qui permette de concilier au mieux la défense en profondeur et les considérations liées aux risques ». La défense en profondeur est une démarche de sûreté à plusieurs niveaux qui consiste à utiliser plusieurs systèmes de sûreté à la fois redondants et indépendants. La recommandation de la *Near-Term Task Force* a fait l'objet d'une évaluation de la part de la NRC en décembre 2013, qui a ensuite été soumise à un examen public en janvier 2014. L'évaluation de la NRC propose une déclaration d'orientation détaillant, entre autres, les critères de décision à favoriser pour une défense en profondeur suffisante. Parmi les mesures proposées figure également la nécessité de clarifier le rôle des initiatives volontaires des acteurs du secteur nucléaire dans le cadre du processus réglementaire de la NRC.

Cycle du combustible

À l'exception du retraitement, toutes les activités du cycle du combustible liées à l'exploitation commerciale de l'énergie nucléaire sont menées sur le sol américain. S'agissant de la gestion des déchets, les politiques publiques dissuadent les exploitants de procéder au retraitement du combustible usé et prônent actuellement le cycle ouvert. Parallèlement, le pays mène un programme actif de R-D sur les cycles du combustible avancés. Toutes les étapes du cycle du combustible sont ouvertes à la concurrence et aux fournisseurs internationaux, lesquels dominent souvent le marché. À l'heure actuelle, l'approvisionnement des États-Unis en combustible nucléaire dépend très largement des importations de concentrés d'uranium extrait et de services de conversion et d'enrichissement de l'uranium. En revanche, pour ce qui est de la fabrication de combustible nucléaire, ce sont des entreprises nationales qui répondent à la quasi-totalité des besoins. L'EIA publie des données sur le cycle du combustible nucléaire dans deux rapports annuels traitant de la production et de l'achat d'uranium aux États-Unis, intitulés *Domestic Uranium Production Report* et *Uranium Marketing Annual Report*.

Besoins en uranium

Selon les projections pour la période 2013-2035, les besoins annuels des États-Unis, qui étaient de 17 649 t d'U en 2013, devraient augmenter pour atteindre 20 762 t d'U en 2035 (hypothèse haute). Ce scénario suppose que certaines tranches pourront demander et se voir accorder la prolongation de leur durée de vie jusqu'à 80 ans et que de nouvelles technologies nucléaires seront déployées.

Production d'uranium

Selon le rapport 2013 de l'EIA sur la production nationale d'uranium (*2013 Domestic Uranium Production Report*), les mines d'uranium américaines ont produit 1 761 t d'U en 2013, soit 6 % de plus qu'en 2012. Dix installations au total ont été exploitées sur l'ensemble ou une partie de l'année 2013 : trois mines souterraines, soit trois de moins que l'année précédente, et sept installations d'extraction par lixiviation *in situ*, soit deux de plus qu'en 2012.

S'agissant de la production totale de concentrés d'uranium, elle s'est élevée à 1 792 t d'U en 2013, soit une progression de 12 % par rapport à 2012. Sept installations y ont contribué : une usine de traitement classique (White Mesa Mill, dans l'Utah) et six installations de traitement des solutions de lixiviation (situées dans le Nebraska, au Texas et dans le Wyoming), dont la toute nouvelle installation de Lost Creek qui a ouvert ses portes en 2013. Les livraisons de concentrés d'uranium de ces 7 installations ont représenté au total 1 791 t d'U en 2013, soit 19 % de plus qu'en 2012. La NRC instruit actuellement neuf demandes relatives à de nouvelles installations, à des agrandissements ou à des renouvellements et prévoit d'en recevoir 18 autres en 2013 et 2014.

Conversion de l'uranium

Les États-Unis possèdent une usine de conversion de l'uranium exploitée par ConverDyn, Inc. à Metropolis (Illinois). Au cours d'un arrêt programmé pour maintenance à la mi-2012, la NRC y a réalisé une inspection de sûreté post-Fukushima Daiichi. Les améliorations nécessaires, qui concernaient notamment le renforcement parasismique et les plans d'urgence, ont été apportées. L'usine a redémarré en juillet 2013 et devrait arriver à pleine production en 2014. Sa capacité de production nominale est d'environ 15 000 t par an d'hexafluorure d'uranium (UF₆). Pour compléter leur approvisionnement, les États-Unis importent des concentrés, qui proviennent essentiellement du Canada, et, dans une moindre mesure, de l'Australie, de la Russie, du Kazakhstan, de l'Ouzbékistan, de la Namibie et de quelques autres pays.

Enrichissement de l'uranium

Diffusion

En 1993, la gestion de l'enrichissement de l'uranium, qui revenait initialement au DOE, a été transférée à l'entreprise publique *US Enrichment Corporation Inc.* (USEC), créée en 1992 en vertu de l'*Energy Policy Act* (EPACT1992), afin de rendre les États-Unis plus compétitifs sur le marché mondial de l'enrichissement. USEC Inc. a été privatisée en 1998, à la suite d'une première offre publique de souscription. Elle a exploité l'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse (sous concession accordée par le DOE) de Paducah (Kentucky)

jusqu'à sa fermeture en mai 2013. Pendant cette période, quelque 9 000 tonnes de stocks d'uranium à forte teneur ont été enrichis. L'uranium ainsi obtenu a servi à la fabrication de combustible pour les centrales nucléaires d'Energy Northwest et de la Tennessee Valley Authority (TVA). L'usine de Paducah était la dernière installation d'enrichissement par diffusion gazeuse à être exploitée dans le monde.

Précédemment, une seconde usine située à Portsmouth (Ohio) avait fermé ses portes en 2001. Cependant, près de 115 000 tonnes d'hexafluorure d'uranium appauvri y sont toujours stockées. En novembre 2013, le DOE a fait part de son intention d'entamer des négociations avec Global Laser Enrichment (GLE) et AREVA dans le but de vendre ce stock. L'hexafluorure d'uranium non conforme, une fois traité, servira de matière première aux usines américaines de fabrication de combustible nucléaire.

Megatons to Megawatts

En février 1993, la Fédération de Russie et les États-Unis ont signé un accord intergouvernemental d'une durée de 20 ans prévoyant la conversion de 500 tonnes d'uranium hautement enrichi (UHE) russe provenant d'ogives nucléaires en uranium faiblement enrichi (UFE) afin d'alimenter les centrales américaines. Au cours de la période couverte par cet accord, plus connu sous le nom de programme *Megatons to Megawatts*TM, l'UFE produit a satisfait environ un tiers des besoins pour la fabrication de combustible destiné aux réacteurs nucléaires américains. Le programme s'est achevé en décembre 2013.

Conformément à l'accord, USEC Inc. et la Fédération de Russie avaient confié la mise en œuvre du programme à l'entreprise Techsnabexport (TENEX). L'UHE russe était dilué ou transformé par mélange en UFE en Russie avant d'être expédié aux États-Unis.

L'UFE sert à la fabrication de combustible pour les centrales nucléaires américaines. Une fois l'uranium parvenu aux États-Unis, la Fédération de Russie était rétribuée pour la dilution ou la transformation par mélange de l'UHE en UFE, mesurée en unités de travail de séparation (UTS). Les Russes recevaient également une quantité équivalente d'uranium naturel (non enrichi).

Pendant toute cette période, la demande d'uranium enrichi des États-Unis a donc été satisfaite par l'UFE issu du programme *Megatons to Megawatts* ainsi que par la production des usines d'enrichissement par diffusion gazeuse d'USEC Inc. et d'URENCO USA et par de l'uranium enrichi provenant de divers pays étrangers.

Bien que le programme *Megatons to Megawatts* soit arrivé à son terme en décembre 2013, USEC Inc. et TENEX ont signé, en mars 2011, un contrat d'approvisionnement en UFE russe d'origine commerciale valable pendant 10 ans. Les approvisionnements ont commencé en 2013 et s'échelonnent jusqu'en 2022. Ce contrat comporte également une clause permettant de doubler la quantité d'uranium achetée.

À l'instar de ce qui était pratiqué dans le cadre du programme *Megatons to Megawatts*, USEC Inc. rémunérera TENEX en fonction de la valeur du travail (mesurée en UTS) nécessaire pour produire de l'UFE et lui fournira une quantité équivalente d'uranium naturel (non enrichi). Les approvisionnements en UFE de la part de TENEX devraient augmenter progressivement jusqu'en 2015, date à laquelle ils devraient atteindre la moitié de la quantité fournie chaque année dans le cadre du programme *Megatons to Megawatts*. Ce nouveau contrat d'approvisionnement en UFE destiné à la fabrication du combustible pour les réacteurs américains intervient alors que de nouvelles usines d'enrichissement sont autorisées, construites et mises en exploitation sur le sol américain afin de produire de l'UFE.

Centrifugation

Les degrés d'avancement des projets d'enrichissement par centrifugation sont variables.

- URENCO USA (Nouveau-Mexique) : En novembre 2012, URENCO USA a transmis à la NRC une demande de modification de son autorisation d'exploitation pour porter à 10 millions d'UTS d'ici à 2020 la capacité de son usine d'enrichissement par centrifugation gazeuse implantée au Nouveau-Mexique. En service depuis juin 2010, cette usine possédait une capacité de 3,2 millions d'UTS au mois de décembre 2013 et devrait atteindre la capacité de 5,7 millions d'UTS dans le courant de l'année 2017.
- Usine d'enrichissement d'AREVA à Eagle Rock (Idaho) : En octobre 2011, la NRC a octroyé à AREVA une autorisation d'exploitation de l'usine d'enrichissement d'Eagle Rock. La construction devait débuter en 2012, et la production devait atteindre sa cadence nominale en 2018 mais, en décembre 2011,

AREVA a déclaré avoir pris un retard de deux ans. En mai 2013, le groupe a annoncé un nouveau retard, qui pourrait reporter à 2018 la mise en service des installations, initialement prévue en 2015. La capacité de production annuelle de l'usine devrait être de 3,3 millions d'UTS, mais AREVA ambitionne de multiplier ce chiffre par deux.

- USEC American Centrifuge Plant (Ohio) : USEC Inc. a entamé la construction de l'American Centrifuge Plant (ACP) en mai 2007, après avoir obtenu en avril 2007, de la part de la NRC, l'autorisation de construire et d'exploiter l'installation sur le site du DOE, à Portsmouth. Initialement, l'ACP devait atteindre une capacité de 3,8 millions d'UTS en 2017, mais des difficultés financières ont été source de retards et d'incertitudes de calendrier. À l'heure actuelle, le projet n'en est qu'à la phase de l'installation pilote, dans le cadre d'un programme de R-D et de démonstration. En décembre 2013, le DOE a accepté d'élargir ses financements à ce programme de R-D et de démonstration jusqu'en 2014. USEC Inc. cherche actuellement à prolonger cette durée jusqu'en décembre 2014.

Lasers

En septembre 2012, la filiale Global Laser Enrichment (GLE) de GE-Hitachi Nuclear Energy a reçu de la NRC l'autorisation d'exploiter son installation éponyme implantée à Wilmington, en Caroline du Nord. L'usine dispose d'une capacité autorisée de 6 millions d'UTS par an, toutefois, le groupe n'a pas encore pris de décision quant à la commercialisation.

En août 2013, GLE a proposé au DOE de construire et d'exploiter, après obtention des autorisations nécessaires, une seconde usine d'enrichissement par laser sur le site de Paducah du DOE, dans le but de traiter le stock d'hexafluorure d'uranium appauvri présent sur place. La proposition évoque la possibilité de louer ou d'utiliser les installations, les équipements et les infrastructures de l'ancienne usine d'enrichissement par diffusion gazeuse de Paducah. En novembre 2013, le DOE a annoncé l'ouverture de négociations avec GLE, lequel a indiqué à la NRC, en janvier 2014, qu'il soumettrait probablement une demande d'autorisation d'exploitation de l'installation d'enrichissement par laser de Paducah fin 2014.

Résumé

La plupart des usines d'enrichissement américaines devraient entrer en production entre 2015 et 2022, bien qu'aucune échéance ne soit fixée précisément. En attendant, outre l'uranium enrichi sur son propre sol, le pays continuera à s'approvisionner auprès de l'Allemagne, de la Fédération de Russie, de la France, des Pays-Bas, du Royaume-Uni et d'autres pays.

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. La production a atteint environ 1 940 tonnes d'UFE entre 2005 et 2006, qui devaient être utilisées dans la centrale nucléaire de Columbia de 1 190 MWe d'Energy Northwest entre 2007 et 2015. 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. Les 482 tonnes d'UFE ainsi produites alimenteront la centrale de Columbia et Energy Northwest fournira une partie de l'UFE à la TVA à partir de 2015.

Fabrication du combustible

Trois entreprises fabriquent du combustible nucléaire pour les réacteurs à eau ordinaire américains : Westinghouse Electric Co. à Columbia (Caroline du Sud), Global Nuclear Fuels-Americas Ltd. à Wilmington (Caroline du Nord) et AREVA NP Inc. à Richland (Washington). En mars 2011, AREVA NP Inc. a fermé son usine de Lynchburg (Virginie) à la suite du regroupement de ses activités à Richland. À partir de 2019, le site de Savannah River (Caroline du Sud), qui relève du DOE, recyclera du plutonium militaire excédentaire pour fabriquer du combustible à mélange d'oxydes (MOX) destiné aux réacteurs de puissance. En février 2011, la TVA et AREVA ont signé une lettre d'intention en vue de l'évaluation de l'utilisation de combustible MOX dans les centrales de Sequoyah et de Browns Ferry, qui appartiennent à la TVA, mais au 31 décembre 2013, aucune décision n'avait encore été prise.

Gestion des déchets radioactifs

À l'heure actuelle, les centrales nucléaires entreposent la majeure partie de leur combustible utilisé directement sur leur site, même si elles en ont parfois expédié de petites quantités vers d'autres installations. Ainsi, l'EIA estime qu'en 2013, environ 2 198 tonnes de métal lourd (tML) ont été déchargées des réacteurs américains et que les stocks de combustible utilisé du pays avoisinaient 71 904 tML au 31 décembre 2013.

Le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA – loi sur la gestion des déchets nucléaires) de 1982, modifié en 1987, prévoit le choix d'un site d'implantation, la construction et l'exploitation d'un centre de stockage géologique du combustible utilisé et des déchets de haute activité (DHA). Les modifications apportées à ce texte en 1987 ont amené le DOE à choisir le site de Yucca Mountain pour accueillir le futur centre qui, en vertu du NWPA, sera habilité à recevoir 70 000 tML au maximum. Le combustible utilisé et les DHA stockés sur place devaient se composer d'environ 63 000 tML de combustible utilisé industriel, de 2 333 tML de combustible utilisé provenant du DOE et de l'équivalent d'environ 4 667 tML de DHA militaires appartenant au DOE.

En 2002, le DOE a décrété que le site de Yucca Mountain était en mesure d'accueillir un centre de stockage de déchets et, en juillet de la même année, le Président et le Congrès américain ont validé cette recommandation et ordonné au DOE de soumettre une demande d'autorisation de construction à la NRC, qui a été déposée en juin 2008 et officiellement enregistrée en septembre 2008.

En mars 2009, le Président Obama a annoncé que le stockage proposé à Yucca Mountain n'était plus une solution envisageable et qu'une commission (la *Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future* – BRC), constituée de 15 experts des questions nucléaires, dont des scientifiques, des représentants du secteur et d'anciens parlementaires, serait créée afin d'étudier d'autres possibilités. La BRC a remis son rapport final en janvier 2012.

En janvier 2013, le DOE a publié un document intitulé *Strategy for the Management and Disposal of Used Nuclear Fuel and High-Level Radioactive Waste*, dans le but de répondre au rapport final et aux recommandations de la BRC. Cette publication vise essentiellement à fournir « [...] un cadre permettant d'aller vers un système à la fois durable et intégré pour le transport, l'entreposage et le stockage du combustible utilisé et des DHA issus de centrales nucléaires, d'activités militaires ou liées à la sécurité nationale, notamment ».

Cette stratégie expose également les principes du DOE quant à l'importance de traiter la question du stockage du combustible utilisé et des DHA. Elle présente un système global permettant de répondre à cette question et dresse la liste des réformes nécessaires à son instauration. Enfin, elle jette les premières bases des échanges à venir entre le gouvernement, le Congrès et les autres parties prenantes afin de trouver une solution durable pour le stockage des déchets nucléaires.

La stratégie souscrit aux principes fondamentaux qui étayaient les recommandations de la BRC. Le gouvernement soutient entièrement la BRC, qui estime que la détermination du site accueillant un futur stockage ne pourra être réussie qu'à condition de remporter l'adhésion du plus grand nombre. Fort du soutien du Congrès, le gouvernement prévoit de mettre en œuvre un programme sur dix ans qui vise à :

- choisir un site puis concevoir, faire autoriser, construire et exploiter une installation pilote d'entreposage d'ici à 2021, avec pour objectif initial d'accueillir le combustible utilisé provenant des réacteurs nucléaires à l'arrêt ;
- choisir un site d'implantation et obtenir les autorisations de construction et d'exploitation d'une installation d'entreposage plus spacieuse, dont la mise en service interviendrait en 2025, qui présenterait une capacité suffisante pour donner de la flexibilité au système de gestion des déchets. Ce site pourrait accueillir suffisamment de combustible utilisé pour alléger la responsabilité de l'État ;
- progresser de manière visible en ce qui concerne le choix de sites de stockage géologique et leur caractérisation afin de faciliter la mise en place d'un centre de stockage d'ici à 2048.

En août 2013, la Cour fédérale d'appel du circuit du District of Columbia a ordonné à la NRC de poursuivre l'examen de la demande d'autorisation du centre de stockage de Yucca Mountain. De ce fait, en novembre 2013, les commissaires de la NRC ont demandé à leurs services la publication d'un rapport d'évaluation de la sûreté concernant le projet de Yucca Mountain. La NRC a également invité le DOE à produire un nouvel avis relatif aux incidences sur l'environnement afin d'étayer l'examen de la demande d'autorisation.

Pour l'heure, comme on l'a vu, les centrales nucléaires américaines entreposent la majeure partie de leur combustible utilisé directement sur leur site, même si des petites quantités sont parfois envoyées vers d'autres installations.

Législation

Sur le plan législatif, l'*Energy Policy Act* (EPACT2005 – loi sur la politique énergétique) de 2005 proroge le *Price-Anderson Act* (loi sur la responsabilité civile en matière nucléaire) et prévoit des mécanismes d'incitation à la construction des premiers réacteurs avancés, dont des garanties d'emprunt, des crédits d'impôt en faveur de la production et une assurance risque couvrant les retards imputables aux procédures réglementaires. Ces mécanismes en sont à différents stades d'élaboration ou de mise en œuvre.

- *Garanties d'emprunt pour les projets de centrales nucléaires* – Le Congrès a autorisé le DOE à garantir jusqu'à 20,5 milliards USD d'emprunts. Le 30 juin 2008, le DOE a donc fait savoir qu'il accorderait des garanties d'emprunt à hauteur de 18,5 milliards USD pour la construction de centrales et 2 milliards USD pour l'amont du cycle du combustible. Ainsi, AREVA a bénéficié d'une garantie d'emprunt de 2 milliards USD pour une usine d'enrichissement. En février 2014, le DOE et la Southern Nuclear Operating Company ont apporté la dernière touche à la première garantie fédérale concernant l'emprunt de 6,5 milliards USD pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs AP1000 à Vogtle.
- *Crédits d'impôt en faveur de la production (CIP)* – L'*Internal Revenue Service* (IRS), chargé de la collecte des impôts, a publié son Bulletin 2006-18 en mai 2006. Les 6 000 premiers mégawatts électriques de puissance nucléaire installée ouvrent droit à un crédit d'impôt de 18 USD/MWh. Pour pouvoir prétendre à cette mesure, l'exploitant doit avoir démarré la construction de la centrale au plus tard en 2014 et l'avoir mise en service industriel au plus tard en 2021. Le CIP est disponible pendant les huit premières années d'exploitation et appliqué au *pro rata* aux installations satisfaisant les conditions requises.
- *Assurance risque fédérale* – Le dispositif d'assurance risque fédérale a été finalisé en août 2006. Aucun contrat n'a pour l'heure été conclu. Le DOE est autorisé à délivrer à six réacteurs une assurance couvrant les retards de fonctionnement imputables aux procédures légales et réglementaires de la NRC.

Finlande

L'entreprise privée finlandaise Teollisuuden Voima Oyj (TVO) possède et exploite la centrale nucléaire d'Olkiluoto, à Eurajoki, en Finlande. Cette centrale compte déjà deux tranches, Olkiluoto 1 et Olkiluoto 2. Une troisième, Olkiluoto 3, est actuellement en construction.

En février 2005, TVO a obtenu l'autorisation de construire la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto (un réacteur EPR – *European pressurised water reactor*) d'une puissance thermique de 4 300 MW et électrique d'environ 1 600 MW. La construction a démarré au cours de l'été 2005 et, à la fin de 2013, les travaux de génie civil étaient pour ainsi dire terminés. Les travaux de revêtement des murs extérieurs des bâtiments continuent. Les gros composants du bâtiment réacteur comme la cuve, le pressuriseur et quatre générateurs de vapeur sont installés. Le soudage des tuyauteries primaires et l'installation des équipements de manutention du combustible ainsi que d'autres composants sont achevés. Le soudage des tuyauteries et les essais en pression se sont poursuivis. La mise en service des systèmes de distribution électrique dans la salle des machines est encore en cours, tout comme la planification du contrôle-commande, la préparation de la documentation associée et le processus d'autorisation de ce contrôle-commande.

Compte tenu des rapports d'étape transmis par le constructeur, TVO a annoncé en février 2014 qu'il ne pouvait pas fournir d'estimation de la date de mise en service de la troisième tranche d'Olkiluoto. Ce n'est que lorsque le constructeur aura finalisé et clarifié son calendrier que des informations pourront être communiquées concernant la date de début de la production d'électricité. En effet, le constructeur, qui construit l'installation clé en main à prix forfaitaire, est responsable du calendrier. Au départ, il avait été prévu que la production d'électricité démarrerait en 2009.

En juillet 2007, la société Fortum Power and Heat Oy (Fortum) a obtenu des autorisations d'exploitation d'une durée de 20 ans pour les deux REP de la centrale de Loviisa en service depuis 1977 et 1980. Fortum prévoit une durée de vie d'au moins 50 ans pour ces deux tranches, ce qui signifie qu'elles seront mises hors service aux alentours de 2030. En juin 2007, une nouvelle société, Fennovoima Oy, a entrepris de construire une centrale. Cette compagnie a été créée par un consortium de sociétés industrielles et énergétiques (l'allemand E.ON détenant 34 % du capital) avec l'objectif de construire, en Finlande, une centrale nucléaire qui pourrait être mise en service d'ici 2020.

La stratégie climatique et énergétique adoptée par la Finlande prévoit de poursuivre l'exploitation des centrales nucléaires, sachant que l'initiative doit venir de l'industrie. Comme précisé dans la loi sur l'énergie nucléaire, une étude d'impact sur l'environnement doit être effectuée pour 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 de l'Emploi et de l'Économie) ont pris fin en 2008 et celle de Fennovoima s'est achevée en 2009.

TVO a déposé sa demande de décision de principe pour la tranche 4 d'Olkiluoto en avril 2008 et Fortum, pour la tranche 3 de Loviisa, en février 2009. Fennovoima, qui a déposé sa demande de décision de principe en janvier 2009, a proposé deux sites, à Simo et Pyhäjoki. À la demande du ministère de l'Emploi et de l'Économie, les deux municipalités ont fait savoir en 2009 qu'elles étaient volontaires pour accueillir la centrale de Fennovoima et STUK, l'autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire, a jugé que ces deux sites naturels sont adaptés à la construction d'une centrale. Posiva Oy, l'organisation constituée par TVO et Fortum pour gérer le stockage du combustible usé, a également déposé des demandes de décision de principe pour agrandir le centre d'ONKALO afin d'y stocker le combustible usé des deux futurs réacteurs (Olkiluoto 4 et Loviisa 3). Le ministère de l'Emploi et de l'Économie a instruit les cinq demandes au cours de la période 2009-2010, et le gouvernement a statué en mai 2010. Toutes les demandes satisfaisaient aux exigences relatives à la sûreté et à l'environnement. Conformément à la loi sur l'énergie nucléaire, ces décisions ont été prises en fonction de l'intérêt général, des prévisions des besoins énergétiques en 2020 et de la limitation à deux centrales nucléaires. Le ministère a répondu favorablement aux demandes concernant les réacteurs de TVO (Olkiluoto 4) et de Fennovoima de même qu'au projet de Posiva d'agrandir le stockage destiné au combustible usé d'Olkiluoto 4. Par contre, la construction de Loviisa 3 ainsi que la proposition de Posiva de développer le stockage d'ONKALO pour y installer le combustible usé de Loviisa 3 ont reçu une réponse négative.

Les décisions positives ont été transmises aux deux entreprises (TVO et Fennovoima) dont l'électricité sera achetée au prix de revient afin de répondre aux besoins des industries finlandaises qui financent ces projets de construction. Le gouvernement a également tenu compte de la participation de Fortum (25 % environ) à l'entreprise TVO. Les décisions de principe demandées par TVO (Olkiluoto 4) et Fennovoima et celle de Posiva concernant le combustible d'Olkiluoto 4 ont été ratifiées par le Parlement le 1^{er} juillet 2010. Au début de 2014, le projet de construction d'Olkiluoto 4 en était à l'étape de l'appel d'offres. Le ministère de l'Emploi et de l'Économie s'attend à recevoir les demandes d'autorisation de construction à l'été 2015.

En février 2013, E.ON a vendu sa participation de 34 % dans la société Fennovoima à l'actionnaire majoritaire finlandais Voimaosakeyhtiö SF. En décembre 2013, Fennovoima a signé avec Rosatom Overseas le contrat de construction clé en main de la centrale de Hanhikivi, dans la municipalité de Pyhäjoki. Cette centrale sera équipée d'un réacteur VVER de type AES-2006. Dans le même temps, Fennovoima a signé avec TVEL un contrat intégré d'approvisionnement en combustible qui doit couvrir les neuf premières années d'exploitation ainsi qu'un accord prévoyant la cession de 34 % des actions de Fennovoima à Rosatom Overseas. Les contrats liés au projet prendront officiellement effet après que les actionnaires de Voimaosakeyhtiö SF auront pris leur décision finale concernant l'investissement. Rosatom n'étant pas mentionné comme un constructeur potentiel dans la première demande de décision de principe, la société Fennovoima a démarré une nouvelle étude d'impact sur l'environnement à l'automne 2013. Elle a également transmis un examen de la sûreté du réacteur AES-2006 à STUK qui réalisera sur cette base un rapport d'évaluation de la sûreté. En mars 2014, elle a soumis de nouveaux éléments en complément de sa demande de principe, ce qui pourrait déboucher sur une décision positive du gouvernement à l'été 2014 puis une ratification par le Parlement à la fin de cette même année.

En 2004, Posiva Oy a démarré le chantier du laboratoire souterrain (caractérisation de la roche), du nom d'ONKALO, qui est destiné au stockage du combustible usé produit par TVO et Fortum dans leurs centrales d'Olkiluoto et de Loviisa, respectivement. Le laboratoire d'ONKALO doit faire partie intégrante du centre

de stockage. À la fin de l'année 2012, les travaux de creusement avaient atteint la profondeur finale de 420 m sur une longueur totale de plus de 4 km. En décembre 2012, Posiva a transmis au gouvernement une demande d'autorisation de construction du centre de stockage du combustible usé (installation de conditionnement et stockage souterrain). La construction du stockage devrait commencer en 2015, et la mise en place des déchets peu après 2020.

France

Au 31 décembre 2013, le parc électronucléaire français comprenait 58 réacteurs à eau pressurisée (34 de 900 MWe, 20 de 1 300 MWe et 4 de 1 450 MWe). Les augmentations de puissance ont permis de porter la puissance totale installée à 63,13 GWe (nets).

Énergie nucléaire et production d'électricité

L'année 2013 a été marquée par une stabilisation de la consommation d'électricité en France ainsi qu'une production élevée d'électricité d'origine hydraulique. La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité continue d'augmenter malgré un ralentissement du taux de croissance des secteurs éolien et photovoltaïque. Les centrales thermiques conventionnelles sont rarement utilisées, en particulier les turbines à gaz en cycle combiné.

En 2013, la consommation électrique française a progressé de 1,1 % pour s'établir à 495 TWh tandis que la production augmentait de 1,7 % pour atteindre 551 TWh. La puissance installée a baissé de 0,7 %, à 128 GWe. Le solde exportateur a été positif, à 47 TWh. La production électronucléaire a reculé de 0,3 %, à 404 TWh. Sa part dans le total de la production nationale est de 73 %. La production thermique fossile a diminué de 7 %, à 45 TWh. L'utilisation du charbon a fortement augmenté (+14 %), donc les émissions de CO₂ sont en hausse. La production hydraulique a elle aussi beaucoup augmenté, à 76 TWh (+19 %). La production éolienne s'est établie à 16 TWh (+6 %) et le photovoltaïque à 5 TWh (+16 %). La production issue des autres sources d'énergies renouvelables s'est élevée à 6 TWh (source : RTE, *Bilan électrique 2013*).

Réacteurs nucléaires

L'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi a entraîné la création, à la fin de 2012, d'une Force d'action rapide du nucléaire (FARN) qui opère depuis des bases régionales implantées sur les sites des centrales de Civaux, de Paluel, de Dampierre et du Bugey.

C'est également à la fin de 2012 qu'a été lancé un grand débat national sur la transition énergétique. Le gouvernement actuel s'est fixé comme objectif stratégique de réduire la part de l'électronucléaire à 50 % de la production totale d'électricité, contre environ 75 % aujourd'hui. Le débat visait à recueillir les avis des citoyens sur la politique énergétique et, plus particulièrement, sur quatre grandes questions :

- Comment réduire la demande en augmentant l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ?
- Quelle est la trajectoire la plus efficiente pour obtenir le bouquet énergétique souhaité à l'horizon 2025 ? Si la France s'engageait sur cette voie, quel serait l'impact sur les scénarios prévus pour 2030 et 2050 du point de vue des engagements nationaux en faveur de la lutte contre le changement climatique (réduction des émissions de gaz à effet de serre) ?
- Quels sont les choix réalistes possibles pour ce qui est des énergies renouvelables et des nouvelles technologies énergétiques ? Quelle stratégie de développement industriel et régional adopter pour assurer la commercialisation de ces technologies ?
- Quels sont les coûts de la transition énergétique et quelles sont les sources de financement possibles ?

Le débat national sur la politique énergétique s'est achevé en septembre 2013. Un projet de loi devrait être présenté au gouvernement à la fin de 2014.

Le gouvernement actuel souhaite également la mise à l'arrêt définitif des réacteurs les plus anciens du pays (les deux tranches d'une puissance cumulée de 1,76 GWe de la centrale de Fessenheim mise en service en 1978) d'ici à 2016, c'est-à-dire avant la fin du mandat du Président Hollande. Un délégué interministériel a été chargé de définir le calendrier et les modalités de la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Réacteur EPR de Flamanville

La construction a bien avancé en 2013. Les principales étapes ont été les suivantes :

- installation d'une station de pompage permettant l'enlèvement du bouchon étanche qui servait à fermer le canal ;
- achèvement des toitures du bâtiment combustible, du bâtiment diesel nord et du tampon d'accès matériel ;
- achèvement du bâtiment combustible : bétonnage de la coque en béton armé, destinée à protéger l'installation contre les chutes d'avion ;
- avancement de la construction du bâtiment réacteur, avec, le 16 juillet, le hissage et la pose du dôme de 260 tonnes, qui fait partie intégrante de l'enceinte de confinement du réacteur ;
- remplissage du réservoir de stockage de l'eau situé dans le radier du bâtiment réacteur ;
- poursuite de l'installation des tuyauteries dans tous les bâtiments ;
- intensification des activités menées sur la plateforme électrique : raccordement au réseau de 400 kV et installation des deux transformateurs de soutirage, des chemins de câble et des câbles électriques ;
- première installation des armoires de contrôle-commande dans l'îlot nucléaire ;
- acheminement de la cuve de réacteur jusqu'au site de construction ;
- mise en place de la cuve dans le bâtiment réacteur en janvier 2014.

Le réacteur de Flamanville devrait entrer en service en 2016. Les sites d'Olkiluoto, de Flamanville et de Taishan où se construisent des EPR ont créé des synergies et échangent leur retour d'expérience de construction. Des liens très étroits ont également été noués avec l'équipe du projet de Hinkley Point C.

ATMEA

Le réacteur ATMEA1 est un réacteur à eau pressurisée de troisième génération d'une puissance installée d'environ 1 100 MWe et d'une durée de vie prévue de 60 ans, développé par la co-entreprise ATMEA créée en 2007 et détenue à parts égales par Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et AREVA. En janvier 2012, l'Autorité française de sûreté nucléaire (ASN) a publié une évaluation positive des caractéristiques de sûreté du réacteur. En juin 2013, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a confirmé que la conception générale de l'ATMEA1 satisfait à ses exigences de conception les plus récentes. En 2013, le Japon et la Turquie ont entamé des négociations exclusives en vue de la construction de quatre réacteurs ATMEA1 en Turquie.

Réacteurs de recherche

Le projet de réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH) conduit par le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) vise à répondre à un enjeu technologique et scientifique important : tester le comportement des matériaux et des combustibles dans un environnement nucléaire et dans des conditions extrêmes. Outil expérimental unique, il sera à la disposition des acteurs du secteur électronucléaire, des établissements de recherche et des autorités réglementaires. Il assurera également la production de grandes quantités de matériaux destinés à la médecine nucléaire ou à des applications industrielles non nucléaires. En particulier, il permettra d'approvisionner les hôpitaux en radio-isotopes à vie courte, utilisés par les services d'imagerie médicale à des fins thérapeutiques et diagnostiques. Il contribuera pour environ 25 % (voire, si besoin, jusqu'à 50 %) à la production européenne de ces radioéléments. Le RJH est construit sur le site du CEA de Cadarache dans le respect des plus hautes exigences de sûreté de l'ASN. Il devrait entrer en service à la fin de cette décennie.

Le projet JHR réunit, au sein d'un consortium international, l'électricien français EDF, AREVA, des partenaires belges, britanniques, espagnols, finlandais, indiens, israéliens, suédois et tchèques, des établissements de recherche ainsi que le CEA. Contre une participation financière, les membres du consortium bénéficieront d'un accès garanti aux capacités expérimentales de l'installation, qui leur permettra de mener leurs recherches sur le comportement des matériaux sous irradiation.

Génération IV

En 2001, les 13 partenaires¹ du Forum international Génération IV ont signé une charte dans laquelle ils lancent officiellement l'activité du Forum et s'engagent à coopérer à des travaux de R-D destinés à établir la faisabilité et les performances des réacteurs de la prochaine génération. L'objectif est de mettre au point des réacteurs aux caractéristiques de sûreté avancées, qui satisfassent aux critères de développement durable, qui soient compétitifs sur le plan économique, qui soient résistants à la prolifération, et qui ne produisent que de petites quantités de déchets ultimes. Six concepts de réacteurs ont été retenus à la fin de 2002. La France, très activement impliquée dans cette initiative, a décidé de se concentrer sur deux de ces concepts : le réacteur à neutrons rapides refroidi au gaz (RNR-G) – une solution de long terme qu'elle étudie dans le cadre du projet expérimental ALLEGRO – et le réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (RNR-Na) – la solution de référence représentée par le démonstrateur *advanced sodium technological reactor for industrial demonstration* (ASTRID), un prototype d'intégration technologique.

Les études relatives au concept de réacteur ASTRID ont débuté en 2010. En application de la loi du 28 juin 2006, le CEA s'est vu confier la maîtrise d'ouvrage du projet. Il a ensuite reçu les fonds destinés à financer la phase de l'avant-projet dans le cadre du programme « Investissements d'avenir ». La puissance proposée par le CEA pour le réacteur ASTRID est de 1 500 MWth (soit environ 600 MWe) – un niveau qui permet au réacteur d'être représentatif des réacteurs commerciaux (en particulier pour la démonstration des modes de sûreté et d'exploitation) mais également qui offre une flexibilité suffisante pour les objectifs visés (possibilité de mise en œuvre ultérieure de modifications ou d'options très innovantes absentes de la conception initiale).

Le concept de réacteur ASTRID actuellement mis au point par le CEA et ses partenaires devra satisfaire à des exigences très strictes, fixées sur la base du retour d'expérience des précédents réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium. Des innovations sont nécessaires pour renforcer encore davantage la sûreté, contenir les coûts d'investissement, améliorer l'efficacité, la fiabilité et le fonctionnement, et positionner ce réacteur au niveau requis pour la quatrième génération. La première phase de l'avant-projet sommaire (2010-2012) a permis d'identifier des options innovantes prometteuses dont le développement sera approfondi pendant les phases suivantes des études de conception.

International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER)

Les tests techniques de l'itinéraire ITER (réacteur thermonucléaire expérimental international), menés entre le 16 et le 20 septembre 2013, se sont parfaitement bien déroulés et ont permis de vérifier que les paramètres étaient bien adaptés à l'itinéraire. Une répétition générale a eu lieu en avril 2014 afin de valider les temps de parcours dans les conditions les plus difficiles ainsi que l'organisation générale du transport, et notamment la supervision du convoi exceptionnel de matériels hors normes.

Le projet de construction des bâtiments ITER a franchi une autre étape décisive. En 2013, Fusion For Energy (F4E) a attribué un contrat de 530 millions EUR portant sur la conception et la réalisation de systèmes mécaniques et électriques ainsi que la mise en œuvre de systèmes de ventilation pour 11 bâtiments du « complexe Tokamak ».

Sur le chantier lui-même, le radier supérieur du bâtiment principal est en cours de construction et devrait être achevé à la mi-2014. Les travaux en sont au même point pour le bâtiment dans lequel le cryostat ITER doit être assemblé.

Cycle du combustible

Enrichissement de l'uranium

En 2006, AREVA a lancé sur le site du Tricastin la construction de l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse II destinée à remplacer l'actuelle usine Eurodif exploitée depuis 1978. La capacité d'enrichissement de la nouvelle usine, égale à 5,5 millions d'unités de travail de séparation (UTS)

1. Afrique du Sud, Argentine, Brésil, Canada, États-Unis, Fédération de Russie, France, Japon, République populaire de Chine, République de Corée, Royaume-Uni et Suisse, en partenariat avec EURATOM.

en 2013, devrait atteindre 7,5 millions d'UTS en 2016. L'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse Eurodif a été définitivement fermée à la fin de juin 2012.

Recyclage des combustibles

En 2008, EDF et AREVA ont signé un accord-cadre relatif au recyclage de la totalité des combustibles usés (hors MOX) du parc nucléaire français pour une période allant jusqu'à 2040. Depuis 2010, l'usine de La Hague traite désormais 1 050 tonnes de combustibles usés d'EDF par an (contre 850 tonnes auparavant) et l'usine MELOX produira 120 tonnes de combustible MOX pour le parc nucléaire français.

Gestion des déchets

À ce jour, 90 % du volume des déchets radioactifs produits par les exploitants français font l'objet d'une solution de gestion de long terme effective. Les 10 % restants sont conditionnés et entreposés dans l'attente d'un stockage pérenne (en surface ou en formation géologique). Ainsi, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) gère les installations de stockage déjà existantes et pilote les recherches sur le stockage géologique des déchets de haute activité à vie longue. Elle a publié en 2012 son dernier inventaire national des matières et déchets radioactifs. En 2013, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et l'Autorité de sûreté nucléaire ont publié le Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) pour la période 2013-2015.

Les déchets de très faible activité sont stockés sur le site de Morvilliers (Aube), dans le Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) dimensionné pour accueillir 650 000 m³ de déchets et mis en service durant l'été 2003. Depuis l'ouverture du centre, plus de 250 000 m³ de déchets y ont déjà été stockés.

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte sont stockés sur le site de Soulaines-Dhuys, dans le Centre de stockage de l'Aube (CSA), depuis la fermeture du centre de stockage de la Manche en 1994. Ce dernier, dans lequel ont été placés 527 000 m³ de déchets radioactifs au cours de ses 25 années d'exploitation, est entré en phase de surveillance post-fermeture en 2003. À la fin de 2013, 280 171 m³ de déchets avaient été stockés dans le Centre de stockage de l'Aube.

Les déchets de faible activité à vie longue doivent être stockés à faible profondeur. Le processus de recherche de sites adaptés au stockage de ces déchets est en cours.

Les déchets de haute et moyenne activité à vie longue font l'objet d'une loi spécifique, la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Cette loi complète et remplace la loi du 30 décembre 1991 pour ce qui est des calendriers des recherches dans le domaine de la séparation et de la transmutation, des études et de la mise en œuvre d'un stockage en formation géologique et des études des solutions d'entreposage.

Techniques de séparation avancée et transmutation

En décembre 2012, en application des dispositions de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, le CEA a remis au gouvernement un rapport présentant les conclusions des études sur les nouvelles générations de systèmes nucléaires et les perspectives en la matière. Ce rapport contient les résultats de sept ans de travaux de R-D sur les procédés de séparation et de transmutation des actinides mineurs.

Les actinides mineurs sont à l'origine de la plus grande partie de la chaleur dégagée par les colis de déchets vitrifiés, ce qui, dans une large mesure, détermine la conception des cellules de stockage. La transmutation des actinides mineurs n'éliminera pas la nécessité du stockage en formation géologique, mais elle pourrait offrir des perspectives de progrès à plus long terme. Ainsi, les stockages des déchets de haute activité à vie longue pourraient voir leurs dimensions divisées par 10 et, après les premiers siècles, leur inventaire radiotoxique divisé par 100. Étant donné que les actinides mineurs ne contribuent pas tous dans la même mesure aux problèmes qui viennent d'être mentionnés, il pourrait être intéressant de définir une stratégie de transmutation visant en premier lieu l'américium. En effet, la transmutation de cet élément est celle qui offre le plus d'avantages du point de vue de la gestion des déchets et le moins de complications du point de vue des opérations de recyclage.

La faisabilité de la séparation des actinides mineurs a été démontrée en laboratoire pour toutes les options envisagées à ce jour. Aucun obstacle théorique ne s'oppose à l'extrapolation de ces procédés à l'échelle commerciale : de nouveaux travaux de R-D pourraient viser à optimiser et consolider ces concepts.

La faisabilité de la transmutation de l'américium a été démontrée à l'échelle de quelques pastilles en mode homogène dans le cœur de réacteurs à neutrons rapides. Les premières expériences analytiques d'irradiation destinées à l'étude de la transmutation hétérogène à la périphérie du cœur sont actuellement en cours. Le rapport complet est consultable dans la section « Énergie » du site web du CEA à l'adresse www.cea.fr.

Stockage en formation géologique

Les études et recherches consacrées au stockage géologique des déchets de haute et moyenne activité à vie longue se déroulent sous l'égide de l'ANDRA dans le laboratoire souterrain de Meuse/Haute-Marne (Bure). La zone expérimentale, à une profondeur de 490 m, est opérationnelle depuis avril 2005. À la fin de 2013, le laboratoire comptait plus de 1 000 m de galeries souterraines. Cette même année, l'équipe du projet a testé avec succès un tunnelier, avec de nouvelles technologies de revêtement des galeries ouvertes. Un robot de microtunnelage a également été testé avec succès pour le stockage des colis de déchets de haute activité en alvéoles horizontales.

En 2010, le gouvernement a approuvé la zone d'intérêt de 30 km² qui avait été proposée pour l'implantation du Centre industriel de stockage géologique (CIGEO). Au plus tard en 2015, l'ANDRA présentera pour approbation la demande de construction d'un stockage à l'intérieur de cette zone. La construction du stockage sera ensuite autorisée par le Premier ministre, en vue d'une mise en exploitation à l'horizon 2025. Le débat public relatif au projet CIGEO s'est tenu du 15 mai au 15 décembre 2013 et a été suivi d'une phase d'échanges. Des conclusions doivent être publiées au premier trimestre de 2014.

Entreposage

Les études et recherches conduites par l'ANDRA visent à créer de nouvelles installations d'entreposage ou à modifier les installations existantes afin de satisfaire aux exigences prévues. L'ANDRA et les producteurs de déchets ont mené un projet en collaboration pour déterminer les besoins futurs, dans l'attente de la mise en service du centre de stockage géologique.

La loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 comporte également des dispositions sur le financement des axes de recherche précédemment exposés. Elle met notamment en place un système de taxes sur les installations nucléaires. En outre, elle vient sécuriser le financement des charges nucléaires de long terme, en établissant un régime spécifique dans le cadre duquel les exploitants doivent constituer les réserves dont ils auront besoin pour faire face à leurs charges de long terme.

Hongrie

En 2013, la centrale nucléaire de Paks a produit 15 369,6 GWh (soit 4 059,4 GWh, 4 016,5 GWh, 3 228,1 GWh et 4 065,6 GWh dans les tranches 1, 2, 3 et 4 respectivement), ce qui représente 50,7 % de la production brute d'électricité de la Hongrie. Il s'agit du cinquième plus haut niveau de production jamais atteint. Fin 2013, la centrale de Paks avait produit plus de 397,9 TWh depuis son premier couplage au réseau. Le 18 décembre 2012, l'*Országos Atomenergia Hivatal* (OAH – Autorité hongroise de sûreté nucléaire) a renouvelé l'autorisation d'exploitation de la tranche 1 pour une durée de 20 ans. En novembre 2013, la compagnie d'électricité Magyar Villamos Művek (MVM) a adressé à l'OAH une demande afin de prolonger l'autorisation d'exploitation de la tranche 2 de Paks. Si cette dernière est accordée, la tranche pourrait alors être utilisée jusqu'au 31 décembre 2034. Les demandes de prolongation de la durée de vie des tranches 3 et 4 devraient être formulées respectivement en 2016 et 2017.

Conformément à la stratégie énergétique nationale de la Hongrie, les travaux préparatoires pour la construction de nouveaux réacteurs sur le site de Paks se sont poursuivis en 2013. D'après le rapport national sur les évaluations complémentaires de sûreté (« tests de résistance ») et le plan d'action y afférent, l'exploitant de la centrale nucléaire de Paks a adopté, comme prévu, des mesures visant à renforcer la marge de sûreté du site ainsi que sa protection face aux événements dont la survenue, bien

qu'extrêmement peu probable, pourrait avoir de graves conséquences. La *World Association of Nuclear Operators* (WANO) a conduit une expertise à la centrale de Paks au printemps 2012. La mise en œuvre des mesures prises à la suite de cette expertise et la préparation de l'examen de suivi de la WANO, du 24 au 28 février 2014, se sont poursuivies en 2013. Du 9 au 11 décembre 2013, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a quant à elle organisé une réunion et un séminaire visant à préparer la mission d'examen de la sûreté d'exploitation (programme OSART), qui devrait avoir lieu à Paks du 26 octobre au 13 novembre 2014. Les travaux préparatoires en vue de l'acheminement, vers la Fédération de Russie, des assemblages combustibles endommagés lors de l'incident de 2003 – y compris le séchage du combustible et son emballage dans des capsules étanches – ont été effectués en 2013, avec l'aide d'experts russes. Les capsules scellées seront entreposées dans la piscine de désactivation de la tranche 2 jusqu'à leur enlèvement définitif.

En septembre 2013, la Hongrie et le Vietnam ont signé un accord intergouvernemental visant à renforcer leur coopération sur le plan de la formation, de la recherche mais aussi d'un point de vue réglementaire et technique dans le domaine des utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire. Le partenariat hongro-vietnamien sur la formation dans le domaine de l'énergie nucléaire est effectif depuis septembre 2012. Dans ce cadre, la centrale nucléaire de Paks et l'université de Technologie de Budapest proposent un programme conjoint de formation des formateurs, qui se déroule en partie au sein du centre de formation à la maintenance de la centrale de Paks. À ce jour, quelque 160 professionnels du secteur ont suivi les six semaines de formation théorique et pratique proposées.

En octobre 2013, la Hongrie et la République de Corée ont signé un accord de coopération dans le domaine des utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire.

Le 18 juillet 2013, des instituts de recherche nucléaire de la Hongrie, de la Pologne, de la République slovaque et de la République tchèque, les quatre pays membres du groupe de Visegrád (V4), ont signé un document instaurant le Centre de compétence pour les réacteurs de génération IV. Les instituts participants sont le *Magyar tudományos akadémia energiatudományi kutatóközpont* (MTA EK – Centre de recherche sur l'énergie de l'académie des sciences hongroises), le *Narodowym Centrum Badań Jądrowych* (NCBJ – Centre national de recherche nucléaire de la Pologne), l'*ÚJV Řež, a.s.* (Centre de recherche nucléaire tchèque) et le *Výskumný ústav jadrových elektrární, a.s.* (VUJE – Centre de recherche nucléaire slovaque).

En novembre 2013, la Hongrie a achevé de réexpédier vers la Fédération de Russie la totalité de l'uranium hautement enrichi (UHE) utilisé dans ses réacteurs de recherche. Elle devient ainsi le neuvième pays à ne plus disposer de ce type de combustible depuis l'instauration du Programme de retour du combustible russe de réacteurs de recherche (RCRRR), en 2002. Depuis 1959, le MTA EK exploite le réacteur de recherche de Budapest de 10 MW, initialement alimenté au moyen de combustible à base d'uranium enrichi à 36 %. Ce programme international a permis de renvoyer 239 kg d'UHE en Russie.

La Hongrie a transposé en droit national la directive 2011/70/EURATOM du Conseil du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. En application des sections 5/B et 5/C de la loi n° CXVI de 1996 sur l'énergie atomique, le Parlement hongrois est tenu d'adopter une politique et un programme nationaux pour la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs.

Sur demande du gouvernement hongrois, l'AIEA a effectué une mission de service consultatif international sur la protection physique (IPPAS – *International Physical Protection Advisory Service*), avec pour objectif d'évaluer le régime hongrois de protection physique des matières nucléaires et d'autres substances radioactives ainsi que des installations et des activités nucléaires. À l'issue de cette mission, l'AIEA a publié un rapport mettant en lumière les bonnes pratiques et formulant des recommandations et des suggestions. Les sections librement accessibles de ce rapport sont disponibles sur le site Internet de l'autorité hongroise de sûreté nucléaire (OAH).

Mexique

Régime juridique

En 2013, le gouvernement mexicain a entrepris une refonte radicale du cadre constitutionnel du secteur de l'énergie afin de favoriser les investissements, la croissance économique et le développement social. Cette réforme du secteur de l'énergie modifie les articles 25, 27 et 28 de la Constitution, instaure un régime provisoire, décrit à l'article 21, et prévoit l'adoption d'une nouvelle législation en 2014. Les pouvoirs publics se sont rapidement attelés à la mise en œuvre de ces changements.

Grâce à ce remaniement du secteur de l'énergie, l'État mexicain réaffirme sa possession des réserves d'hydrocarbures présentes dans son sous-sol ainsi que son contrôle stratégique du secteur. Des organes et des mécanismes de réglementation plus puissants encadreront le secteur pétrolier et gazier et le secteur de la production électrique. Toutefois, des investisseurs et des groupes privés seront autorisés à mener des activités d'exploration et à extraire des hydrocarbures, dont ils pourront également assurer le transport, l'entreposage et le traitement. Ils pourront également produire et commercialiser de l'électricité.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) et la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE) verront leurs pouvoirs renforcés et seront transformés en entreprises publiques autonomes sur les plans technique, managérial et budgétaire. L'État favorisera la protection de l'environnement en appliquant les principes du développement durable, en encourageant l'utilisation de combustibles renouvelables et plus respectueux de l'environnement et en adoptant des mesures visant à réduire les émissions polluantes de l'industrie électrique.

Exploitation des réacteurs de la centrale de Laguna Verde

Les tranches de Laguna Verde fonctionnent avec des campagnes de combustible de 18 mois, planifiées de sorte que l'exploitant procède une année sur deux à un seul rechargement et, les années intermédiaires, à deux rechargements. Aucun rechargement n'a cependant été effectué en 2013, ce qui s'est traduit par un facteur de charge annuel supérieur à la normale, de 98,2 % pour la tranche 1 et 97,1 % pour la tranche 2.

Des travaux ont été entrepris pour prolonger la durée de vie des deux réacteurs, dont l'autorisation d'exploitation expire en 2020, pour la tranche 1, et en 2025, pour la tranche 2. Un projet d'entreposage à sec du combustible usé, à l'écart des réacteurs, a par ailleurs été mis sur pied. En effet, le système actuel d'entreposage dans les piscines de désactivation ne pourra pas être conservé indéfiniment en raison de la quantité croissante de combustible usé à traiter, due à l'augmentation de la puissance nominale de la centrale en 2013 et au renouvellement des autorisations d'exploitation des centrales au-delà de leur durée de vie initialement prévue.

Nouvelle-Zélande

La Nouvelle-Zélande ne possède pas de centrales nucléaires et n'envisage pas d'en construire à l'avenir.

Pays-Bas

Compte tenu de la faible demande d'électricité, les Pays-Bas ont décidé, en 2012, de reporter pour une durée indéterminée leur projet de construction d'une deuxième centrale nucléaire. À l'automne de cette même année, le gouvernement constitué après les dernières élections n'a exprimé aucun avis tranché (favorable ou défavorable) sur la question nucléaire.

Ayant obtenu en 2011 l'autorisation de porter sa capacité à 6,2 millions d'UTS par an, l'usine d'enrichissement d'Urenco a entrepris d'augmenter progressivement sa production.

Les Pays-Bas n'ont aucune activité minière et ne possèdent pas d'usine de fabrication du combustible.

En 2011, l'exploitant de la centrale de Borssele a reçu l'autorisation d'utiliser du combustible à mélange d'oxydes (MOX), mais dans la limite de 40 % du cœur uniquement. Le chargement du combustible MOX devrait se faire progressivement à partir de 2014.

En 2013, l'exploitant de la centrale de Borssele a également été autorisé à prolonger la durée de vie de l'installation de 2014 jusqu'à la fin de 2033.

Le combustible usé de la centrale de Borssele est retraité à La Hague, en France. Les déchets vitrifiés et les résidus métalliques issus de l'opération sont réacheminés jusqu'aux Pays-Bas et entreposés sur le site de la *Centrale Organisatie Voor Radioactief Afval* (COVRA – Organisation de gestion des déchets radioactifs) à Vlissingen, non loin de la centrale de Borssele.

Pologne

La Pologne ne possède pas encore de réacteur de puissance. Sa seule installation nucléaire en fonctionnement est le réacteur de recherche Maria, implanté à Swierk (*Narodowym Centrum Badań Jądrowych* – Centre national de recherche nucléaire), qui sert également à la production de radioisotopes médicaux.

Nommé en 2009, le Commissaire du Gouvernement à l'énergie nucléaire a pour mission de coordonner et de superviser l'adaptation de l'environnement réglementaire et institutionnel que nécessite la mise en service de réacteurs de puissance. Le groupe PGE Polska Grupa Energetyczna SA est pour sa part responsable de la construction de la centrale.

Le cadre juridique qui régit le secteur nucléaire en Pologne comprend :

- la loi du 13 mai 2011 portant modification de la loi sur l'énergie atomique et d'autres lois, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011 ;
- la loi du 29 juin 2011 sur la préparation et la réalisation d'investissements dans des installations nucléaires et d'investissements connexes, également entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011.

Le programme électronucléaire polonais, adopté en janvier 2014 par le Conseil des ministres, est un document stratégique définissant les rôles et responsabilités des institutions chargées de la mise en œuvre du programme ainsi que des dispositions concernant la sûreté nucléaire et 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 responsable de suivi de ces investissements. Ainsi, le choix du site où sera construite la première centrale et la signature du contrat spécifiant la technologie de réacteur retenue devraient avoir lieu d'ici la fin de 2016. Par la suite, la conception technique de la centrale et le respect des exigences prévues par la loi devraient intervenir en 2018. À l'étape IV du programme, le groupe PGE Polska Grupa Energetyczna SA devrait obtenir une autorisation de construction, puis procéder à la construction de la première tranche nucléaire, suivie de son couplage au réseau, d'ici la fin 2024, date à laquelle la construction de nouvelles tranches, dans cette centrale ou dans la seconde, devrait commencer. Enfin, la cinquième étape (2025-2030) prévoit la poursuite et le lancement de la construction de nouvelles tranches, ainsi que l'achèvement de la toute première centrale nucléaire du pays. La deuxième centrale nucléaire polonaise devrait quant à elle ouvrir ses portes en 2035.

Le 7 février 2013, l'entreprise PGE EJ1 a signé avec le consortium composé de WorleyParsons Nuclear Services JSC, de WorleyParsons International Inc. et de WorleyParsons Group Inc. un contrat relatif à la réalisation de travaux (caractérisation du site et études en vue de la demande d'autorisation) nécessaires en vue de la construction de la première centrale nucléaire polonaise, un projet dont PGE EJ1 aura la direction. Cette première centrale aura une puissance d'environ 3 000 MWe.

Le Conseil des ministres a demandé au ministre de l'Économie de préparer la Stratégie nationale de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé, dont la première version a été présentée en décembre 2013. Le Conseil des ministres devrait adopter ce document avant fin 2014.

La Pologne travaille actuellement à l'adoption d'une nouvelle directive du Conseil de l'Union européenne (2011/70/Euratom) relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Ce texte devrait être transposé en droit national à la fin du deuxième trimestre 2014.

Le centre de stockage de déchets de faible et moyenne activité polonais atteindra sa pleine capacité en 2025. Le pays doit donc trouver un nouveau site d'accueil afin d'y construire un nouveau centre. Le processus de sélection est en cours et devrait aboutir au choix d'un site en 2017. La conception du centre et l'obtention de toutes les autorisations nécessaires devraient quant à elles avoir lieu en 2018-2020, ce qui permettrait de démarrer la mise en stockage en 2024.

République de Corée

Politique énergétique

En 2013, le gouvernement coréen a annoncé le deuxième Plan national pour l'énergie (2013-2035), qui tient compte de certaines évolutions ayant entraîné la mise en place d'un partenariat public-privé. Ce plan décrit les orientations de la politique énergétique nationale pour ce qui est de la gestion de la demande, de la production distribuée d'électricité, de la durabilité de l'énergie, de la sécurité énergétique et de l'adhésion du public. À l'issue d'un travail de coordination entre agences, le plan a été approuvé à la réunion du Cabinet du 14 janvier 2014, présidée par le Premier ministre.

Le plan prévoit que les consommations totales d'énergie et d'électricité du pays continueront de progresser de respectivement 0,9 % et 2,5 % en moyenne chaque année jusqu'en 2035. Le gouvernement compte maintenir autour de 29 % la part du nucléaire dans le parc de centrales du pays. Celle des énergies renouvelables est fixée à 11 % comme elle l'était dans le premier Plan national pour l'énergie. Celle des centrales thermiques au gaz naturel devrait augmenter.

Énergie nucléaire

Au 31 décembre 2013, les 23 réacteurs coréens en service, soit 19 réacteurs à eau pressurisée et 4 réacteurs à eau lourde pressurisée de type CANDU, totalisaient une puissance installée de 20,7 GWe et produisaient 27 % de la totalité de l'électricité produite dans le pays. Outre ses 23 réacteurs en service, la République de Corée compte cinq tranches en construction et quatre dont elle prépare la construction.

Le deuxième Plan national pour l'énergie dispose que l'objectif fixé pour la part du nucléaire dans la production totale d'électricité doit être ramenée des 41 % initialement définis dans le premier plan en 2008 à la nouvelle valeur de 29 %. Malgré ce recul, la part de la puissance nucléaire installée future reste supérieure à celle d'aujourd'hui. Les travaux de construction se poursuivront comme prévu et la tranche 3 de Shin-Kori, première du pays à être équipée d'un réacteur APR-1400, devrait être raccordée au réseau en septembre 2014. Les neuf nouveaux réacteurs (en construction et prévus) devraient être prêts d'ici 2022.

Recherches et développement

Les pouvoirs publics ont mis en place des programmes d'études et recherches à moyen et à long terme portant non seulement sur les systèmes nucléaires du futur mais aussi sur la sûreté nucléaire, les applications des rayonnements ionisants et la mise au point de réacteurs de puissance avancés.

Le pays a également jeté les bases du projet de collaboration internationale ATLAS de l'OCDE/AEN, auquel participeront 12 à 15 pays et qui se déroulera dans l'installation ATLAS de l'Institut coréen de recherche sur l'énergie atomique (*Korea Atomic Energy Research Institute – KAERI*). Il s'agira d'étudier les questions de sûreté mises en lumière à la suite de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi et, en particulier, d'effectuer la vérification expérimentale de systèmes de sûreté passive afin de renforcer encore davantage la sûreté nucléaire.

Les recherches coréennes se concentrent également sur le développement de technologies de décontamination et de démantèlement en prévision des futurs besoins de démantèlement tant en Corée qu'à l'étranger.

État des centrales nucléaires

Depuis le raccordement au réseau de la tranche 2 de Shin-Kori (réacteur de puissance optimisé OPR-1000) et de la tranche 1 de Shin-Wolsong (OPR-1000) en juillet 2012, la République de Corée compte 23 tranches nucléaires en service (6 à Kori, 6 à Hanbit, 5 à Wolsong et 6 à Hanul) représentant au total une puissance installée de 20 716 MWe.

En 2008, l'exploitant de la tranche 1 de la centrale de Kori, équipée du plus vieux réacteur de la République de Corée, a reçu l'autorisation de maintenir ce réacteur en exploitation. En décembre 2009, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) a déposé une demande de renouvellement d'autorisation d'exploitation de la tranche 1 de Wolsong, les trente années de durée de vie initiale du réacteur ayant expiré en novembre 2012. Cette demande est toujours en cours d'instruction.

Outre ses réacteurs en service, la République de Corée compte cinq tranches en construction, quatre dont elle prépare la construction et deux à l'état de projet. Les tranches en chantier sont la tranche 2 de ShinWolsong (OPR-1000), les tranches 3 et 4 de Shin-Kori (APR-1400) et les tranches 1 et 2 de Shin Hanul (APR-1400). Les tranches 5 et 6 de Shin-Kori (APR-1400) et 3 et 4 de Shin Hanul (APR-1400) en sont au stade préparatoire.

Restructuration du régime national de réglementation de la sûreté nucléaire

Depuis la mise en place du nouveau gouvernement et la restructuration administrative qui a suivi en février 2013, la Commission de sûreté et de sécurité nucléaires (*Nuclear Safety and Security Commission – NSSC*) rend désormais directement compte au cabinet du Premier ministre. Les lois et réglementations y afférentes ont été modifiées pour refléter cette nouvelle organisation.

Gestion des déchets radioactifs

La construction du centre de stockage des déchets de faible et moyenne activité de Wolsong devrait s'achever en juin 2014. Parallèlement, la République de Corée continue d'élaborer sa politique de gestion du combustible usé : une nouvelle commission de concertation publique (*Public Engagement Commission on Spent Nuclear Fuel Management – PECOS*) a vu le jour en octobre 2013. Composée de 15 commissaires spécialistes des sciences humaines et sociales, ingénieurs ou représentants recommandés par des organisations non gouvernementales ou par des communautés riveraines des centrales nucléaires, cette commission aura pour mission, après des échanges et des études approfondis concernant les solutions de gestion du combustible usé, de remettre l'an prochain au gouvernement un rapport final contenant ses recommandations.

Sur la base des conclusions de la concertation publique, le gouvernement établira un plan cadre de gestion des déchets radioactifs. Indépendante du gouvernement, la Commission PECOS s'attachera à recueillir les avis de toutes les parties prenantes afin de prendre des décisions consensuelles. La première phase de concertation publique consistera pour la Commission PECOS à étudier la situation sur le territoire coréen et à l'étranger pour approfondir la question de la gestion du combustible usé et à tenir des réunions avec des groupes divers pour entendre les différents points de vue. De plus, l'Agence coréenne pour la gestion des déchets radioactifs (*Korea Radioactive Waste Agency – KORAD*) accueillera l'édition 2014 du *National Workshop and Community Visit* (atelier national et rencontre avec des collectivités locales) du Forum sur la confiance des parties prenantes (FSC).

Accords bilatéraux

La République de Corée a signé des accords intergouvernementaux de coopération sur les utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire avec la Finlande et avec la Hongrie en octobre 2013. Elle a ratifié son accord avec le Mexique en juillet 2013.

République tchèque

En 2013, la République tchèque a procédé à une évaluation d'impact stratégique en vue de la mise à jour de sa politique énergétique nationale et a lancé la préparation de sa nouvelle loi atomique. La mine d'uranium de Dolní Rozinka est toujours en activité.

Du fait des bonnes performances de fonctionnement des deux centrales nucléaires du pays en 2013, la production d'électricité a atteint un niveau record. Ce résultat est principalement le fait de la centrale de Dukovany dont la production a atteint pour la première fois 15 680 GWh (bruts).

La rénovation des quatre tranches de la centrale de Dukovany, qui a permis de porter la puissance installée de chacune à 510 MWe (bruts), s'est achevée en 2012. Le programme de rénovation des tranches de la centrale de Temelin a donc démarré en 2013. L'objectif est de porter la puissance installée de chacune de ces tranches à 1 056 MWe (bruts) en 2015.

Le présent rapport tient compte de plusieurs hypothèses de base et de modifications apportées depuis le rapport de l'an dernier aux projections à long terme de la puissance installée et des besoins en combustible :

- la durée de vie des réacteurs de Dukovany peut raisonnablement être estimée à 50 ans ;
- la mise en service des deux nouvelles tranches envisagées pour Temelin ne devrait pas se produire avant 2026 et 2028, respectivement (une décision concernant les résultats de l'appel d'offres en cours pour sélectionner le constructeur de ces deux réacteurs devrait être prise avant la fin de 2014) ;
- l'hypothèse haute retenue pour les besoins en uranium en 2025 traduit l'une des possibilités d'approvisionnement envisagée pour le chargement des premiers cœurs des futures tranches 3 et 4 de Temelin, lequel scénario conduit à répartir les besoins d'enrichissement et de conversion sur les quelques années précédant la mise en service des nouvelles tranches ;
- la mise en service d'un nouveau réacteur sur le site de Dukovany est toujours envisagée mais a été reportée à 2035 (ce dont rend compte l'hypothèse haute pour 2035).

Dès 2014, la centrale de Dukovany devrait progressivement utiliser des assemblages combustibles contenant du combustible avancé à plus forte teneur en uranium enrichi (135,5 kg au lieu de 126,3 kg dans les assemblages actuellement chargés).

Suède

En décembre 2012, l'Autorité suédoise de sûreté nucléaire (*Strålsäkerhetsmyndigheten* – SSM) a remis le plan d'action national relatif aux « tests de résistance » de l'UE au Groupe des régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire (ENSREG). Aux termes de ce document, les exploitants de centrales nucléaires doivent indiquer à la SSM les solutions possibles pour améliorer la sûreté. Le calendrier des activités inscrites au plan d'action national s'étend jusqu'à 2015.

Les augmentations de puissance en cours et les changements intervenus en 2013 sont les suivants :

- La phase d'essais de la tranche 1 de Ringhals est terminée mais l'exploitant n'a pas encore reçu l'autorisation d'exploitation dans les conditions normales car un autre essai est en cours à la suite d'importants travaux de modernisation.
- Le gouvernement a approuvé l'augmentation de puissance de la tranche 4 de Ringhals. L'autorité de sûreté examinera une demande d'autorisation plus détaillée que l'exploitant doit lui soumettre.
- L'exploitant de la tranche 3 de Ringhals a conduit un essai à la nouvelle puissance nominale plus élevée et a reçu de l'autorité de sûreté l'autorisation d'exploiter la centrale dans les conditions normales.
- L'exploitant OKG de la tranche 2 d'Oskarshamn a remis à l'autorité de sûreté une demande d'autorisation d'un rapport de sûreté qui doit étayer les modifications de structure nécessaires à une augmentation de puissance du réacteur. Cependant l'examen de ce rapport est en suspens tant qu'OKG continue de faire l'objet d'une procédure dite de « supervision spéciale ».

- L'exploitant de la tranche 3 d'Oskarshamn conduit actuellement un essai à la nouvelle puissance nominale plus élevée.
- L'exploitant de la tranche 1 de Forsmark a reçu du gouvernement l'autorisation de procéder à une augmentation de puissance, mais il n'a pas encore déposé la demande d'autorisation du rapport préliminaire de sûreté relatif au fonctionnement du réacteur à cette nouvelle puissance.
- L'exploitant de la tranche 2 de Forsmark a conduit un essai à la nouvelle puissance nominale plus élevée atteinte après les augmentations de puissance successives réalisées en 2013.
- L'exploitant de la tranche 3 de Forsmark a reçu du gouvernement l'autorisation de procéder à une augmentation de puissance, mais il n'a pas encore déposé la demande d'autorisation du rapport préliminaire de sûreté relatif au fonctionnement du réacteur à cette nouvelle puissance.

Suisse

Le gouvernement suisse a décidé en 2011 de sortir du nucléaire et que les centrales actuelles ne seraient pas remplacées. Une nouvelle loi sur l'énergie va être adoptée par le Parlement vraisemblablement au cours de l'année 2015. La centrale nucléaire de Mühleberg sera arrêtée pour des raisons économiques en 2019.

Turquie

La Turquie prévoit de mettre en service deux centrales nucléaires, soit huit réacteurs au total, sur les sites d'Akkuyu et de Sinop, en 2023. Dans son exposé stratégique relatif au marché de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles définit de nouveaux objectifs pour le parc électrique du pays et notamment une part du nucléaire dans la production d'électricité d'au moins 10 % d'ici 2023. La construction de la troisième centrale nucléaire du pays devrait débuter en 2023.

S'agissant du premier projet de centrale, la Fédération de Russie et la Turquie ont signé, le 12 mai 2010, un accord intergouvernemental relatif à la construction et à l'exploitation d'une centrale nucléaire sur le site d'Akkuyu. Cette centrale comprendra quatre réacteurs à eau sous pression de conception russe VVER-1200 (AES-2006) d'une puissance installée de 1 200 MWe chacun. Le projet a été établi sur la base du modèle de la construction-propriété-exploitation de Rosatom.

Un an après la date d'entrée en vigueur de l'accord intergouvernemental, était créée l'entreprise Akkuyu Project Company (APC) basée en Turquie mais au capital intégralement détenu par la Russie. APC a déposé auprès des autorités publiques concernées toutes les demandes d'autorisations nécessaires en vue du démarrage de la construction de la centrale. Afin de disposer de données récentes sur les caractéristiques du site, APC a démarré une étude de caractérisation du site d'Akkuyu. Elle a transmis pour évaluation une version révisée du rapport concernant le site de la centrale à l'Autorité turque de l'énergie atomique (*Türkiye Atom Enerjisi Kurumu* – TAEK) le 22 mai 2012. Le 9 juillet 2013, elle a également remis une étude d'impact sur l'environnement au ministère de l'Environnement et de l'Urbanisme.

Le 3 mai 2013, à Ankara, la Turquie a signé avec le Japon un accord intergouvernemental relatif à la coopération pour le développement de centrales nucléaires et de l'industrie nucléaire en Turquie. Les négociations d'un accord-cadre avec le gouvernement hôte ont débuté peu après et se sont achevées le 17 novembre 2013. L'accord intergouvernemental prévoit la construction, sur le site de Sinop, de quatre réacteurs de conception ATMEA1 (élaborée conjointement par Areva et par Mitsubishi Heavy Industries) d'une puissance installée de 1 120 MWe chacun, sur la base d'un partenariat public-privé. Les deux accords feront ensemble l'objet d'une ratification par le Parlement turc.

Le gouvernement turc a préparé un projet de loi sur l'énergie nucléaire, et l'a transmis aux organisations publiques concernées pour avis et commentaires. Ce projet de loi prévoit l'établissement d'une autorité de sûreté nucléaire indépendante et encadre la délivrance des autorisations, la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs, le démantèlement, les activités d'inspection, les infractions et les sanctions. Il sera déposé au Parlement pour examen et adoption.

Un autre projet de loi sur la responsabilité civile nucléaire a été préparé en conformité avec la Convention de Paris sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire du 29 juillet 1960 et ses amendements et compléments, y compris le Protocole de 2004. Il a été remis au Premier ministre.

Enfin, le Parlement turc a prévu d'examiner le projet de loi portant adhésion à la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs et le projet de loi portant ratification de l'amendement à la Convention sur la protection physique des matières nucléaires.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

The OECD is a unique forum where the governments of 34 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, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, New Zealand, Norway, Poland, Portugal, the Republic of Korea, 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 31 countries: Australia, Austria, Belgium, Canada, the Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, the Republic of Korea, the Russian Federation, 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 friendly 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 policy analyses in areas such as energy and sustainable development.

Specific areas of competence of the NEA include the safety and regulation of nuclear activities, radioactive waste management, 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. In these and related tasks, the NEA works in close collaboration with the International Atomic Energy Agency in Vienna, with which it has a Co-operation Agreement, as well as with other international organisations in the nuclear field.

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 and any 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 2014

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 rights@oecd.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: AP1000 under construction Sanmen NPP, People's Republic of China (SNMPC 2010); Yellow cake on band filter from Somair ore processing plant, Arlit, Niger (AREVA, Jean-Marie Taillat).

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 34 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, 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, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République de Corée, 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 31 pays : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Fédération de Russie, 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 de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, 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 des politiques réalisées par l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs, 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.

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle un Accord de coopération est en vigueur, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine de l'énergie nucléaire.

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 et toute carte 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 2014

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 rights@oecd.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 : AP1000 en construction à la centrale nucléaire de Sanmen, République Populaire de Chine (SNMPC 2010) ; Yellow cake sur filtre à bande de l'usine de traitement du minerai de Somair, Arlit, Niger (AREVA, Jean-Marie Taillat).

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.

An **NEA monthly electronic bulletin** is 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.

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 – 2014

Nuclear Energy Data is the OECD Nuclear Energy Agency's annual compilation of statistics and country reports documenting the status of nuclear power in the OECD area. Information provided by member country governments includes statistics on installed generating capacity, total electricity produced by all sources and by nuclear power, nuclear energy policies and fuel cycle developments, as well as projected generating capacity and electricity production to 2035, where available. Total electricity generation at nuclear power plants and the share of electricity production from nuclear power plants remained steady in 2013 despite the progressive shutdown of all reactors in Japan leading up to September and the permanent closure of six reactors in the OECD area. Governments committed to maintaining nuclear power in the energy mix advanced plans for increasing nuclear generating capacity, and progress was made in the development of deep geological repositories for spent nuclear fuel, with Finland expected to have the first such facility in operation in the early 2020s. 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 – 2014

Les *Données sur l'énergie nucléaire*, compilation annuelle de statistiques et de rapports nationaux de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, présente la situation de l'énergie nucléaire dans les pays de l'OCDE. Les informations communiquées par les pouvoirs publics des pays membres de l'OCDE comprennent des statistiques sur la puissance nucléaire installée et sur la production d'électricité totale et nucléaire, les politiques nucléaires et les évolutions du cycle du combustible ainsi que, lorsqu'elles sont disponibles, des projections jusqu'en 2035 de la puissance nucléaire installée et de la production d'électricité. En 2013, la production totale d'électricité des centrales nucléaires ainsi que la part du nucléaire dans la production d'électricité sont restées stables malgré les mises à l'arrêt de tous les réacteurs japonais, intervenues progressivement jusqu'à septembre, et la mise à l'arrêt définitif de six réacteurs dans la zone de l'OCDE. Les pays décidés à conserver le nucléaire dans leur mix énergétique ont poursuivi leurs projets d'augmentation de la puissance nucléaire installée. Le développement de centres de stockages en couche géologique profonde pour le combustible usé a lui aussi progressé, la première installation de ce type devant entrer en exploitation en Finlande au début des années 2020. Le lecteur trouvera de plus amples informations sur ces évolutions et d'autres développements 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.