

The World Nuclear Industry Status Report 2023



Version française

Résumé · Conclusions

Premiers chiffres clés fin 2023

Focus France

The World Nuclear Industry Status Report 2023

Foreword by

Stephanie Cooke

Opinion Columnist at *Energy Intelligence*,
Former Editor, *Nuclear Intelligence Weekly*

By

Mycle Schneider

Independent Consultant, Paris, France
Project Coordinator and Lead Author

And

Antony Froggatt

Independent Consultant, and Deputy Director and
Senior Research Fellow, Environment and Society
Programme, Chatham House, London U.K.
Lead Author

With

Julie Hazemann

Director of EnerWebWatch, Paris, France
Documentary Research, Modelling and
Datavisualization

Timothy Judson

Independent Consultant,
Syracuse, New York, United States
Contributing Author

Doug Koplow

Founding Director, Earth Track,
Cambridge, United States
Contributing Author

M.V. Ramana

Simons Chair in Disarmament, Global and Human
Security at the School of Public Policy and Global
Affairs (SPPGA), University of British Columbia,
Vancouver, Canada
Contributing Author

Tatsujiro Suzuki

Vice Director, Research Center for Nuclear Weapons
Abolition, Nagasaki University (RECNA), Former
Vice-Chairman of the Japan Atomic Energy
Commission, Japan
Contributing Author

Paris, 2023-2024

© A Mycle Schneider Consulting Project

Christian von Hirschhausen

Professor, Workgroup for Economic and
Infrastructure Policy, Berlin University of Technology
(TU) and Research Director, German Institute for
Economic Research (DIW), Berlin, Germany
Contributing Author

Hartmut Winkler

Professor, University of Johannesburg,
South Africa
Contributing Author

Alexander James Wimmers

Research Associate at the Workgroup for Economic
and Infrastructure Policy (WIP), Berlin University of
Technology (TU), Berlin, Germany
Contributing Author

Nina Schneider

Proofreading, Fact-Checking, Production, Translation,
Paris, France
Proofreading and Production

Agnès Stienne

Artist, Graphic Designer, Cartographer,
Le Mans, France
Graphic Design and Layout

Friedhelm Meinass

Visual Artist, Painter, Rodgau, Germany
Cover-page Design, Painting and Layout

PREMIERS CHIFFRES CLÉS

FIN 2023

Nouvelle baisse des mises en construction de réacteurs nucléaires dans le monde

La Chine et la Russie conservent leur position de leaders

Le marché de niche des centrales nucléaires continue à être dominé par la Chine et la Russie. La première par le nombre de chantiers, la seconde par le nombre de projets mis en œuvre au plan mondial. Au cours des quatre dernières années, il n'y a pas eu un seul début de construction de réacteur nucléaire dans le monde qui ne soit implanté en Chine ou mis œuvre par la Russie.

Développements au cours de l'année 2023

Début 2023, neuf réacteurs devaient entrer en service dans le monde, mais cinq seulement, d'une capacité cumulée de 5 GW (gigawatts), ont finalement produit leurs premiers kilowattheures : un respectivement au Bélarus, en Chine, en Corée du Sud, aux États-Unis et en Slovaquie. La mise en service des quatre autres a été reportée à 2024, au plus tôt. Dans le même temps, cinq réacteurs d'une capacité cumulée de 6 GW étaient fermés : les trois derniers réacteurs allemands ainsi qu'un respectivement en Belgique et à Taïwan. Ainsi, le bilan des démarrages/fermetures a-t-il enregistré un solde négatif d'1 GW.

Alors que cinq réacteurs – deux respectivement au Canada et au Japon, et un en France – étaient recouplés au réseau après un arrêt de longue durée (Long-Term Outage ou LTO¹) et trois seulement avaient intégré cette catégorie au cours de l'année – un respectivement en Chine, en Corée du Sud et en France – le nombre de réacteurs en service dans le monde est passé de 411 au début 2023, à 413 (ou 370,9 GW) au 1^{er} janvier 2024.

1 - Dans les statistiques WNISR, un réacteur entre dans la catégorie « Long-Term Outage » (arrêt de longue durée) ou LTO, lorsqu'il n'a pas produit d'électricité sur l'ensemble de l'année calendaire précédente ainsi que du premier semestre de l'année calendaire en cours. Il est alors retiré des réacteurs en exploitation rétroactivement à la date où il a été découplé du réseau.

L'AIEA s'aligne sur les données du WNISR

Après de multiples révisions à la baisse des statistiques de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) sur les réacteurs en service, les courbes AIEA et WNISR de l'évolution du parc mondial en service se sont rapprochées, même si des différences subsistent. La plus grande disparité entre les deux séries de données se situe en 2012, tout juste après Fukushima, quand l'AIEA recensait 29 tranches de plus « en service » que le WNISR.

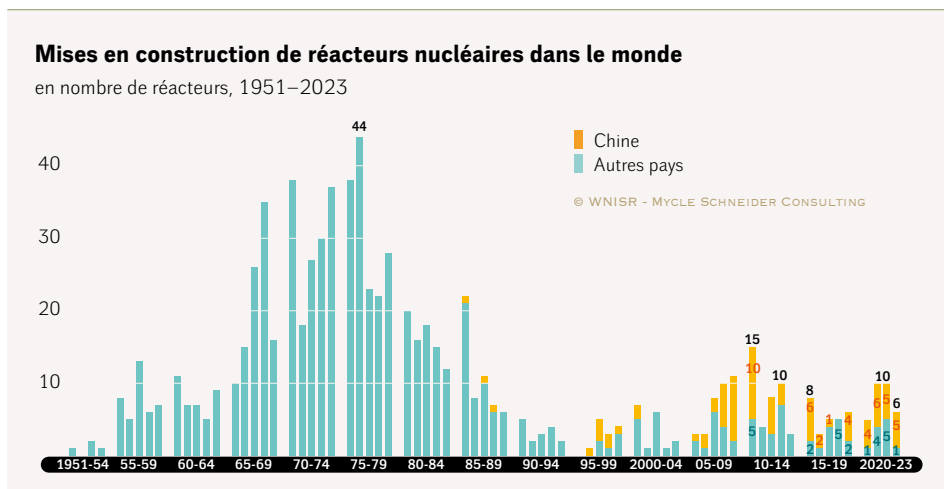
Début 2024, 25 réacteurs sont classés par l'AIEA dans une nouvelle catégorie appelée « Suspended Operation » (fonctionnement suspendu), similaire à la catégorie « LTO » du WNISR. Il s'agit d'une évolution remarquable, car depuis des années, le WNISR appelait à une révision de l'approche de l'AIEA permettant de classer comme « opérationnels » de nombreux réacteurs à l'arrêt n'ayant pas produit d'électricité depuis des années. Selon ses statistiques de juillet 2022, l'AIEA plaçait encore le maximum historique du nombre de réacteurs en service (449) en 2018, alors que selon les données du WNISR, il avait été atteint dès 2002 (438). Les statistiques AIEA révisées placent désormais le pic en 2005, avec 440 réacteurs, soit 6,5 % de plus que 18 ans plus tard.

Au 1^{er} janvier 2024, fait remarquable, le nombre de réacteurs en service dans les données AIEA et WNISR est identique. Un total de 26 réacteurs est toujours considéré en LTO dans le WNISR – peu différent des 25 en « fonctionnement suspendu » de l'AIEA –, soit 21 au Japon, trois en Inde et respectivement un en Chine et en Corée du Sud.

Un nombre de mises en construction en baisse

Six réacteurs ont été mis en construction, dont cinq en Chine, une baisse notable par rapport aux dix mises en construction par an dans le monde en 2021–2022. Depuis la date officielle de début de construction de la deuxième tranche de Hinkley Point C en 2019, et jusqu'à la fin de l'année 2023, la totalité des 31 mises en construction sont soit en Chine (20, dont quatre de conception russe) soit mises en œuvre par la Russie dans d'autres pays (11). La Russie s'est hissée au rang de leader mondial de la vente de réacteurs nucléaires dans le monde, avec un total de 24 constructions en cours dans huit pays (dont la Russie) contre 22 pour la Chine (toutes en Chine).

Figure 1 – Mises en construction dans le monde et en Chine



Sources : WNISR avec AIEA-PRIS, 2023

Au total, début 2024, 60 réacteurs (soit 60,5 GW) sont considérés en construction dans 16 pays – dont 26 (43 %) rien qu'en Chine. Neuf réacteurs en construction sur dix sont implantés dans des pays détenteurs d'armes nucléaires ou ont été conçus et mis en œuvre dans un pays tiers par des compagnies contrôlées par des pays détenteurs d'armes nucléaires.

Surpassé par les investissements dans les batteries, le nucléaire demeure insignifiant sur le marché mondial de l'électricité

Avec un essor sans précédent du déploiement des énergies renouvelables, le nucléaire accentue son retard. Alors que le bilan 2023 des mises en service/fermetures de capacité nucléaire dans le monde était négatif, le solaire a enregistré une croissance record estimée à 440 GW², dont 217 GW pour la Chine, qui n'a mis qu'un seul réacteur nucléaire (1 GW) en service dans le même temps.

Pour la première fois, avec un triplement de leur déploiement par rapport à 2022, les investissements mondiaux de 2023 dans les batteries stationnaires (connectées au réseau) ont dépassé ceux dans le nucléaire. En outre, le marché

2 - Han Feizi, "Bright, shining promise of China's solar revolution", *Asia Times*, 5 février 2024, voir <http://asiatimes.com/2024/02/bright-shining-promise-of-chinas-solar-revolution/>, consulté le 13 février 2024.

du stockage résidentiel a connu un envol considérable, avec quelques 500.000 systèmes de batteries installés au cours de l'année rien qu'en Allemagne.³

Un engagement de triplement de la capacité nucléaire d'ici 2050 impossible à tenir

Lors de la 28^{ème} Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC ou UNFCCC en anglais) en décembre 2023 à Dubaï, 25 pays – dont la France, le Royaume-Uni et les États-Unis, ainsi que des pays non nucléaires comme le Ghana, la Jamaïque ou la Moldavie – se sont engagés à tripler la capacité de production nucléaire mondiale d'ici 2050. La Chine et la Russie, au premier rang des constructions en cours, ne figurent pas parmi les signataires. Selon un exercice de projection du WNISR2023, en considérant que toutes les prolongations de durée de fonctionnement déjà octroyées étaient réalisées (alors qu'aucun réacteur n'a jamais fonctionné pendant 60 ans, et encore moins 80) et que toutes les constructions en cours étaient menées à terme (historiquement, un chantier sur neuf a été abandonnée avant connexion au réseau), il faudrait, *rien que pour maintenir le nombre actuel de réacteurs en service*, que dans les 27 ans à venir 270 réacteurs supplémentaires soient planifiés, construits, et mis en service. Un rythme de construction permettant le démarrage de dix réacteurs par an – dès 2024 – doublerait le taux moyen observé au cours des vingt dernières années. Un objectif très ambitieux, et plutôt irréaliste. L'idée de pouvoir planifier, construire et mettre en service quelques 1.000 réacteurs *supplémentaires* au cours de ces 27 ans pour tripler la capacité de production est tout simplement impossible sur le plan industriel.⁴ Un engagement étonnamment creux, mais véritablement trompeur, qui entretient la confusion des citoyen-ne-s sur l'état, les capacités, les tendances et les perspectives de l'industrie nucléaire dans le monde.

3 - Sauf mention contraire, les informations contenues dans ce paragraphe proviennent de données compilées par Nat Bullard ; voir Nat Bullard, "Decarbonization: Stocks and flows, abundance and scarcity, net zero", 31 janvier 2024, voir <https://www.nathanielbullard.com/presentations>, consulté le 18 février 2024.

4 - Voir aussi François Diaz-Maurin, "Nuclear expert Mycle Schneider on the COP28 pledge to triple nuclear energy production: 'Trumpism enters energy policy'", *Bulletin of the Atomic Scientists*, 18 décembre 2023, voir <https://thebulletin.org/2023/12/nuclear-expert-mycle-schneider-on-the-cop28-pledge-to-triple-nuclear-energy-production-trumpism-enters-energy-policy/>.

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

Après 2020–2021, pires années de pandémie de COVID-19, l'année 2022 a été principalement dominée par une crise énergétique mondiale, exacerbée par la guerre en Ukraine. Pour la première fois dans l'histoire, des installations nucléaires civiles en fonctionnement ont été directement attaquées militairement puis occupées par des forces ennemies dans un contexte de guerre totale. À la fin de l'année 2023, bien que n'attirant que peu d'attention au cours des derniers mois, l'occupation de la centrale nucléaire de Zaporijia se poursuit, et les menaces de coupures d'électricité et d'eau persistent. Les risques spécifiques d'une guerre totale pour une installation nucléaire ont fait l'objet d'une analyse détaillée dans le WNISR2022.

Le *World Nuclear Industry Status Report 2023* (WNISR2023) dresse un panorama exhaustif du parc nucléaire mondial, et fournit des données relatives à l'âge, l'exploitation, la production et les constructions de réacteurs. Le WNISR2023 comprend un chapitre spécial consacré aux aspects économiques et financiers du nucléaire (*Nuclear Economics and Finance*).

Le WNISR fait le point sur les programmes de construction en cours dans 13 des 32 pays, qui, à la mi-2023, exploitaient un parc nucléaire, comme dans les pays potentiels futurs exploitants (*Potential Newcomer Countries*). Le chapitre « *Focus Countries* » porte sur douze pays – parmi lesquels les cinq plus importants producteurs d'électricité nucléaire, l'Allemagne qui a fermé son dernier réacteur en avril 2023 et la Pologne qui envisage la construction de réacteurs – représentant près du tiers des pays nucléaires et 72 % du parc mondial. Le focus spécial sur les États-Unis apporte un éclairage détaillé de l'état du programme nucléaire américain, ainsi que sur les multiples initiatives fédérales et nationales de soutien au secteur. Pour la première fois, le chapitre « *Focus Countries* » comprend une section sur l'Afrique du Sud.

Le chapitre « *Small Modular Reactors – SMRs* » est consacré à l'analyse du développement des Petits Réacteurs Modulaires (PRM). Le « *Fukushima Status Report* » apporte un aperçu de la situation face aux enjeux sur et hors site. Le « *Decommissioning Status Report* » présente une vue d'ensemble de la situation des réacteurs définitivement fermés. Le chapitre « *Nuclear Power Versus Renewable Energy Deployment* » apporte des données comparatives sur les investissements, l'évolution des capacités et productions nucléaires, éoliennes, solaires, et autres

sources renouvelables au niveau mondial. Enfin, la traditionnelle *Annexe 1* propose une présentation synthétique de la situation dans les pays exploitants qui ne sont pas couverts dans les « Focus Countries ».

PRODUCTION ET RÔLE DU NUCLÉAIRE

Avant l'entrée en vigueur du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires (TNP) en 1970, quatorze pays exploitaient des centrales électronucléaires. Dès 1985, seize pays supplémentaires avaient mis en service des réacteurs de puissance. Sur la période de trente ans de 1991 à 2020, seuls cinq pays ont couplé au réseau leur première centrale nucléaire : Chine (1991), Roumanie (1996), Iran (2011), Émirats Arabes Unis et Bélarus (tous deux en 2020). Aucun nouveau pays n'a mis de réacteur nucléaire en service en 2021-2022. Quatre pays ont abandonné leur programme d'énergie nucléaire : Italie (1987), Kazakhstan (1998), Lituanie (2009) et Allemagne (2023).

Exploitation de réacteurs et capacité. Au 1^{er} juillet 2023, 32 pays exploitaient un parc nucléaire de 407 réacteurs – hors réacteurs en LTO (Long-Term Outage ou « arrêt de longue durée ») – soit quatre réacteurs de moins que dans le WNISR2022.⁵ C'est également onze de moins qu'en 1989 et 31 de moins que le maximum historique de 438 réacteurs en 2002. Fin 2022, avec une augmentation nette de 5,3 GW au cours de l'année, la capacité de production en service culminait à 368 GW⁶, soit 1 GW au-dessus du précédent record de 367 GW de la fin 2006, pour retomber à 364,9 GW à la mi-2023.⁷

Données AIEA et évaluation WNISR. Entre septembre 2022 et avril 2023, l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) a modifié de façon significative – avec effet rétroactif – les statistiques qu'elle présente dans son système d'information en ligne *Power Reactor Information System (PRIS)*.⁸ Ces changements influencent la perception des tendances de l'industrie nucléaire.

5 - Sauf mention contraire, les données sont arrêtées au 1er juillet 2023.

Différence WNISR2022-WNISR2023 : 6 mises en service + 1 redémarrage de réacteur ; 3 nouveaux LTO et 8 fermetures = -4

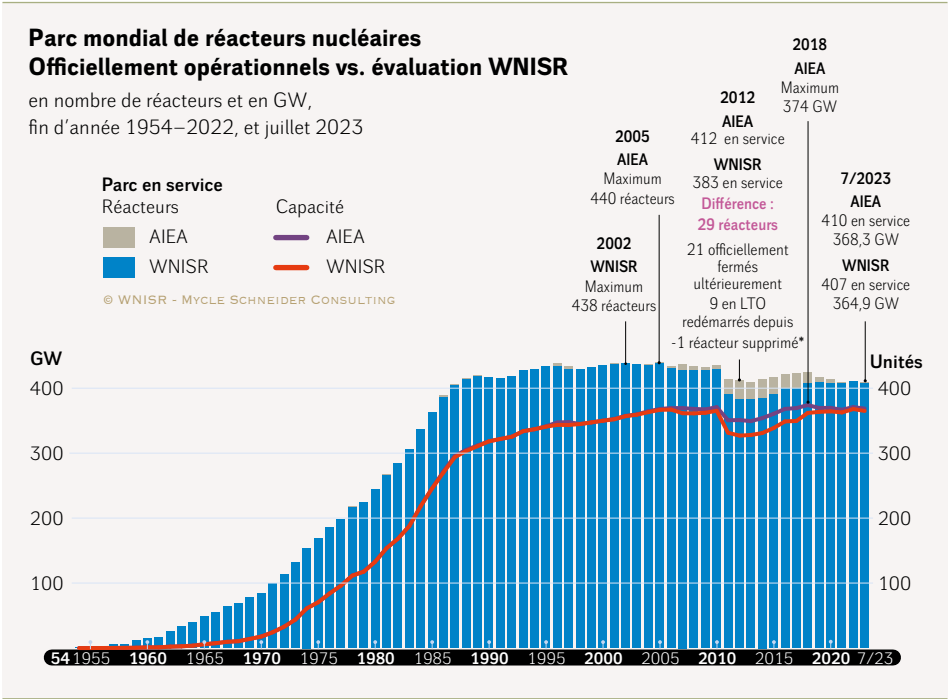
6 - Différence fin d'années 2021 et 2022 : sept mises en service (+7,6 GW), cinq fermetures (-3,3 GW) et un redémarrage (+1 GW)

7 - À la fin 2023, la capacité nucléaire mondiale atteignait un nouveau record de 370,9 GW.

8 - Voir AIEA, "Power Reactor Information Service", Agence Internationale de l'Énergie Atomique, voir <https://pris.iaea.org/pris/>.

Jusqu'en septembre 2022, PRIS situait en 2018 le record historique du parc nucléaire officiellement en service, tant en termes de nombre de réacteurs (449) que de capacité (396,5 GW). En juillet 2023, si les statistiques PRIS montrent toujours un record de la capacité en service en 2018 (désormais à 374 GW), le pic du nombre de réacteurs en service est atteint dès 2005 (440). Mi-2023, ces deux indicateurs sont inférieurs, PRIS affichant 410 réacteurs en service, pour une capacité de 368,3 GW (voir [Figure 2](#)).

Figure 2 – Statut des réacteurs officiellement opérationnels dans le monde comparé à l'évaluation du WNISR (à la fin 2023)



Sources : WNISR avec AIEA-PRIS, 2024

Notes : *Un réacteur chinois, le CEFR a été supprimé des statistiques de l'AIEA en mai 2023. Voir « [IAEA Unexpectedly and Quietly Revises Operating Reactor Data](#) » dans le WNISR2023.

Jusqu'en septembre 2022, l'AIEA comptait 33 réacteurs japonais dans le nombre total de réacteurs « en service » dans le monde, alors que 23 d'entre eux n'avaient pas produit d'électricité depuis 2010–2013 (et même depuis 2007 pour trois

d'entre eux), et dix seulement avaient redémarré. Mi-2023, l'AIEA avait retiré de la liste des réacteurs en service l'ensemble de ces 23 réacteurs (de façon rétroactive à la date de leur arrêt), et quatre en Inde, pour les placer dans une nouvelle catégorie appelée « Suspended Operation » (fonctionnement suspendu).

Dès 2014, le WNISR a appelé l'AIEA à adapter ses statistiques à la réalité industrielle et a introduit sa propre catégorie « arrêt de longue durée » (« Long-Term Outage » ou LTO). Mi-2023, le WNISR classait 31 réacteurs en LTO, dont 23 au Japon, trois en Inde, deux au Canada, et un en Chine, Corée du Sud, et France, soit deux de plus que dans le WNISR2022.⁹

Production d'électricité nucléaire. En 2022, la production du parc nucléaire mondial était de 2,546 TWh nets. En baisse de 4 % par rapport à 2021, elle retrouvait son niveau de 2020, année de la pandémie. Pour la troisième année consécutive, la Chine a produit plus d'électricité nucléaire que la France, maintenant sa deuxième place – derrière les États-Unis – au rang des principaux producteurs d'électricité nucléaire. Hors Chine, avec une baisse de 5 %, la production nucléaire est retombée à un niveau qui n'avait pas été enregistré depuis le milieu des années 1990.

Part de l'électricité. La part du nucléaire dans la production brute d'électricité commerciale dans le monde a enregistré une baisse de 0,6 points de pourcentage en 2022 – la baisse la plus importante depuis 2012, l'année post-Fukushima, – pour s'établir à 9,2 % soit près de la moitié du maximum de 17,5 % atteint en 1996.

MISES EN SERVICE ET FERMETURES DE RÉACTEURS

Mises en service. Sept réacteurs ont été couplés au réseau en 2022 : trois en Chine, et un respectivement en Corée du Sud, aux Émirats Arabes Unis, en Finlande et au Pakistan (construit par la Chine). Quatre autres ont démarré au premier semestre 2023 : un au Belarus, un en Chine, un aux États-Unis et un en Slovaquie.

⁹ - Fin 2023, les deux réacteurs canadiens, deux réacteurs japonais ainsi que le réacteur français avaient été recouplés au réseau.

Fermetures.¹⁰ Cinq réacteurs ont été fermés en 2022, trois au Royaume-Uni, un respectivement en Belgique et aux États-Unis. Cinq autres réacteurs ont été fermés au cours du premier semestre 2023 : trois en Allemagne, un respectivement en Belgique et à Taïwan.

Sur la période de 20 ans 2003–2022, il y a eu 99 mises en service et 105 fermetures dans le monde. Quarante-neuf de ces mises en service sont intervenues en Chine, où aucun réacteur n'a encore été fermé. Ainsi, hors Chine, il y a eu sur cette période une baisse nette drastique de 55 tranches et la capacité en service a chuté de plus de 24 GW.

DONNÉES SUR LES CONSTRUCTIONS

Au 1^{er} juillet 2023, on comptait 58 réacteurs (58,6 GW) en construction, soit cinq de plus que dans le WNISR2022, mais 11 tranches de moins (dont cinq abandonnées depuis) comparé à 2013.

Quatre réacteurs en construction sur cinq sont situés en Asie ou en Europe de l'Est. À la mi-2023, il y avait des réacteurs en construction dans seize pays – un de plus que dans le WNISR2022, avec l'entrée de l'Égypte et du Brésil (suite à la reprise d'une construction), et la sortie du Bélarus avec la mise en service de son dernier réacteur en construction. Quatre pays seulement – Chine, Corée du Sud, Inde et Russie – ont des réacteurs en construction sur plus d'un site. En 2022, dix réacteurs ont été mis en construction : cinq en Chine et cinq construits par la Russie en Égypte (2), en Turquie (1), ainsi qu'une barge, dont la construction est effectuée en Chine mais qui est destinée à être équipée de deux réacteurs en Russie (et donc comptabilisés pour la Russie). La construction de trois réacteurs a commencé au premier semestre 2023, deux en Chine et un en Égypte (construit par la Russie). La totalité des 28 constructions commencées dans le monde sur la période de 42 mois (entre début 2020 et mi-2023) ont été lancées par des compagnies détenues ou contrôlées par les gouvernements chinois et russe.

10 - Le WNISR considère comme année de fermeture d'un réacteur l'année de la fin de production d'électricité et corrige rétroactivement ses statistiques si les réacteurs n'ont pas fourni d'électricité au cours de l'année étudiée.

Constructions et fournisseurs

- ➔ À la mi-2023, avec 23 tranches, soit 40 % du total des constructions dans le monde, la Chine concentre de loin le plus grand nombre de réacteurs en construction. Toutefois, elle ne construit actuellement pas à l'étranger.
- ➔ La Russie domine largement le marché international en tant que fournisseur de technologie, avec 24 tranches en construction à la mi-2023, dont cinq sur son propre territoire. Les 19 autres constructions se répartissent entre sept pays, dont la Chine (4), l'Inde (4), la Turquie (4) et l'Égypte (3).¹¹ Il est difficile de savoir dans quelle mesure ces projets sont ou seront affectés par les sanctions imposées à la Russie et autres développements géopolitiques majeurs résultant de l'invasion de l'Ukraine.
- ➔ Outre le russe Rosatom, seules des entreprises françaises et sud-coréennes sont fournisseurs de l'îlot nucléaire de centrales actuellement en construction à l'étranger : la France au Royaume-Uni et la Corée du Sud aux Émirats Arabes Unis.¹²

Durées de construction

- ➔ La durée moyenne depuis la mise en construction de ces 58 réacteurs est de six ans – inférieure à la moyenne de 6,8 ans relevée un an plus tôt – mais bon nombre d'entre eux sont encore loin de leur mise en service.
- ➔ La construction *de l'ensemble* des réacteurs dans au moins 10 des 16 pays subit un retard, qui se compte souvent en années.
- ➔ Sur les 24 réacteurs dont le retard est explicitement documenté, celui-ci a été *allongé* pour au moins neuf d'entre eux ; pour un réacteur, le retard était annoncé pour la première fois.
- ➔ Le WNISR2021 listait 12 réacteurs dont la mise en service était attendue pour l'année 2022 ; début 2022, le démarrage de 16 réacteurs était prévu au cours de l'année (y compris quatre dont la mise en service avait été reportée de 2021 à 2022). Seuls sept ont effectivement été couplés au réseau à cette

11 - Deux tranches sont également en construction au Bangladesh, ainsi qu'une en Iran et une en Slovaquie.

12 - Un consortium dirigé par des industriels tchèques assure la fin de la construction d'un réacteur de conception russe (Mochovce-4) en Slovaquie.

échéance, et la mise en service des neuf autres a été repoussée à 2023 au plus tôt.

- ➔ La construction de Mochovce-4 en Slovaquie a initialement commencé en 1985, il y a 38 ans ; de nouveau retardée, sa mise en service est actuellement prévue en 2024. Commencée à l'origine en 1976, il y a plus de 47 ans, la construction de Bushehr-2 en Iran a repris en 2019, après 40 ans d'interruption, avec une mise en service actuellement prévue pour 2024. Le premier béton à Angra-3 au Brésil, remonterait à 2010, mais la construction a été interrompue entre 2015 et 2023.
- ➔ Six autres réacteurs sont sur la liste des réacteurs en construction depuis au moins dix ans : le PFBR (Prototype Fast Breeder Reactor), Kakrapar-4 et Rajasthan-7 et -8 en Inde, Shimane-3 au Japon, et Flamanville-3 (FL3) en France. Le démarrage des réacteurs français et indiens a de nouveau été reporté, tandis qu'il n'y a pas même d'estimation de mise en service pour le réacteur japonais.

Débuts de construction

- ➔ Dix réacteurs ont été mis en construction en 2022, dont cinq en Chine. La Russie a mis en construction des réacteurs en Égypte (2), en Turquie (1), ainsi qu'une barge en Chine devant à terme accueillir deux réacteurs flottants destinés à sa propre production.¹³ De fait, sur ce total de dix chantiers, sept sont de conception russe et trois de conception chinoise.
- ➔ Trois réacteurs ont été mis en construction au cours du premier semestre 2023, deux en Chine, et un en Égypte de conception russe.
- ➔ Ce sont des sociétés détenues ou contrôlées par les gouvernements chinois ou russe qui ont lancé la totalité des constructions entamées les 42 derniers mois (entre début 2020 et mi-2023).

ÂGE DES RÉACTEURS

- ➔ L'âge moyen¹⁴ du parc nucléaire mondial en service augmente depuis 1984, et s'établissait à 31,4 ans à la mi-2023, contre 31 ans à la mi-2022.

¹³ - La pose de la quille est considérée comme le début officiel de construction.

¹⁴ - L'âge des réacteurs est calculé par rapport à la date de leur premier couplage au réseau.

- ➔ Au total, 265 réacteurs – cinq de moins qu'à la mi-2022 – soit deux-tiers du parc mondial en service, sont en fonctionnement depuis 31 ans ou plus, dont 111 – plus d'un sur quatre – ont atteint ou dépassé une durée d'exploitation de 41 ans.
- ➔ En supposant qu'à l'horizon 2030, l'ensemble des autorisations de prolongation de durée de fonctionnement et des renouvellements de licence d'exploitation accordés soient réellement appliqués, que tous les chantiers en cours soient effectivement menés à terme, et que l'ensemble des autres réacteurs soient exploités jusqu'à 40 ans (à l'exception des tranches pour lesquelles une date spécifique de fermeture anticipée a été fixée), alors le solde du nombre de réacteurs en service serait négatif dès 2024, puis légèrement positif pour les années 2026-2027 ; cependant il faudrait à l'échéance 2030 la mise ou remise en service de 88 réacteurs *supplémentaires* (ou 66,5 GW) – soit un réacteur ou 0,7 GW par mois – pour compenser les fermetures. Cela équivaldrait quasiment à doubler le rythme annuel de mises en service observé au cours de la dernière décennie (pour passer de six à onze par an jusqu'en 2030), seulement pour maintenir le nombre actuel de réacteurs dans le monde. Compte tenu des délais de construction, un tel scénario semble tout à fait irréaliste.

FOCUS COUNTRIES

Les onze « pays focus » (*Focus Countries*) suivants représentent près du tiers des pays exploitant actuellement des réacteurs électronucléaires, ainsi que l'Allemagne qui a fermé ses derniers réacteurs en avril 2023, et la Pologne qui envisage de se doter de centrales nucléaires. Résumé des événements clés de 2022 et du premier semestre 2023 relatifs à ces pays :

Belgique. La production nucléaire a chuté de 13 % en 2022. Le parc nucléaire en service ne se compose plus que de cinq réacteurs, suite à la fermeture d'un réacteur en septembre 2022 puis d'un second en janvier 2023, dans le cadre de la politique de sortie du nucléaire. Le programme actuel prévoit d'en fermer trois autres d'ici à 2025 et de prolonger de dix ans l'exploitation des deux plus récents, jusqu'en 2035. Un accord juridiquement contraignant devrait être conclu au début de l'année 2024.

Chine. La production d'énergie nucléaire a augmenté de 3,2 % – évolution modeste comparée à la hausse de 11 % enregistrée en 2021 – et a continué à assurer une part stable de 5 % de la production totale d'électricité. Parallèlement, les productions éolienne et solaire étaient en hausse de 16 % et 31 % respectivement. Les énergies renouvelables hors hydro ont représenté 15,5 % de la production nationale brute d'électricité, soit plus de trois fois la contribution de l'énergie nucléaire.

France. Après une baisse de performance entamée en 2015, l'année 2022 a été une « annus horribilis », selon les termes de l'un des directeurs d'EDF. Sous l'effet combiné de défauts techniques génériques, de problèmes liés au vieillissement, d'impacts climatiques et de mouvements sociaux, la production nucléaire est retombée en dessous de son niveau de 1990, soit environ 120 TWh de moins que celle des années 2005-2015 (de l'ordre de 400 TWh). Cette chute de production est supérieure à la diminution de 106 TWh réalisée en Allemagne depuis 2010 dans le cadre de la sortie progressive du nucléaire. Au cours de l'année 2022, les réacteurs français ont enregistré en moyenne une production zéro pendant 152 jours. Pour la première fois depuis 1980, la France s'est retrouvée importatrice nette d'électricité, l'Allemagne jouant un rôle clé en tant que fournisseur. L'électricien français EDF, menacé de faillite par des pertes record et un niveau d'endettement net sans précédent – 64,8 milliards d'euros à la mi-2023 – a été renationalisé.

Allemagne. Le parc nucléaire allemand a produit 32,8 TWh net en 2022, soit une baisse de 50 % par rapport à l'année précédente due à la fermeture de trois réacteurs à la fin 2021, et une fraction du maximum de production de 162,4 TWh atteint en 2001. Le nucléaire représentait 6 % de la production brute d'électricité en Allemagne, comparé à un maximum historique de 35,6 % en 1999. Les trois derniers réacteurs ont été fermés le 15 avril 2023, 62 ans après le début de la production d'électricité nucléaire dans le pays.

Japon. Aucun réacteur supplémentaire n'a redémarré entre mi-2022 et mi-2023, et aucun n'a été fermé. À la mi-2023, seules 10 tranches étaient considérées en service et 23 en LTO. Après une forte hausse en 2021, la production nucléaire a enregistré une nouvelle baisse (-15,3 %) et représentait 6,1 % (-1,1 point de pourcentage) de la production totale d'électricité en 2022. Une commission d'enquête spéciale a dévoilé des centaines de cas de falsification chez Japan Steel Works, un des principaux fabricants de pièces forgées des centrales nucléaires dans le monde entier.

Pologne. En octobre 2020, le gouvernement a adopté un programme nucléaire à long terme prévoyant la mise en service de 6 à 9 GW de capacité nucléaire d'ici 2043. La Pologne avait abandonné la construction de deux réacteurs VVER de conception russe dans les années quatre-vingt, et plusieurs tentatives ultérieures de relance avaient échoué. En parallèle, le programme solaire polonais connaît une croissance parmi les plus rapides de l'Union Européenne ; avec 61 % d'augmentation en 2022, la capacité installée a ainsi atteint 12,4 GW.

Russie. En légère hausse, la production nucléaire a atteint un nouveau record de près de 210 TWh en 2022. La Russie dispose de 37 réacteurs en service, et cinq en construction. À l'étranger, elle confirme son rôle de premier constructeur nucléaire, avec 19 tranches en construction dans sept pays à la mi-2023. Huit pays européens, dont quatre membres de l'U.E., restent fortement dépendants de la Russie pour l'approvisionnement en combustible indispensable au fonctionnement de 38 réacteurs.

Afrique du Sud. La production nucléaire, en repli de 17 %, est tombée à un peu plus de 10 TWh, fournissant 4,9 % de l'électricité. Cette baisse est due à des arrêts prolongés pour remise à niveau dans la perspective d'une prolongation de 20 ans de la durée de fonctionnement, combinés à des arrêts non prévus en raison d'incidents techniques. Alors que l'important parc de centrales à charbon a lui aussi rencontré de sérieux incidents techniques, le pays a subi de graves pénuries d'électricité.

Corée du Sud. En hausse de 11,3 %, la production nucléaire a atteint 167,5 TWh, fournissant un peu plus de 30 % de l'électricité. Cette hausse est due à la mise en service d'un nouveau réacteur (Shin-Hanul-1) et à l'amélioration des performances de certaines tranches. L'entreprise publique KEPCO a toutefois enregistré une perte record de 25 milliards de dollars US (valeur 2022), alors que sa dette nette a bondi de 32 % pour atteindre un niveau sans précédent de 149 milliards de dollars US (valeur 2022). Les actions de KEPCO ont perdu 70 % de leur valeur au cours des sept dernières années.

Royaume-Uni. Le parc nucléaire rétrécit rapidement. Deux réacteurs de plus ont été fermés depuis le WNISR2022, ne laissant que neuf réacteurs en service et 36 réacteurs fermés (le plus grand nombre après les États-Unis) en attente de démantèlement. La part du nucléaire dans le mix électrique a quasiment diminué de moitié depuis 1997, quand elle représentait 28 %. La chute spectaculaire de la production française a cependant fait du Royaume-Uni un

exportateur net en 2022, pour la première fois en quarante ans. Par ailleurs, avec les retards à répétition, les estimations de coût pour les deux réacteurs en construction à Hinkley Point C ont continué à grimper, atteignant 44 milliards de dollars US (valeur 2021) en février 2023, pour un couplage au réseau de la première tranche prévu en juin 2027 au plus tôt.¹⁵

États-Unis. La production nucléaire a enregistré une légère baisse (-0,9 %), pour atteindre 771,5 TWh, son niveau le plus bas depuis dix ans, et sa part dans la production d'électricité commerciale a chuté à 18,2 %, son niveau le plus bas en 25 ans. Le parc nucléaire américain demeure le plus important au monde, avec 93 réacteurs en service, et l'un des plus vieux, avec une moyenne d'âge de plus de 42 ans. Après dix ans de construction, le premier des deux nouveaux réacteurs de Vogtle a été couplé au réseau en avril 2023. Le coût total de ces deux tranches est désormais estimé à plus de 35 milliards de dollars. De récents programmes de subventions considérables, en faveur de réacteurs existants non-rentables et de nouveaux projets de construction, ont été amplifiés au niveau fédéral, comme dans certains États, avec un impact sur les projets de fermeture existants. Les sept réacteurs fermés au cours des cinq dernières années ont fonctionné en moyenne un peu plus de 47 ans, bien loin des 60 ans autorisés par leurs licences. Les modèles commerciaux émergents comprennent le couplage de la production nucléaire avec les projections de besoins des datacenters, de l'extraction de cryptomonnaies, ou de la production d'hydrogène. Diverses enquêtes criminelles secouent toujours le secteur nucléaire. En mars 2023, l'ancien PDG de la compagnie d'électricité chargée du projet de construction (abandonnée) de V.C. Summer, a été condamné à 15 mois de prison, au remboursement d'un million de dollars de « biens mal acquis » et à une amende de 200.000 dollars pour avoir menti sur l'état d'avancement réel de la construction de la centrale.

15 - Depuis, EDF a revu le planning et les estimations de coût. Début 2024, le couplage au réseau de la première tranche est prévu en 2029, en 2030 dans le « cas de base », et en 2031 en cas de « scénario défavorable ». Le nouveau coût estimé pour les deux tranches est de 41,6 à 46,5 milliards de livres sterling en monnaie courante (48,6 à 54,4 milliards d'euros) avec un risque additionnel de 1,4 milliards de livres sterling (1,6 milliards d'euros), voir EDF, "Résultats Annuels 2023", 16 février 2024.

FUKUSHIMA STATUS REPORT

Douze ans se sont écoulés depuis le début du désastre nucléaire de Fukushima Daiichi provoqué par le « grand séisme de l'Est du Japon », le 11 mars 2011 (également désigné par 3/11 dans ce rapport) et les événements qui ont suivi. La situation est loin d'être stabilisée.

Panorama des enjeux sur site et hors site

Enjeux sur site

Retrait des combustibles usés. Le déchargement de l'ensemble des éléments combustible de la piscine du réacteur 3 a été achevé en février 2021. Celui des tranches 1 et 2, toujours à l'étape préparatoire, a été une nouvelle fois repoussé. Le début du déchargement est désormais prévu pour l'année fiscale 2027-2028, et devrait s'achever avant la fin 2031, plus de 20 ans après le début de la catastrophe.

Extraction des débris de combustible fondu. Les opérations ont été plusieurs fois reportées en raison de difficultés techniques. Un examen de l'état des structures soutenant la cuve du réacteur 1 suscite l'inquiétude quant à un effondrement potentiel, une grande partie du béton entourant les armatures ayant apparemment fondu.

Gestion de l'eau contaminée. Les injections d'eau servant à refroidir les combustibles fondus se poursuivent, et de l'eau hautement contaminée continue à s'écouler par des fissures dans le confinement vers les sous-sols, où elle se mélange à de l'eau provenant d'une rivière souterraine. Diverses mesures ont permis de réduire le flux, qui a parfois atteint 540 m³/jour, à quelques 90 m³/jour. Chaque jour, un volume équivalent est partiellement décontaminé puis stocké dans de grands réservoirs de 1.000 m³. Il faut donc encore un nouveau réservoir presque tous les 10 jours.

Au 24 août 2023, quelques 1,3 million de m³ d'eau traitée étaient stockés dans plus de 1.046 réservoirs.

Les autorités de sûreté ont approuvé le plan de rejet en mer de l'eau contaminée de l'exploitant TEPCO. Environ deux tiers de l'eau stockée à la fin mars 2023 doit subir un nouveau traitement, puis être diluée d'un facteur 100 (voire plus)

avant de pouvoir être rejetée via un tunnel d'un kilomètre de long, creusé sous la mer. Le premier relâchement d'eau partiellement décontaminée a commencé le 24 août 2023. Il faudra encore au moins 30 ans pour mener à bien ces opérations. Le projet demeure fortement contesté, y compris à l'étranger.

Enjeux hors site

L'avenir de dizaines de milliers de personnes évacuées, la contamination des denrées alimentaires et la gestion des déchets de décontamination constituent toujours des défis majeurs.

Évacuations. Au 1^{er} mai 2023, le nombre d'habitant-e-s de la préfecture de Fukushima toujours évacué-e-s s'élevait encore à environ 27.000; leur nombre avait atteint près de 165.000 au plus fort, en mai 2012. En 2022, pour la première fois, l'ordre d'évacuation pour un district considéré comme zone de « retour difficile » était levé ; ces zones, présentant toujours des niveaux d'exposition élevés, sont appelées « zones de reconstruction et de revitalisation ». Les taux de retour des habitant-e-s varient très fortement et se limitent souvent à des personnes âgées.

Contamination des denrées alimentaires. Selon les statistiques officielles, sur 36.309 échantillons analysés durant l'année fiscale 2022, 135 en provenance de dix préfectures dépassaient les limites réglementaires des taux de contamination. La question de savoir si le programme de contrôle apporte une image conforme à la situation reste ouverte. Au 1^{er} juillet 2023, des restrictions d'importation de denrées alimentaires en provenance du Japon étaient encore en vigueur dans 12 pays ou régions – contre un maximum de 54 pays/régions. En juillet 2023, la Commission européenne a levé les dernières restrictions d'importation appliquées par l'U.E.

Décontamination et gestion des terres contaminées. La terre contaminée placée dans les zones d'entreposage temporaire de la préfecture de Fukushima est en cours de transfert vers des installations d'entreposage intermédiaire réparties sur huit secteurs. À la fin mars 2023, quatre des dix installations d'entreposage étaient remplies au maximum de leur capacité, et environ 88 % de la capacité totale d'entreposage était occupée. Le stockage final de ces terres contaminées relève légalement de la responsabilité du gouvernement.

DECOMMISSIONING STATUS REPORT

Alors qu'un nombre croissant d'installations nucléaires atteignent le terme de la durée de vie initialement prévue ou sont fermées en raison de la dégradation des conditions économiques, leur démantèlement en temps voulu devient un enjeu majeur. (Ce chapitre ne couvre pas la gestion des déchets du démantèlement.)

- ➔ Mi-2023, le nombre de réacteurs nucléaires fermés atteignait 212 tranches, soit huit de plus qu'un an auparavant. Ainsi, près du tiers des réacteurs couplés au réseau au cours des soixante-dix dernières années étaient-ils fermés. Leur capacité cumulée de 105 GW dépassait pour la première fois la barre des 100 GW.
- ➔ Il y a 190 réacteurs en attente ou à différentes étapes de démantèlement, huit de plus qu'un an auparavant.
- ➔ Seuls 22 réacteurs, soit 10 %, des réacteurs fermés, ont été totalement démantelés, sans changement au cours de l'année écoulée : 17 aux États-Unis, quatre en Allemagne et un au Japon. Onze d'entre eux seulement – un de plus que dans le WNISR2022 – soit 5 % de l'ensemble des réacteurs fermés, ont été déclassés et soustraits du contrôle réglementaire.
- ➔ La durée moyenne des réalisations de démantèlement complet est de l'ordre de 21 ans, avec une fourchette assez large allant de 6 à 45 ans (les deux extrêmes correspondant à de très petits réacteurs, soit 22 MW et 63 MW respectivement).
- ➔ L'analyse portant sur 11 pays où sont implantés 84 % de l'ensemble des réacteurs fermés montre que la progression des projets de démantèlement dans le monde reste lente : sur 159 réacteurs à différentes étapes du processus de démantèlement, six sont en phase dite post-opérationnelle, 75 sont dans la phase préparatoire appelée ici « warm-up », 27 dans la phase « hot-zone » (dite « zone chaude »), 12 en phase finale « ease-off », et 39 en « long-term enclosure » (appelé aussi « confinement sûr »).
- ➔ Aucun des premiers pays nucléaires – Canada, France, Royaume-Uni et Russie – n'a à ce jour réalisé le démantèlement complet d'un seul réacteur.

POTENTIAL NEWCOMER COUNTRIES

À la mi-2023, il y avait des réacteurs en construction dans trois pays considérés comme « potential newcomer countries » (potentiels futurs exploitants) : le Bangladesh, l'Égypte et la Turquie. L'ensemble de ces projets est développé par l'industrie nucléaire russe. L'impact des sanctions et autres développements géopolitiques sur leur évolution reste incertain, même si certains effets ont déjà été documentés.

D'autres pays, comme l'Arabie Saoudite, le Kazakhstan, le Nigéria ou l'Ouzbékistan, sont à des stades plus ou moins avancés dans l'élaboration de projets, mais à ce jour, aucun n'a sélectionné de design ni réuni les financements nécessaires. Plusieurs pays, comme l'Indonésie, la Jordanie, la Thaïlande ou le Vietnam, ont abandonné ou suspendu des projets antérieurs. Principaux développements :

Arabie Saoudite. Début 2023, le gouvernement a confirmé avoir reçu des offres de Chine, Corée du Sud, France et Russie pour la construction de deux grands réacteurs.

Bangladesh. Deux réacteurs de conception russe sont en construction depuis 2017-2018. La mise en service de ces deux tranches était prévue en 2023 et 2024. Des sanctions auraient entraîné des retards dans la fourniture de certains équipements et la mise en service de la tranche 1 a été repoussée à la fin de l'année 2024 au plus tôt.

Égypte. La construction du premier réacteur nucléaire du pays, de conception russe, a été lancée le 20 juillet 2022 sur le site d'El Dabaa, en dépit de la guerre en Ukraine. La construction des tranches 2 et 3 ont commencé en novembre 2022 et mai 2023 respectivement.

Kazakhstan. Plusieurs fournisseurs potentiels ont été pressentis pour la construction de petits ou de grands réacteurs, mais aucune technologie n'a été adoptée, aucun site sélectionné, et aucun montage financier annoncé.

Nigeria. Le Nigeria a signé des accords de coopération avec plusieurs pays, envisageant de développer jusqu'à 4 GW de capacité nucléaire. Toutefois, le Plan de transition énergétique publié début 2023, avec un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2060, ne liste pas le nucléaire parmi les options de production d'électricité présentées.

Ouzbékistan. En mai 2022, les autorités annonçaient le choix d'un site dans le district de Farish (région de Djizakh), près du lac Tuzkan, pour la construction de deux VVER-1200 de conception russe. Le montage financier était alors en négociation, et aucune précision n'a été publiée depuis.

Turquie. La construction des quatre réacteurs d'Akkuyu a commencé entre 2018 et 2022, la mise en construction de la tranche 4 étant survenue en juillet 2022. Les autorités turques espéraient coupler le premier réacteur au réseau en 2023, date symbolique du centième anniversaire de la création de la république Turque, mais les délais n'ont pas été tenus. Le démarrage de la première tranche est désormais attendu en 2024, avec une mise en service industrielle en 2025.

LES PETITS RÉACTEURS MODULAIRES - SMALL MODULAR REACTORS (SMRs)

Dans la continuité des évaluations du développement et des perspectives des petits réacteurs modulaires (SMR) publiées dans de précédentes éditions du WNISR, la mise à jour de cette année n'identifie pas d'avancées majeures sur le terrain, malgré une attention médiatique croissante, et des engagements de financement public supplémentaires. La situation pays par pays en bref :

Argentine. Le projet CAREM-25 est en construction depuis 2014. Après de nombreux retards, la dernière estimation de démarrage serait 2027. Aucune réévaluation de coûts n'a été publiée ; la plus récente – antérieure aux derniers retards – indiquait qu'en termes de coût par kilowatt installé, celui de CAREM-25 avoisinerait le double des réacteurs de 3^{ème} génération les plus chers.

Canada. La promotion des SMR continue à bénéficier d'un fort soutien gouvernemental, au niveau fédéral et provincial. L'engagement le plus important – supérieur à 745 millions de dollars US (valeur 2022) – est celui de la Banque de l'infrastructure du Canada, en faveur du projet de SMR à Darlington. Plusieurs modèles ont été soumis à un examen de la conception d'un fournisseur (ECF) préalable à l'autorisation, mais aucun n'a encore été homologué par l'autorité de sûreté.

Chine. Dix ans se sont écoulés entre le début de construction et le fonctionnement à pleine puissance, en décembre 2022, de deux modules à haute température, soit deux fois plus longtemps que prévu. Depuis, le bilan

d'exploitation semble décevant. La construction d'un second modèle, l'ACP100 ou Linglong One, a débuté en juillet 2021, six ans après la date prévue, et avec un démarrage désormais attendu pour février 2026.

Corée du Sud. En 2012, le modèle SMART (System-Integrated Modular Advanced Reactor) était approuvé par l'autorité de sûreté nucléaire, sans qu'aucune commande ne suive. Plusieurs autres modèles seraient en phase initiale de développement. Divers développeurs étrangers de SMR ont entrepris de proposer des designs concurrents dans le pays, mais sans succès tangibles au-delà de symboliques protocoles d'accord.

États-Unis. Le DOE (Department of Energy) a déjà déboursé plus de 1,2 milliards de dollars pour les SMR, et a annoncé pour la prochaine décennie des financements supplémentaires qui pourraient s'élever à 5,5 milliards de dollars. Il n'y a toutefois pas un seul SMR en construction. Une évaluation finale de sûreté (conditionnelle) n'a été délivrée qu'à un modèle de NuScale. Depuis, sa puissance a toutefois été portée de 50 à 77 MW par module, et de nombreux points restent à résoudre avant sa certification. En octobre 2021, huit municipalités se sont retirées de l'unique projet d'investissement en Occident, le Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS), réduisant les souscriptions à 101 MW pour un projet de six modules (462 MW). En janvier 2023, les estimations de coûts avaient bondi à 9,3 milliards de dollars, et début novembre 2023, le projet était totalement abandonné, officiellement parce qu'il semblait « peu probable qu'[il] obtienne les souscriptions suffisantes pour son déploiement ».

France. En février 2022, le président Macron a annoncé une contribution d'un milliard d'euros pour le financement du développement du modèle de SMR Nuward et autres « réacteurs innovants ». Il est actuellement prévu que les études *basic design* soient achevées d'ici 2026, pour un début de construction en 2030.

Inde. Un réacteur à eau lourde (Advanced Heavy Water Reactor ou AHWR) est en développement depuis les années quatre-vingt-dix, mais sa mise en construction est régulièrement repoussée. Aucune élément n'indique que sa construction pourrait commencer dans un avenir proche. Il a été fait état d'un projet de « feuille de route pour l'étude de la faisabilité et de l'efficacité » des SMR.

Royaume-Uni. Le modèle « UK SMR » de Rolls Royce, d'une puissance (actuelle) de 470 MW (excédant les 300 MW généralement adoptés pour la définition des SMR), est en cours de développement depuis 2014. L'autorité de sûreté mène actuellement une évaluation de conception générique (*Generic Design Assessment* – GDA) qui devrait s'achever en août 2026. Six autres modèles de SMR sont en cours d'examen. Le gouvernement britannique vise une Décision finale d'investissement d'ici 2029.

Russie. La Russie exploite deux SMR embarqués sur une barge (l'Akademik Lomonosov). Ces deux réacteurs ont été couplés au réseau en décembre 2019, avec neuf ans de retard. Depuis, leur performance est médiocre. Un deuxième projet de SMR, un surgénérateur refroidi au plomb, appelé BREST-300 a été lancé en juin 2021. Ce projet était en discussion depuis dix ans, et devait à l'origine être mis en construction en 2018.

ASPECTS ÉCONOMIQUES ET FINANCIERS DU NUCLÉAIRE

Introduction

Les centrales nucléaires figurent parmi les projets de constructions les plus coûteux qui soient. Certains des principaux arguments de vente du nucléaire – source d'électricité fiable et non variable (ce qui reste discutable au vu des performances récentes en Belgique, en France ou au Japon par exemple), bas-carbone, pilotable, associée à une production de chaleur utilisable pour d'autres usages – sont des caractéristiques sensibles à la concurrence apportée par une large palette d'options, de plus en plus innovantes, sur l'ensemble du système. La pression d'innovation n'est en effet pas limitée à la production, mais touche également l'ensemble des éléments affectant le coût et la fiabilité des services, par exemple l'efficacité d'usage, l'effacement de consommation (« demand response ») l'intégration du véhicule (électrique) vers le réseau (V2G ou « vehicle-to-grid ») ou le stockage d'électricité pour intégrer la dimension variable de la production solaire ou éolienne. Certains modèles montrent déjà que le solaire photovoltaïque associé au stockage peut atteindre des facteurs de charge de 50 à 70 %. Des contrats à long terme combinant solaire, éolien et stockage sont déjà signés.

Sur les marchés clés, le financement du nucléaire est dicté par la géopolitique, non par l'économie

Même si des données fiables et exhaustives apportant une vision globale des crédits accordés ne sont pas accessibles, des données partielles permettent de mettre en évidence un fort soutien de crédit, en particulier de la part de la Russie et de la Chine pour les projets à l'étranger. Les financements généreux sont des éléments décisifs du succès relatifs de ces deux pays. Selon un ancien fonctionnaire de l'Agence pour l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE, « les sociétés de capital-investissement [privées] du secteur nucléaire ne sont plus compétitives sur les marchés internationaux » et « la Chine et la Russie sont en passe de mettre l'industrie nucléaire occidentale en cessation d'activité ». Une augmentation rapide des investissements de la Chine, au-delà de la centrale d'Hinkley Point C au Royaume Uni, est à envisager, avec 30 projets de réacteurs à l'étranger à l'horizon 2030, et plus de 145 milliards de dollars US d'investissement associés. Il est très difficile de dire combien de ces projets se concrétiseront, en particulier parce que le gouvernement américain a placé sur liste noire les principales compagnies nucléaires chinoises. On observerait toutefois une tendance vers un essor du rôle des banques d'import-export et des diverses banques internationales dans le financement de projets nucléaires. L'ExIm Bank américaine a émis des lettres d'intérêt pour soutenir le financement, à hauteur de plusieurs milliards de dollars, de projets de construction en Pologne, Roumanie et Ukraine. Si l'intervention de l'État n'est pas nouvelle, elle s'intensifie dans de nombreux pays. Le WNISR estime qu'environ 45 % de la capacité nucléaire installée est déjà entièrement détenue par des États.

Réacteurs en service : pression concurrentielle soutenue et soutien public

Ces dernières années, dans de nombreux pays, les centrales nucléaires en service sont en proie à des difficultés financières. Des arrêts non programmés affectent la production, alors que le vieillissement des réacteurs ou des problèmes imprévus ont lourdement tiré à la hausse le coût des réparations ou de réinvestissement, en particulier en France et au Japon. La performance des centrales est également affectée par les effets des changements climatiques, à l'instar de la disponibilité en eau de refroidissement, la capacité des sources froides, ou les tempêtes. Même si leur impact sur la production globale est encore

limité, les perturbations d'origine climatique sur la production nucléaire ont été multipliées par huit au cours des 30 dernières années, et la capacité disponible peut en être fortement impactée sur des périodes limitées. La concurrence du gaz naturel bon marché, et de plus en plus de l'éolien et du solaire, représente un sérieux risque concurrentiel pour le nucléaire, tout particulièrement à certaines périodes de l'année ou heures de la journée. En Finlande, par exemple, la surabondance d'électricité renouvelable et les prix de gros négatifs ont contraint à limiter la production du réacteur nucléaire d'Olkiluoto-3 un mois après sa mise en service industrielle, déjà fort retardée. Cela a aussi été le cas pour des réacteurs espagnols. Aux États-Unis, treize réacteurs ont été officiellement fermés entre 2013 et 2022 (y compris trois réacteurs dont la production avait cessé dès 2009 et 2012). La pression des coûts est plus évidente sur les marchés de l'électricité concurrentiels.

Soutenant que les fermetures de réacteurs entraîneraient à la hausse les émissions de carbone et que leur production, qualifiée d'« électricité fiable et bas-carbone », n'était pas correctement valorisée par le marché, l'industrie les a qualifiées de fermetures prématurées ; elle s'est battue – obtenant de plus en plus fréquemment gain de cause – pour la mise en place d'importants programmes de subventions destinées à soutenir l'exploitation de réacteurs non rentables. À l'échelle des États américains, des subventions financées par les contribuables ont ainsi été accordées à 19 réacteurs, sur des périodes allant de cinq à douze ans, pour un montant estimé à plus de 15 milliards de dollars US d'ici 2030. Des subventions fédérales, appelées *Zero-Emission Nuclear Production Credits*, proposent jusqu'à 15 dollars US/MWh pour des réacteurs en service entre 2024 et 2032. Ces aides peuvent vraisemblablement être cumulées à d'autres subventions, par exemple le soutien à la production d'hydrogène. De plus, le programme *Civil Nuclear Credit* (CNC) a alimenté un fonds national de 6 milliards de dollars US de subventions destinées à prévenir la fermeture de réacteurs en difficulté économique.

Le plus gros exploitant nucléaire au monde, Électricité de France (EDF), a été totalement renationalisé. Le gouvernement français exerce aussi un lobbying auprès des instances européennes afin de pouvoir subventionner son parc nucléaire existant via différents mécanismes de financements européens. En signant un accord de principe, le gouvernement belge a consenti à partager avec l'exploitant le risque économique de la prolongation de la durée de vie de deux réacteurs, de 10 ans au-delà de la date de fermeture initialement convenue,

entre autres par la création d'une structure juridique détenue à parité par l'État et Engie-Electrabel. Le Japon a *de facto* nationalisé TEPCO, l'exploitant de Fukushima, en injectant des fonds illimités pour l'indemnisation des victimes et la remédiation. Afin d'accélérer le redémarrage de réacteurs arrêtés depuis le 11/3, le gouvernement japonais envisage également des subventions qui apporteraient un revenu garanti sur 20 ans aux soumissionnaires retenus. Il s'agirait d'une extension du mécanisme d'enchères de fourniture à long terme d'électricité décarbonée qui doit commencer début 2024.

Économie des nouveaux réacteurs dans un contexte d'aide publique

Les estimations de coûts de construction dits *overnight* (hors frais financiers et autres) de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) pour les réacteurs à eau légère (REL ou LWR en anglais) varient du simple au double, de 1.827 €₂₀₁₈/kW (kilowatt) en Corée du Sud à 3.600 €₂₀₁₈/kW aux États-Unis – soit 2.157 et 4.250 \$ US₂₀₁₈/kW respectivement. Une étude indépendante du Workgroup for Infrastructure Policy (WIP) de l'Université technique de Berlin et de l'Institut allemand de recherche économique (DIW), s'appuyant sur une base de données portant sur un échantillon de 88 réacteurs, parvient à des montants bien plus élevés, dont des coûts de construction *overnight* moyens de 6.000 dollars US/kW pour les REL.

Les analyses du coût *overnight* présentent des limites importantes pour l'évaluation de la compétitivité du nucléaire : exclusion des frais financiers et autres coûts (alors que le financement est généralement reconnu comme une composante cruciale), nombre limité de cas réels servant de référence, hypothèse fréquente de la mise en œuvre de *n* réacteurs (*nth of a kind* ou NOAK) supposant un effet d'apprentissage par la construction d'une série de réacteurs, mais sans définir clairement *n*, qui peut correspondre à cinq, ou comme dans le cas des SMR, à des centaines. Les niveaux de production des principaux concurrents au nucléaire se situent dans des ordres de grandeurs totalement différents. Le parc mondial d'éoliennes dépasse les 300.000, dont plus de 25.000 installées sur la seule année 2022. La production de modules photovoltaïques (un panneau étant composé de plusieurs modules) se compte en centaines de millions par an, avec des effets d'apprentissage et de réductions de coûts bien documentés.

Une analyse universitaire portant sur les retards et surcoûts de « mégaprojets », conduite par Bent Flyvbjerg, a montré que les projets de gestion de déchets nucléaires occupent le haut du tableau, avec des surcoûts de 238 % en moyenne, les réacteurs se situant en troisième place, avec 120 % en moyenne.

Début novembre 2023, NuScale, concepteur du SMR le plus avancé aux États-Unis, a mis fin à son projet de fourniture de six modules à un regroupement de municipalités dans l'Utah. Les estimations de coûts avaient grimpé à 20.000 dollars US/kW. En dépit de subventions fédérales massives, estimées à plus de 4 milliards de dollars US, le coût attendu de l'électricité paraissait trop élevé pour la plupart des municipalités candidates.

Tendances des estimations du LCOE du nucléaire

Les évaluations de coûts actualisés de l'énergie (*Levelized Cost of Energy* ou LCOE), ne se limitent pas aux coûts de construction (*overnight costs*) mais intègrent également les coûts d'exploitation et de maintenance, les durées de construction, les facteurs de charge et les taux d'actualisation, pour dégager un coût moyen par unité d'énergie produite sur la durée de vie d'une installation. L'analyse conjointe de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN), deux agences de l'OCDE, montre que les LCOE sont sensibles aux variations des taux d'actualisation. Bien qu'il n'existe pas de scénarios de référence strictement fondés sur le marché pour le coût du capital du nucléaire, les surcoûts et retards historiques suggèrent que les taux devraient être plus élevés que pour les filières dont les coûts de construction sont davantage prévisibles. Plus le taux d'actualisation est élevé, moins le nucléaire est compétitif par rapport aux autres options.

En outre, l'éventail des estimations du LCOE nucléaire est assez large, même à taux d'actualisation identique. L'analyse des estimations de LCOE moyen de l' *Electricity Survey* de l'AIE montre qu'avec un taux d'actualisation de 5 %, les LCOE moyens vont de 51 dollars US/MWh dans les pays hors-OCDE à 62 dollars US/MWh dans les pays membres.

La société de gestion d'actifs Lazard conclut sur la base d'analyses similaires, qu'exception faite des centrales de pointe au gaz à un taux d'actualisation inférieur à 5,4 %, le nucléaire se révèle toujours la source la plus onéreuse en termes de LCOE. Avec un taux d'actualisation de 7,7 %, le nucléaire revient à

158 dollars US/MWh. Avec un taux d'actualisation de 10 %, et hors coûts de stabilisation du réseau (*firming costs*), le LCOE nucléaire est près de quatre fois supérieur à celui de l'éolien terrestre.

Les estimations de LCOE pour les pays hors-OCDE, généralement inférieures à celles des pays membres de l'OCDE, s'appuient sur des données plus limitées. Compte tenu du rôle important de ces pays dans les projets de construction, un meilleur accès à ces données serait fortement utile.

Coûts manquants ou sous-estimés

Au-delà des installations de production, des besoins annexes de la chaîne du combustible nucléaire s'avèrent plus onéreux et plus complexes que pour la plupart des autres modes de production. Ces autres éléments ne sont pas toujours bien pris en compte dans les évaluations économiques de cette filière, voire même explicitement exclus de certaines. Un point fondamental est de savoir si les coûts de démantèlement – non seulement de la centrale elle-même, mais aussi de l'ensemble des installations de la chaîne du combustible – tout comme ceux de la gestion des déchets, sont pris en compte dans les estimations ; et si oui, si ces évaluations sont exhaustives. Les fonds dédiés doivent être d'un niveau approprié, et soigneusement investis, pour atteindre les objectifs requis au moment voulu. Malheureusement, il arrive souvent que les fonds appropriés ne soient pas constitués tout au long de la durée d'exploitation de l'installation. Dans d'autres cas, les fonds collectés ont été détournés de leur usage en raison de la faiblesse structurelle du contrôle.

Les estimations des coûts du démantèlement sont très disparates, et les données empiriques limitées. Aux États-Unis, elles se situent dans une fourchette de 478 à 1.435 de dollars US/kWe pour les réacteurs détenus par des compagnies publiques, et de 615 à 2.148 de dollars US/kWe pour ceux de compagnies privées.¹⁶ Les raisons expliquant des projections bien plus élevées pour les entreprises privées ne sont pas claires.

Une analyse par réacteur, réalisée par le WNISR, a estimé les coûts de démantèlement de réacteurs commerciaux de grande puissance pour l'Allemagne, l'Italie, et la Lituanie, trois pays ayant abandonné le nucléaire,

16 - Callan Institute, "2022 Nuclear Decommissioning Funding Study", décembre 2022, pp. 5-6, voir <https://www.callan.com/research/2022-nuclear-decommissioning-study/>, consulté le 7 juillet 2023.

à environ 5,98, 14,05 et 13,78 d'euros/MWh respectivement ; soit au moins un ordre de grandeur supérieur à la plupart des estimations internationales, et ce à un niveau susceptible d'affecter la compétitivité du nucléaire, en particulier sur les marchés de gros. Ces cas sont particulièrement significatifs, leur production totale d'électricité respective étant connue, les coûts estimés peuvent être répartis sur une quantité déterminée de kWh.

Une étude de l'AIEA sur les mécanismes de financement du démantèlement et de la gestion des déchets nucléaires a montré que dans 30 % des pays ces activités dépendent d'un financement public ou de celui d'entreprises publiques. Pour les 70 % restants, il n'y a pas de garantie de la disponibilité de fonds suffisants au moment voulu pour couvrir les coûts. L'ensemble des pays s'appuient sur l'argent des contribuables pour combler les déficits.

Des études détaillées de cas européens ont mis en évidence d'importants déficits cumulés entre les fonds provisionnés pour le démantèlement et les estimations de coûts. Cet écart a été estimé à 10 milliards d'euros pour la France, 6 milliards d'euros pour l'Allemagne et 2,7 milliards d'euros pour la Suède. Aux États-Unis, le transfert de réacteurs fermés – assorti de l'accès à leur fonds de démantèlement – à des entreprises privées, comporte des risques particuliers, en cas de surcoûts, faillite ou accident majeur qui pourraient absorber les fonds disponibles.

Les estimations de coûts pour la gestion des déchets provenant de l'exploitation des réacteurs et des installations de la chaîne du combustible, ainsi que de leur démantèlement, atteignent des niveaux astronomiques. Rien que pour la gestion finale des combustibles usés, certaines estimations pour les États-Unis atteignent 168 milliards de dollars US (valeur 2018), et dépassent 19 milliards de dollars US (valeur 2020) pour le Canada; dans le cas de la construction du centre de stockage des déchets de haute activité en France, un « coût objectif » a été fixé à 25 milliards d'euros (valeur 2016) ; les estimations de coût de stockage – tous flux de déchets nucléaires confondus – atteignent 149 milliards d'euros pour l'Allemagne ; et environ 20.4 milliards d'euros (valeur 2021), soit 19.4 milliards de francs suisses (2021) pour la Suisse.

Les coûts de gestion des déchets nucléaires par kWh seront certainement plus élevés pour les SMR que pour les gros réacteurs.

Une couverture en responsabilité civile insuffisante en cas d'accident nucléaire

Dans le monde entier, les assurances destinées à couvrir les dommages hors site provoqués par des accidents dans des centrales nucléaires, des installations de la chaîne du combustible ou lors de transports, sont très couramment insuffisantes ou subventionnées. Pour ne prendre que l'exemple des accidents de réacteur, les exigences en matière de responsabilité des exploitants pour les dommages hors site sont fixées par la législation nationale. Des moyens supplémentaires peuvent être apportés par les États, une fois la limite de responsabilité des exploitants atteinte ; il y existe enfin un troisième niveau de couverture prévu dans le cadre d'une série de traités internationaux (comme la Convention de Paris, la Convention de Vienne, et divers protocoles conjoints et Conventions supplémentaires). Cependant, la couverture totale aux Etats-Unis, par exemple, le plus grand pool d'assurance au monde pour les accidents nucléaires, est elle-même bien en-deçà des dommages attendus d'un accident, même modéré. Le gouvernement japonais a par exemple estimé le coût des accidents de Fukushima de 2011 à 223 milliards de dollars, soit plus de seize fois le montant total de 13,6 milliards de dollars du pool d'assurance américain. En outre, l'ampleur du pool se réduit à mesure que ferment les anciens réacteurs.

Dans le cas des réacteurs plus petits, tels que les SMR, se sont des limites primaires beaucoup moins élevées qui s'appliquent via la souscription obligatoire à une police d'assurance spécifique au réacteur. Ces limites dépendent de la taille du réacteur, avec une fourchette des dommages couverts comprise entre 4,5 et 74 millions de dollars américains seulement. Par ailleurs, si la puissance des réacteurs est inférieure à 100 MWe, ils sont dispensés de participer au système de primes à versement différé.

Affirmations de l'industrie concernant des « avantages non compensés » du nucléaire et nouveaux marchés potentiels

Les promoteurs de l'industrie affirment parfois que le nucléaire n'est pas récompensé à sa juste valeur comme fournisseur de grandes capacités d'électricité stable, bas-carbone, et pilotable. Les paiements de capacité compensent déjà les grands fournisseurs d'électricité stable sur de nombreux marchés de l'électricité aux États-Unis et, de plus en plus, en Europe. La tarification du carbone dans le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne et, dans une moindre mesure, dans certaines régions des États-Unis, favorise déjà les fournisseurs d'électricité nucléaire face aux énergies fossiles. Les arguments concernant l'aspect « pilotable » ne sont pas tranchés. D'une part la capacité de la filière à moduler la production d'électricité pour accroître la flexibilité de l'offre reste limitée sur le plan technique. D'autre part, parce que cela entraîne une baisse des facteurs de charge, dont le maintien est nécessaire pour répartir des coûts fixes élevés, ce qui va à l'encontre des incitations à moduler la puissance.

La production d'hydrogène, la désalinisation de l'eau de mer, l'approvisionnement des secteurs consommateurs de chaleur industrielle à haute température et des usages sur site comme les datacenters ou la production de cryptomonnaie, par exemple, constituent des marchés de service émergents censés soutenir l'économie du nucléaire. La plupart de ces usages impliquant des clients à forte intensité capitalistique, dépendants d'une production quasi 24/7 pour être rentables, un fournisseur nucléaire se verrait contraint de leur allouer un pourcentage fixe de production, plutôt que de vendre des excédents d'électricité intermittents. Ces marchés alternatifs entreraient alors en concurrence avec les clients existants, plutôt que de venir en complément. Si certaines configurations d'utilisation (comme l'utilisation de nucléaire bas-carbone pour la production d'hydrogène), parvenaient à empiler les subventions, le rôle du nucléaire sur les marchés de l'électricité pourrait diminuer, entraînant potentiellement une augmentation des émissions de carbone. L'expansion du parc existant par la construction de nouveaux réacteurs pourrait alors apporter une réponse aux préoccupations de « détournement » de l'électricité bas-carbone. Toutefois, les coûts de l'électricité du nouveau nucléaire sont souvent considérés comme trop élevés par rapport à d'autres solutions pour soutenir ces marchés annexes.

Conclusion

Globalement, les contraintes économiques resteront un défi pour le nucléaire. Recherche et déploiements seront principalement dépendants des fonds publics, de l'absorption des risques et de la propriété directe de l'État. Même les projets « privés » de réacteurs dépendront d'environnements fortement soutenus par les gouvernements. Sur le marché de l'énergie au sens large, il est probable qu'avant de pouvoir observer des améliorations en termes de coûts, les évolutions technologiques des modes de production concurrents, le stockage de l'énergie, la gestion de la demande et l'efficacité énergétique auront entraîné de nouvelles baisses des coûts économiques, avec des réacteurs nucléaires toujours trop coûteux. Des politiques dites « sans regret », telles que la fixation d'un prix du carbone approprié, favoriseraient l'économie nucléaire comme celle d'autres stratégies de décarbonation, mais d'une manière plus neutre vis-à-vis du marché que la plupart des « politiques de soutien » actuelles.

LE NUCLÉAIRE FACE AU DÉPLOIEMENT DES RENOUVELABLES

Les événements en Ukraine, qui ont ébranlés les marchés de l'énergie en 2022, continuent à avoir un impact important sur les décisions en matière de politique énergétique à court et moyen termes. Certains pays ont nettement renforcé leurs investissements dans les énergies renouvelables ; le nucléaire est resté en haut des agendas politiques, sans pour autant avoir connu d'avancées majeures sur le terrain jusqu'à présent.

Investissement. En 2022, l'investissement total dans les énergies renouvelables (hors hydro) a atteint un nouveau record de 495 milliards de dollars, en hausse de 35 % comparé à l'année précédente ; c'est quatorze fois le niveau des décisions d'investissement annoncées pour la construction de réacteurs nucléaires, représentant quelques 35 milliards de dollars pour 9,4 GW. Après une hausse de 37 % en 2021, les investissements dans le solaire ont bondi de 50 % pour atteindre 307 milliards de dollars. En hausse de 19 %, les investissements dans l'éolien se montaient à 174 milliards de dollars. En 2022, les investissements dans les renouvelables étaient estimés à 74 % de l'ensemble des investissements dans la production d'électricité ; le nucléaire quant à lui n'en représentait que 8 %, tout comme les nouvelles centrales thermiques au charbon. Les investissements

de la Chine dans les énergies renouvelables ont été plus de deux fois supérieurs aux investissements combinés de l'Europe et des États-Unis et plus importants que l'ensemble des investissements mondiaux dans l'énergie nucléaire au cours de la dernière décennie.

Capacité installée. Un record de 348 GW de nouvelles capacités de production renouvelables (y compris hydro) a été installé en 2022, dont 75 GW environ pour l'éolien. L'ajout de nouvelles capacités photovoltaïques – dont les estimations varient considérablement, entre 191 GW selon l'IRENA et 243 GW d'après REN21 – a porté pour la première fois la capacité installée à plus d'1 TW¹⁷ (dans les deux estimations) à l'échelle mondiale. En comparaison, la capacité nucléaire en fonctionnement a connu une hausse nette de 4,3 GW.

Production d'électricité. En 2021, la production combinée du solaire et de l'éolien dépassait la production nucléaire pour la première fois. En 2022, les installations solaires et éoliennes ont produit 28 % de plus que les centrales nucléaires. Les facteurs de charge ont connu une nette amélioration ; en 2020, ils étaient de 16 % pour le photovoltaïque de taille industrielle, 36 % pour l'éolien terrestre, et 44 % pour l'éolien en mer. Une ferme éolienne flottante en Écosse a atteint un facteur de charge *moyen* de 54 % sur ses cinq premières années de fonctionnement, soit plus que les 52 % du parc nucléaire français en 2022.

Part du mix électrique. En 2022, l'éolien (7,2 %) et le solaire (4,5 %) représentaient à eux deux une part de 11,7 % de la production d'électricité, et le total des énergies renouvelables hors hydro passait à 14,4 %, alors que le nucléaire tombait à 9,2 %.

Chine. Le photovoltaïque a produit 423 TWh d'électricité en 2022, dépassant pour la première fois le nucléaire (397 TWh). L'éolien avait dépassé le nucléaire dès 2012, et a maintenu son avance d'année en année : en 2022, la production éolienne atteignait 755 TWh, près du double de la production nucléaire. En cumulant les sources renouvelables tel que la biomasse au solaire et à l'éolien (hors hydro), on arrive à une production totale de 1.346 TWh, soit 3,4 fois la production nucléaire, et plus de deux fois la consommation totale de l'Allemagne (577 TWh bruts), troisième puissance économique mondiale.

Union Européenne. En 2022, la production d'électricité renouvelable (y compris hydro) a atteint un nouveau record de 1.080 TWh (bruts), le solaire

17 - Téra watt : mille gigawatts ou un million de mégawatts.

représentant 203 TWh, en hausse de 24 % par rapport à l'année précédente. La production combinée du solaire et de l'éolien atteignait 624 TWh – plus que le nucléaire (613 TWh), le gaz naturel (557 TWh) ou le charbon (447 TWh). Les renouvelables, toutes sources confondues, représentaient 38 % de la production électrique de l'U.E.

Inde. Au cours de l'année 2022, 13 GW de capacité solaire ont été ajoutés, portant la capacité totale à 62.8 GW. Le photovoltaïque a produit 94,2 TWh. Depuis 2021, le solaire produit plus que l'éolien (69 TWh en 2022). La production nucléaire a été dépassée par la production éolienne dès 2016, et par la production solaire en 2019. En 2022, l'éolien et le solaire ont produit à eux deux 3,7 fois plus que le nucléaire.

États-Unis. En 2022, la production nucléaire a enregistré une baisse de 4,7 % pour atteindre 772 TWh, soit 18.2 % de la production électrique, contre 14 % pour le solaire et l'éolien combinés. En incluant d'autres sources comme la biomasse ou la géothermie, les énergies renouvelables hors hydro ont produit 709,4 TWh (net). En incluant les 256 TWh d'hydroélectricité, la production toutes énergies renouvelables confondues (965,4 TWh) a pour la première fois dépassé la production des centrales à charbon (904 TWh bruts).

FRANCE FOCUS



Introduction

Le WNISR2022 rappelait que « 2020 a été une année ‘particulièrement difficile pour le nucléaire français’, mais le bilan de l’année 2022 s’avère nettement pire ». L’année 2022 a en effet été une « annus horribilis », selon les termes du Directeur exécutif en charge du Parc Nucléaire et Thermique d’EDF.¹⁸ La production nucléaire est tombée en dessous du niveau de 1990, année où la capacité installée comptait environ 5 GW de moins. La production nucléaire a culminé en 2005 à 430 TWh, et a dépassé les 400 TWh au cours de neuf des dix exercices suivants. Ce niveau de production était considéré comme la norme jusqu’en 2015. En 2022, les réacteurs français ont produit 279 TWh, une chute de l’ordre de 120 TWh par rapport à la période 2005–2015.

Pour le mettre en perspective, il faut noter que cet effondrement est nettement plus important que les 106 GW de perte de production annuelle de l’Allemagne entre 2010 et 2022 (voir [Germany Focus](#)), résultat d’une baisse progressive planifiée au jour près dans le cadre de la décision de sortie du nucléaire de 2011. En France, la perte de plus de 150 TWh entre la production maximale de 430 TWh en 2005 et celle de 2022 est même supérieure à la moyenne de 148 TWh de production nucléaire annuelle allemande sur la période 2001–2010, décennie précédant la décision de sortie. En Allemagne, la production nucléaire avait atteint son maximum de 162 TWh en 2001.

Après une hausse de 7,5 % en 2021, la découverte en décembre de la même année de fissures sur des systèmes d’injection de sécurité avait entraîné l’arrêt des quatre réacteurs nucléaires français les plus puissants (palier N4 de 1500 MW) et les plus récents (Civaux-1 et -2 ainsi que Chooz-B1 et -B2). Cet épisode s’était ainsi soldé par la perte inopinée de 6 GW de capacité en plein hiver, période de pointe de consommation d’électricité en France plus que dans n’importe quel autre pays européen, avec un tiers environ des bâtiments équipés de chauffage électrique à résistance directe. Ces quatre réacteurs n’ont finalement pas fourni un seul kilowattheure au cours de l’année 2022.

¹⁸ - Cédric Lewandowski, EDF, Audition dans le cadre de la Commission d’enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d’indépendance énergétique de la France, Assemblée Nationale, 19 janvier 2023.

Il s'est par la suite avéré que certains des vingt réacteurs de 1300 MW présentaient des indications similaires aux réacteurs N4, et, à la mi-2022, 12 étaient arrêtés en lien avec ce problème. L'un d'eux, Penly-1, a été arrêté entre octobre 2021 et juillet 2023.

Les techniques d'inspection aboutissant à des résultats fiables constituaient un défi à part entière. Les inspections prennent du temps, et il aura fallu attendre le mois de juillet 2022 pour que l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) considère la stratégie d'EDF comme « appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés. »¹⁹ En cas de détection de défauts, la fabrication des pièces de rechange prend du temps, tout comme le remplacement en lui-même. Les soudeurs de haut niveau expérimentés sont rares, et le parc nucléaire français ne manque pas de défis pour ces spécialistes, notamment sur le chantier de l'EPR de Flamanville. En outre, ces activités entraînent des doses de rayonnement importantes pouvant rapidement atteindre les limites d'exposition réglementaires. Des soudeurs ont été appelés en renfort du Canada et des États-Unis, et des pièces de rechange ont été fabriquées en Italie.²⁰ EDF entend inspecter l'ensemble du parc de 56 réacteurs d'ici 2025 seulement.²¹

La crainte d'un hiver 2022–2023 froid susceptible d'entraîner une pénurie d'électricité s'est renforcée tout au long de l'année, et des mesures de délestage ont même été envisagées. Pour la première fois depuis 1980, la France s'est

19 - ASN, "Corrosion sous contrainte : l'ASN considère que la stratégie de contrôle d'EDF est appropriée", Autorité de sûreté nucléaire, 27 juillet 2022, voir <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/corrosion-sous-contrainte-l-asn-considere-que-la-strategie-de-contrrole-d-edf-est-appropriee>.

20 - *Energy News*, "Nuclear: after their reinforcement at EDF, the American welders pack up", 23 décembre 2022, voir <https://energynews.pro/en/nuclear-after-their-reinforcement-at-edf-the-american-welders-pack-up/>; et Benjamin Mallet, "Focus: Welders wanted: France steps up recruitment drive as nuclear crisis deepens", *Reuters*, 29 novembre 2023, voir <https://www.reuters.com/business/energy/welders-wanted-france-steps-up-recruitment-drive-nuclear-crisis-deepens-2022-11-29/>; et André Thomas, "Nucléaire : EDF épingle par l'Autorité de sûreté pour des pièces sous-traitées en Italie", *Ouest France*, 5 janvier 2023, voir <https://www.ouest-france.fr/environnement/nucleaire/nucleaire-edf-epingle-pour-ses-tuyaux-italiens-f7c6aaac-8d18-11ed-8e30-162c8e51c813>; tous consultés le 13 novembre 2023.

21 - EDF, "Groupe EDF—Rapport d'Activité 2022", 2023, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-03/resultats-annuels-2022-rapport-activite-2023-03-06.pdf>, consulté le 13 novembre 2023.

retrouvée importatrice nette d'électricité (16,7 TWh),²² l'Allemagne jouant un rôle clé avec un solde exportateur net de 15,3 TWh.²³

Le 13 janvier 2022, en conséquence de la découverte de ce problème de corrosion, EDF publiait une révision à la baisse de ses prévisions de production nucléaire, alors que le jour même, le gouvernement français contraignait EDF à porter le volume de l'ARENH²⁴ de 100 TWh à 120 TWh, pour limiter l'impact de la flambée des prix de gros sur les consommateurs... Cette mesure a en effet permis de limiter la hausse à 4 %, au lieu de 40 %, mais a contribué de façon significative aux résultats catastrophiques d'EDF, avec un préjudice estimé à 8,34 milliards d'euros.

Dès juillet 2022, certaines estimations évoquaient une dette nette d'EDF pouvant atteindre 65 milliards d'euros fin 2022 ;²⁵ le gouvernement actionnait le frein d'urgence et annonçait son projet de renationalisation complète d'EDF. Ces estimations se révélèrent extrêmement précises, puisque la dette bondissait de 50 % pour atteindre 64,5 milliards d'euros fin 2022, et 64,8 milliards d'euros au premier semestre 2023, selon les résultats financiers d'EDF.²⁶

Le présent chapitre ne traite pas des problématiques complexes de la chaîne du combustible, de l'impact climatique et des mouvements sociaux. Le secteur « économie du plutonium » de la filière connaît sa propre crise, qui n'est pas médiatisée à la hauteur des enjeux. La production de l'usine de retraitement de La Hague, elle aussi vieillissante, est tombée à 925 tonnes en 2022 (pour une capacité autorisée de 1.700 tonnes par an), un niveau qui n'avait pas été rencontré depuis le début des années quatre-vingt-dix. En conséquence, les piscines de combustible irradié approchent de la saturation. Le projet de construction d'une grande piscine de refroidissement se heurte à une forte opposition locale. La

22 - RTE, "Bilan Électrique 2022—Rapport complet", Réseau de transport d'électricité, juin 2023, voir [https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2023-09/Bilan%20%C3%A9lectrique%202022%20rapport%20V4%20\(1\).pdf](https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2023-09/Bilan%20%C3%A9lectrique%202022%20rapport%20V4%20(1).pdf).

23 - Fraunhofer ISE, "Energy Charts", Mis à jour le 27 octobre 2023, voir www.Energy-Charts.info, consulté le 13 novembre 2023.

24 - Le mécanisme de l'ARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique) permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF.

25 - Christine Kerdellant, "Nationaliser EDF : pour quoi faire ?", *Les Échos*, 8 juillet 2022, voir <https://www.lesechos.fr/idees-debats/editos-analyses/nationaliser-edf-pour-quoi-faire-1775293>, consulté le 30 août 2022.

26 - EDF, "Comptes Consolidés au 31 décembre 2022", 16 février 2023.

production de l'usine de fabrication de combustible MOX (combustible à oxyde mixte d'uranium et de plutonium) de MELOX est tombée à moins de 60 tonnes par an en 2021-2022, soit moins de 30 % de la capacité autorisée.²⁷ Ainsi les stocks de plutonium frais ont-ils atteint un niveau sans précédent de 92 tonnes, une augmentation spectaculaire de 24 tonnes depuis 2018.²⁸

Tous ces défis supplémentaires pour une industrie déjà en difficulté n'ont pas empêché l'Assemblée Nationale d'entériner le discours historique de « renaissance du nucléaire » du Président de la République du 10 février 2022, en adoptant, en juin 2023, la « loi relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes ». ²⁹ Le président avait alors exprimé son souhait que « six EPR2 soient construits et que nous lancions les études sur la construction de 8 EPR2 additionnels. »³⁰

Cette nouvelle loi prévoit que le gouvernement remette au parlement, avant le dépôt de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), un rapport visant à évaluer les conséquences de la construction de quatorze réacteurs électronucléaires sur la situation des industriels de la filière nucléaire française, du marché de l'électricité et des finances publiques, la sûreté et la sécurité nucléaires, la chaîne du combustible, et les moyens des commissions locales d'information (CLI). Elle simplifie certaines procédures administratives, la réalisation d'un réacteur électronucléaire étant « constitutive d'une raison impérative d'intérêt public majeur ». En outre, la construction de nouveaux réacteurs ne serait pas prise en compte dans le cadre des objectifs de réduction du rythme de l'artificialisation des sols ou de la consommation d'espaces naturels, agricoles ou forestiers.³¹

27 - Orano, "Bilan ORANO pour CLI pour mise à jour au 31 12 2022", 6 mars 2023, non publié.

28 - Déclarations de la France à l'AIEA, INFCIRC/549/Add.5, 1995-2023, WNIR, novembre 2023.

29 - Gouvernement de la république française, *JORF*, "LOI no 2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes", adoptée le 22 juin 2023, *Journal Officiel de la République Française*, promulguée le 23 juin 2023, voir https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=32HzSNGPyz8WLoK-WsqAqoiX_erjix0TD_Jy3AVXRFk=, consulté le 3 novembre 2023.

30 - Présidence de la République, "Reprendre en main notre destin énergétique !", Discours du Président Emmanuel Macron, 10 février 2022, voir <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2022/02/10/reprendre-en-main-notre-destin-energetique>.

31 - *JORF*, "LOI no 2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes", 23 juin 2023, op.cit.

Pour l'heure, l'EPR2 n'existe pas même sur le papier et sa conception détaillée n'est pas encore disponible. Une note interne des services du gouvernement d'octobre 2021 évaluait à 19 millions d'heures d'ingénierie la quantité d'études de conception encore nécessaires pour passer du stade de *basic design* au *detailed design*, envisageant que le premier EPR2 pourrait démarrer en 2039–2040 dans un scénario de « relative maîtrise industrielle ». En cas de difficultés industrielles imprévues – comme celles déjà rencontrées ou qui continuent de se produire – la mise en service du premier EPR2 pourrait n'intervenir qu'en 2043, selon cette analyse.³²

La communauté scientifique française est loin d'apporter un soutien unanime au projet de nouvelles constructions, ce qui est sous-médiatisé. Fin octobre 2023, près de 1.200 scientifiques, médecins, enseignant.e.s, ingénieur.e.s, universitaires et chercheur.euse.s signaient un « Appel de scientifiques contre un nouveau programme nucléaire » déclarant :

Force est de constater qu'après un demi-siècle de développement industriel, nous ne maîtrisons toujours pas les dangers de l'atome, et n'avons fait que repousser des problèmes annoncés de longue date.

Pourtant, hors de tout débat démocratique, et sans avoir procédé à un réel bilan des choix passés et des options qui s'offrent aujourd'hui, nos gouvernants s'apprêtent à relancer un nouveau programme électronucléaire. Sous prétexte d'urgence climatique, et sur la base d'arguments tronqués, simplistes, voire lourdement erronés, des lobbyistes disposant d'importants relais médiatiques s'emploient à organiser l'amnésie. (...)

Dans l'immédiat, l'effort industriel et financier que représenterait ce nouveau programme détournerait pour longtemps les moyens nécessaires pour affronter les défis conjugués de la crise climatique, de l'effondrement du vivant, des pollutions généralisées et de l'épuisement des ressources.³³

32 - Gouvernement français, "Travaux relatifs au nouveau nucléaire—PPE 2019-2028", publié par *Contexte*, octobre 2021, voir https://www.contexte.com/article/energie/info-contexte-nucleaire-pas-encore-lances-les-futurs-epr-deja-en-retard-et-plus-chers_140631.html.

33 - Groupe des Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire, Global Chance et al., "Appel de scientifiques contre un nouveau programme nucléaire", juin 2023, voir <https://appel-de-scientifiques-contre-un-nouveau-programme-nucleaire.org/>, consulté le 17 février 2024.

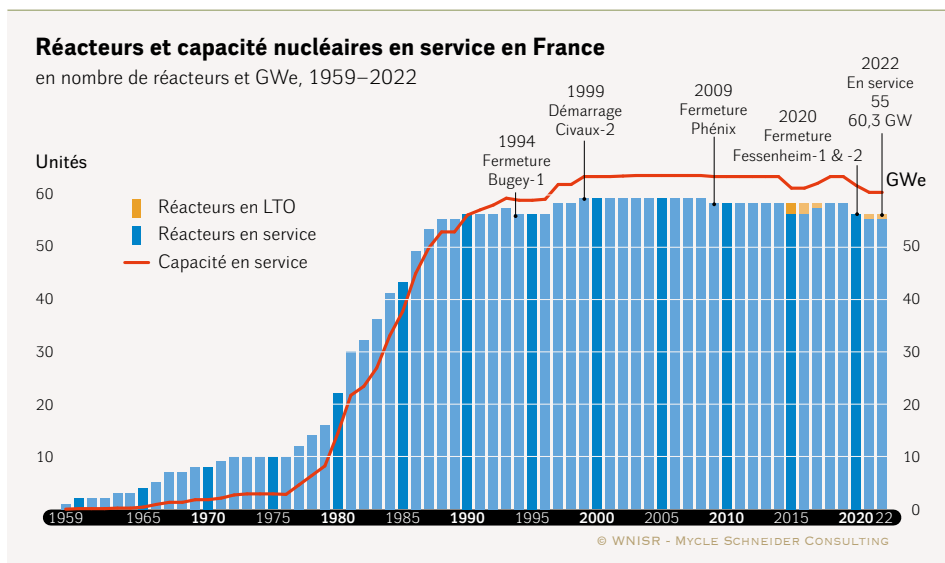
Outre ses initiatives nationales de relance de la filière nucléaire, le gouvernement français s'est propulsé chef de file d'un groupe d'une douzaine d'États membres de l'U.E. pratiquant un lobbying concerté auprès des institutions européennes, avec pour volonté d'établir des conditions favorables à l'industrie nucléaire dans les processus de restructuration du marché européen de l'électricité et de définition de différents instruments législatifs dans le cadre de la politique climatique européenne. La plupart de ces négociations sont toujours en cours, et leur résultat se soldera probablement par un compromis avec un groupe de pays, emmenés par l'Allemagne, privilégiant fortement une stratégie basée sur la sobriété, l'efficacité et les énergies renouvelables.

Une nouvelle « pire performance depuis des décennies »

Jusqu'à la fermeture au printemps 2020 des deux plus vieux réacteurs français à Fessenheim, le parc français était resté stable pendant 20 ans, à l'exception de la fermeture en 2009 de Phénix, surgénérateur de 250 MW, et des arrêts de longue durée (LTO) de deux réacteurs au cours de la période 2015–2017, suivi d'un autre en 2021–2023 (voir Figure 3). Penly-1, affecté par les problèmes de corrosion sous contrainte, est ainsi resté à l'arrêt entre le 2 octobre 2021 et le 13 juillet 2023.³⁴ Quatre réacteurs à Civaux et Chooz-B n'ont pas produit d'électricité de l'année 2022 ; toutefois, recouplées au réseau avant la fin du premier semestre 2023, les critères LTO ne s'appliquaient pas.

34 - EDF, "Les deux unités de production de la centrale nucléaire de Penly connectées au réseau électrique national", 13 juillet 2023, voir <https://www.edf.fr/la-centrale-nucleaire-de-penly/les-actualites-de-la-centrale-nucleaire-de-penly/les-deux-unites-de-production-de-la-centrale-nucleaire-de-penly-connectees-au-reseau-electrique-national>, consulté le 1er novembre 2023.

Figure 3 – Évolution du parc nucléaire français



Sources : WNISR avec AIEA-PRIS, 2023

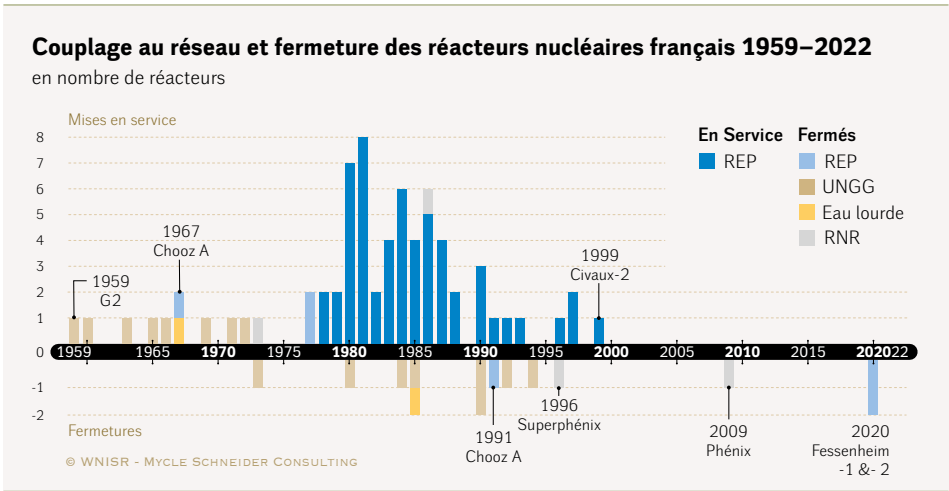
Aucun nouveau réacteur n'a démarré depuis le couplage au réseau de Civaux-2 en 1999. Le premier, et unique, réacteur à eau pressurisée (REP) fermé avant Fessenheim était Chooz-A (300 MW), en 1991. Les autres fermetures concernent huit réacteurs de première génération UNGG (uranium naturel-graphite-gaz), deux surgénérateurs et un petit prototype de réacteur à eau lourde (voir Figure 4).

En 2022, la production des 56 réacteurs³⁵ en service – dont un en LTO et quatre n'ayant pas produit au cours de l'année (sans pour autant répondre aux critères de LTO) – s'élevait à 279 TWh³⁶, une chute de 22,7 % par rapport à l'année précédente. La production nucléaire est ainsi passée sous la barre des 300 TWh pour la première fois depuis 1990, et est restée inférieure à 400 TWh pour la septième année consécutive. RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité décrivait ainsi la situation :

35 - Le parc nucléaire français en service est entièrement composé de REP : 32 x 900 MW, 20 x 1300 MW, et 4 x 1500 MW.

36 - RTE, "Bilan électrique 2022-Rapport complet", 12 juin 2023, op.cit.

Figure 4 – Mise en service et fermeture des réacteurs nucléaires français



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2023

Notes :

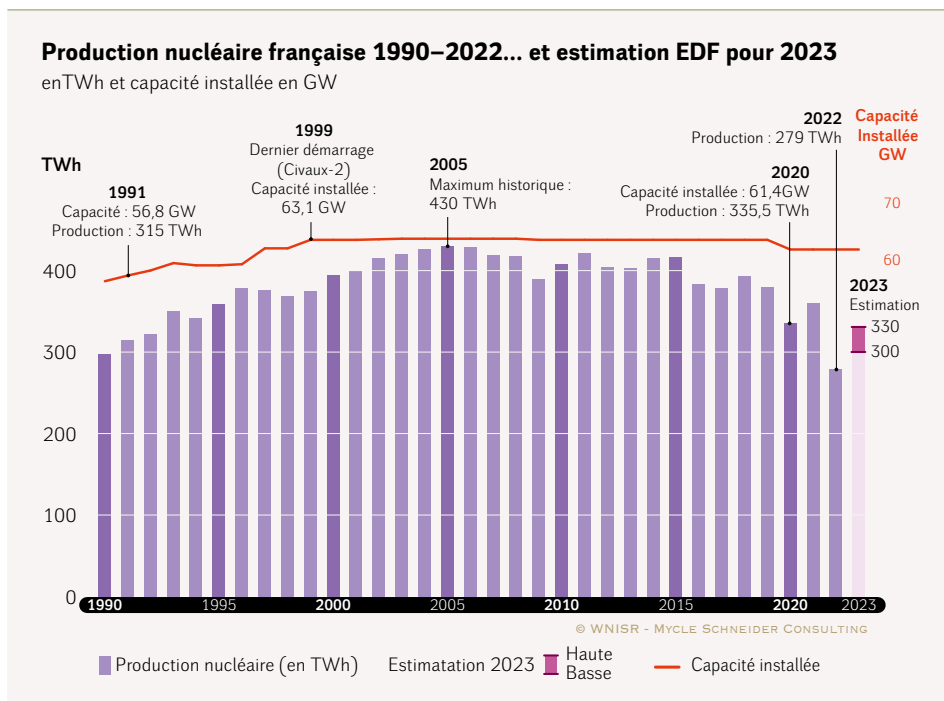
REP : Réacteur à eau pressurisée ; **UNGG** : Uranium naturel-graphite-gaz ; **RNR** : Réacteur à neutrons rapides (surgénérateur).

Ce niveau de production, jamais atteint depuis la fin du développement du parc nucléaire existant, affiche un recul de 30 % par rapport à celui des vingt dernières années. Il se situe, dans l'absolu, au niveau le plus bas observé depuis 1988. Cette année-là, la puissance nucléaire installée ne représentait que 51 GW, soit 83 % de la puissance installée actuellement (pour 8 réacteurs en moins).³⁷ [en gras dans le texte].

La production nucléaire a culminé à 430 TWh en 2005. À capacité installée quasi stable entre fin 1999 et début 2020, il avait fallu cinq ans au parc pour atteindre ce maximum, puis, ses performances ont fortement chuté après 2015 (voir Figure 5).

37 - RTE, "Bilan électrique 2022—Principaux résultats", juin 2023, voir <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-synthese>.

Figure 5 – Production nucléaire française et capacité installée 1990–2023



Sources : RTE, 2000–2023, EDF 2023

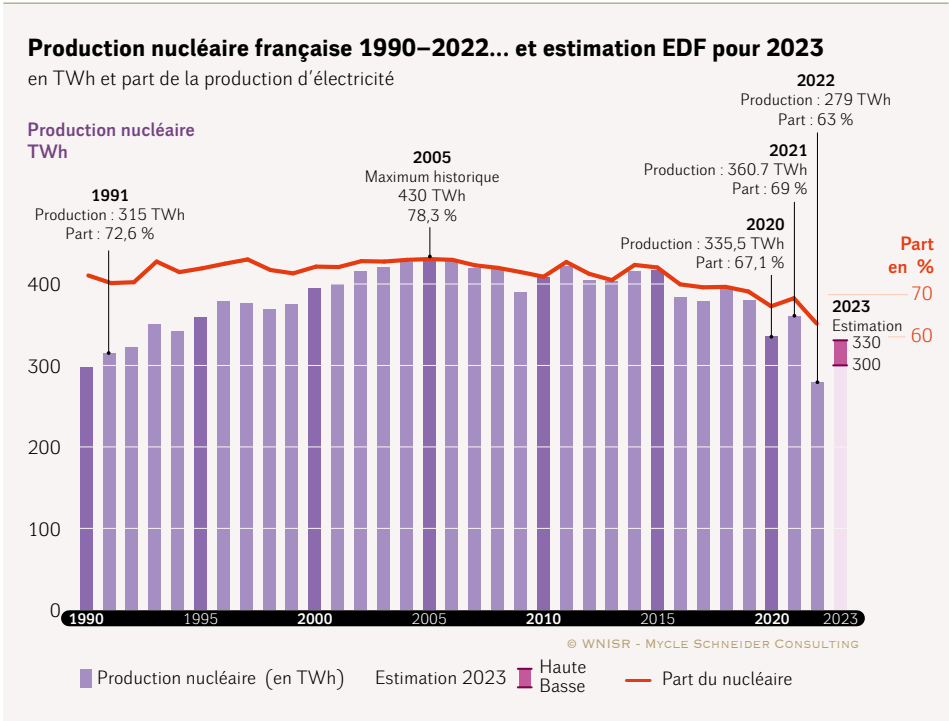
Note : Dans la Figure 5, les réacteurs en LTO sont intégrés à la “capacité installée”.

En 2022, les centrales nucléaires ont fourni 62,7 % (–6,3 points de pourcentage) de l’électricité, une part inférieure à celle de 2020. Selon les données de RTE, la part du nucléaire a culminé en 2005 à 78,3 %. À la fin du premier semestre 2023, l’estimation EDF de production annuelle était de 300–330 TWh pour 2023³⁸, 315–345 TWh pour 2024 et 335–365 TWh pour 2025³⁹ (voir Figure 5 et Figure 6).

38 - La production nucléaire pour 2023 a finalement atteint 320 TWh.

39 - EDF, “Résultats semestriels 2023”, Communiqué de Presse, 27 juillet 2023, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/resultats-semestriels-2023-ebitda-en-forte-hausse-et-stabilisation-de-la-dette-financiere-nette-retour-progressif-a-une-meilleure-disponibilite-du-parc-nucleaire-bonne-performance>.

Figure 6 – Production nucléaire française et part dans la production d'électricité 1990–2023



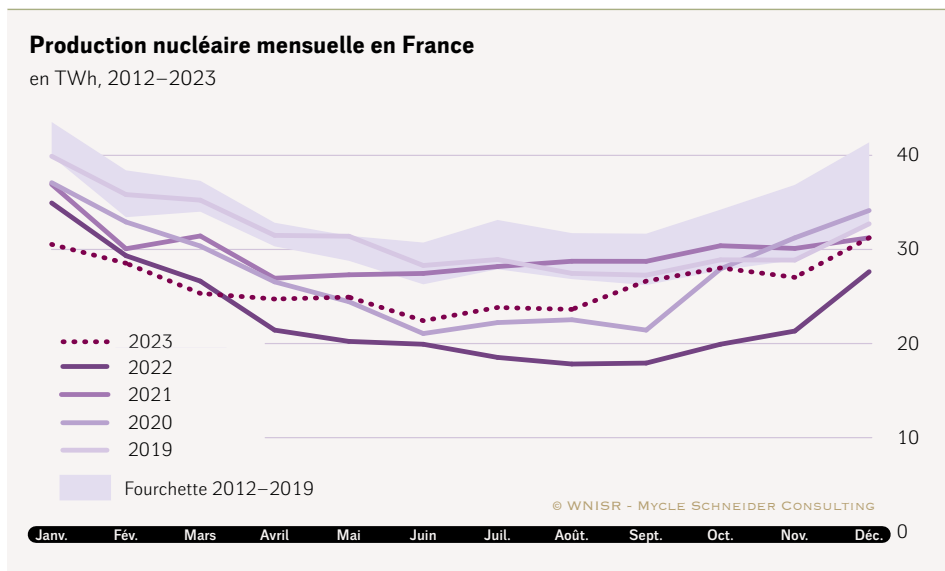
Sources : RTE, 2000–2023, EDF 2023

La production mensuelle a poursuivi son déclin au début 2023, marquant au premier trimestre, mois après mois, le minimum de toute une décennie ; bien que la production se soit redressée au deuxième trimestre, elle est restée jusqu'à décembre très inférieure au niveau de 2021 (voir [Figure 7](#)).

En 2022, l'électricité représentait 25 % de l'énergie finale en France. Avec une part de 62,7 % de l'électricité, le nucléaire a ainsi couvert 15,7 % de la demande d'énergie finale, tandis que les énergies fossiles en assuraient l'essentiel à plus de 60 % – le pétrole à 42,9 %, le gaz à 17,4 % et moins d'1 % pour le charbon

– alors que les renouvelables n'en représentaient que 11,1 %, comme l'année précédente.⁴⁰

Figure 7 – Production nucléaire mensuelle en France 2012–2023



Sources : RTE et EDF, 2021–2023⁴¹

Indisponibilités nucléaires 2022

En 2022, les arrêts de réacteurs ont représenté 8,515 jours-réacteurs (en hausse de 2,704 jours-réacteurs ou 46,5 % par rapport à 2021), soit une moyenne de 152 jours à production zéro par réacteur. Ce total n'inclut pas les périodes de suivi de charge, ou autres situations de baisse de capacité. Cela représente 58 % de plus que la moyenne de 96 jours par réacteur observée dans l'année pré-COVID

40 - Ministère de la transition énergétique, "Bilan énergétique de la France en 2022 – Données provisoires", avril 2023, voir https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2023-04/datalab_essentiel_306_bilan_energetique_provisoire_2022_avril2023_1.pdf, consulté le 13 novembre 2023.

41 - RTE, "Données Mensuelles" ; et EDF "Production nucléaire en France", 2021–2023, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs/performances-financieres-et-extra-financieres/performance-operationnelle/production-nucleaire>.

de 2019, et encore 32 % de plus qu'en 2020 (voir [Tableau 1](#)). L'ensemble des réacteurs sont concernés, avec une durée d'arrêt cumulée comprise entre 4 et 365 jours (voir [Figure 10](#)). Cinq réacteurs ont été à l'arrêt durant toute l'année. Par ailleurs, au total, plus de la moitié du parc français (29 tranches) a été indisponible pour une période équivalente à au moins un tiers de l'année, y compris dix-huit tranches, soit un réacteur sur trois, indisponibles plus de la moitié de l'année.

Table 1 · Indisponibilité totale des réacteurs français 2019–2022 (en jours)

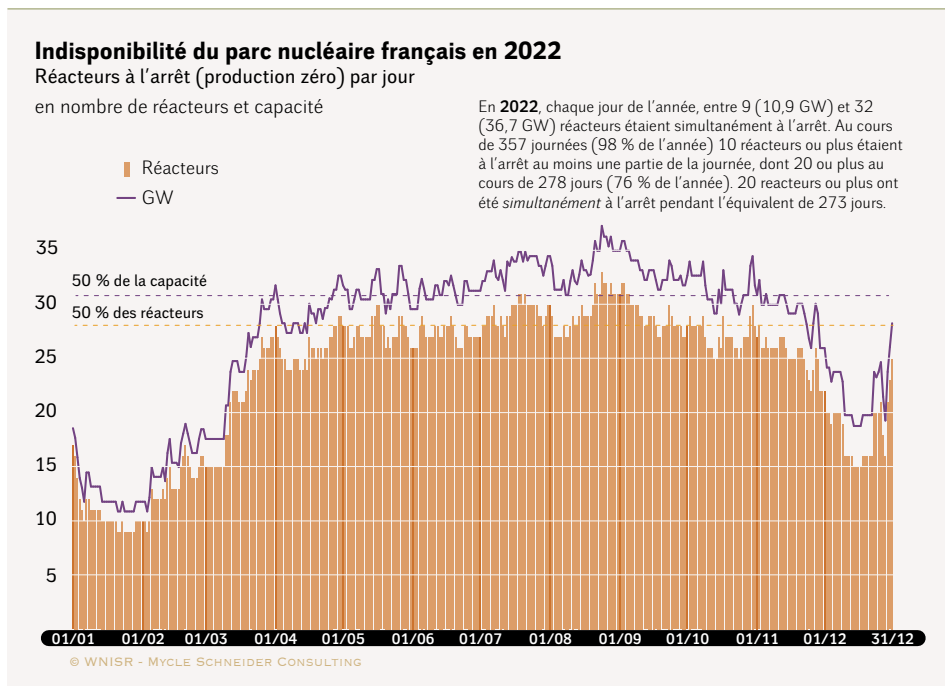
	Type d'indisponibilité déclaré par EDF			Moyenne par réacteur
	“Planifiée”	Fortuite	Total	
2019	5.273	316	5.588	96
2020	6.179	286	6.465	115
2021	5.639	172	5.811	104
2022	8.287	278	8.515	152

Sources : Données REMIT, RTE et EDF, 2019–2023

L'analyse des indisponibilités pour l'années 2022 (voir [Figure 8](#)) montre que :

- ➔ Au cours de 357 jours (98 % de l'année), au moins 10 réacteurs, et jusqu'à 34, étaient à l'arrêt au moins une partie de la journée.
- ➔ Au cours de 280 jours (77 % de l'année), 19 réacteurs ou plus étaient à l'arrêt au moins une partie de la journée.
- ➔ Au moins neuf réacteurs étaient à l'arrêt *simultanément*, quel que soit le jour de l'année.
- ➔ Il y a eu au moins 20 réacteurs *simultanément* déconnectés du réseau pendant l'équivalent de 273 jours.
- ➔ Le 28 août 2022, 32 réacteurs au total (59 % du parc), étaient déconnectés du réseau.

Figure 8 – Arrêts des réacteurs français en 2022 par jour



Sources : compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021-2023

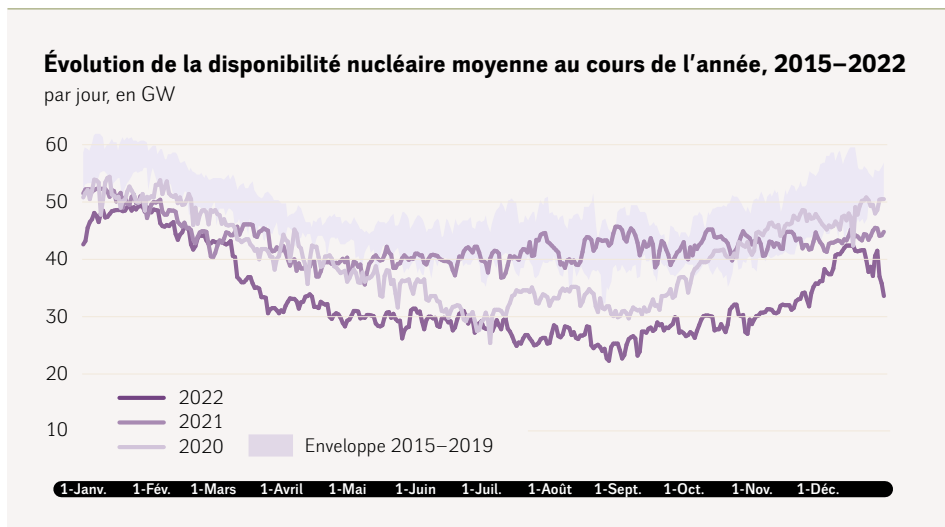
Note : Ce graphique montre le nombre total de réacteurs à l'arrêt au cours de chaque journée, mais pas nécessairement de façon simultanée, les indisponibilités ne se chevauchant pas systématiquement.

RTE publie une analyse sur l'année (voir Figure 9) avec les commentaires suivants :

La disponibilité du parc nucléaire français s'est située à un niveau historiquement faible, tout au long de l'année 2022, s'établissant à 54 % contre 73 % en moyenne entre 2015 et 2019.

Elle a atteint **un minimum historique de 21,7 GW le 28 août 2022** avec près de **65 % du parc nucléaire à l'arrêt** avant de remonter en fin d'année, tout en restant nettement en-deçà des niveaux des années précédentes. [en gras dans le texte]

Figure 9 – Évolution de la disponibilité nucléaire quotidienne moyenne au cours de l'année



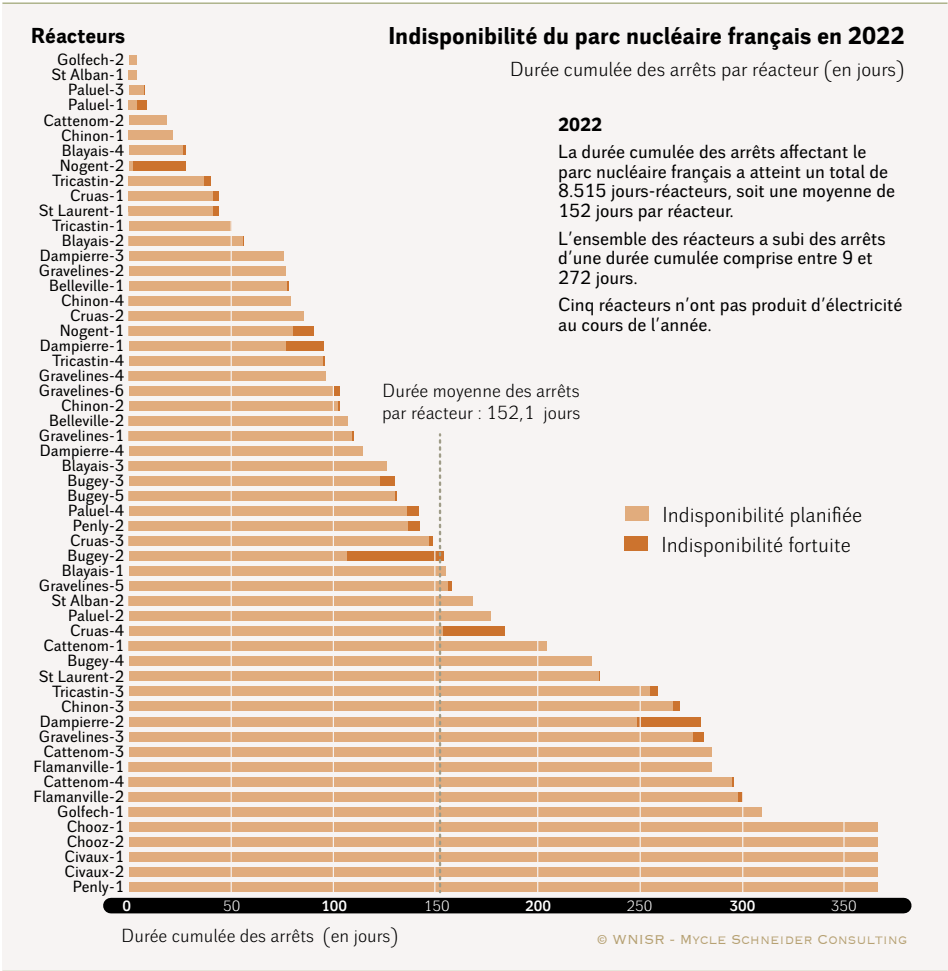
Sources : RTE, 2023⁴²

L'écart avec les années précédentes a été particulièrement marqué au cours de la période estivale, pendant laquelle se sont notamment concentrées les indisponibilités non programmées du fait de la découverte, dès fin 2021, d'un phénomène de corrosion sous contrainte au sein de plusieurs réacteurs. Ces arrêts ou prolongations d'arrêts pour maintenances, contrôles et le cas échéant pour réparations ont affecté principalement les réacteurs les plus récents du parc (paliers N4 et P4') non concernés par le programme d'investissements du grand carénage. Ainsi, ces indisponibilités se sont ajoutées à un planning d'opérations initialement chargé et davantage densifié du fait des décalages induits par la gestion de la crise sanitaire.⁴³

42 - RTE, "Bilan électrique 2022—Principaux résultats", juin 2023, op. cit.

43 - Ibidem.

Figure 10 – Indisponibilités « planifiées » et « fortuites »
des réacteurs nucléaires français en 2022



Sources : Compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021-2023

Notes : Ce graphique ne représente que les indisponibilités totales (production 0), à l'exclusion de toutes les autres baisses de puissance. L'impact sur la production des indisponibilités est donc largement supérieur.

Classification des indisponibilités comme « Planifiée » et « Fortuite » conformément aux déclarations d'EDF.

Suivant la classification d'EDF des indisponibilités en « planifiée » et « fortuite », sur l'année 2022 :

- ➔ 24 réacteurs n'ont subi aucune indisponibilité « fortuite » ;
- ➔ Huit réacteurs ont subi des indisponibilités « fortuites » d'une durée inférieure à une journée ;
- ➔ 18 réacteurs ont subi des indisponibilités « fortuites » d'une durée cumulée comprise entre 1 et 10 jours ;
- ➔ Cinq réacteurs cumulent entre 18,8 et 47 jours d'indisponibilité « fortuite » sur l'année. (Voir [Figure 10](#)).

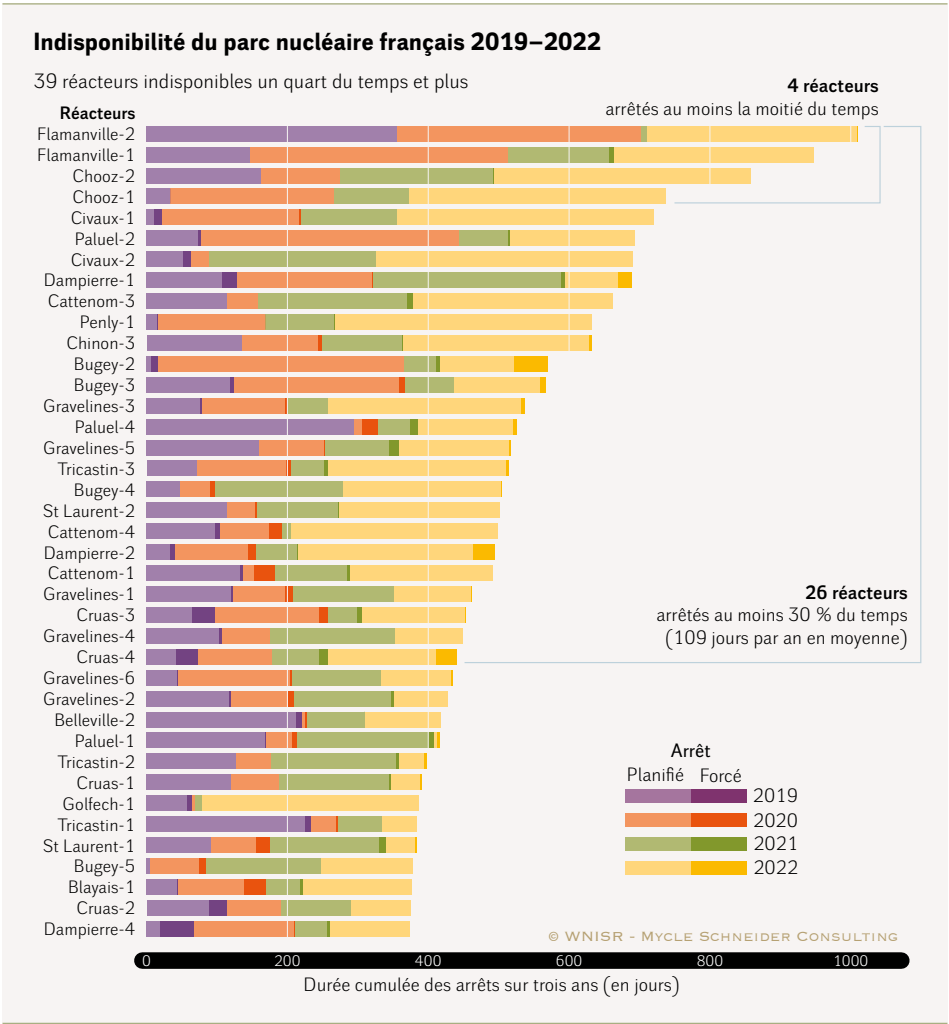
Toutefois, la classification d'EDF des indisponibilités en « planifiées » ou « fortuites » est fortement trompeuse. EDF considère comme « planifiée » la totalité de la durée d'une indisponibilité, quels que soient le nombre et la durée de ses prolongations (ou dans certains cas, assez rares, leur réduction), dès lors que l'arrêt était « planifié » au départ.

L'analyse du WNISR pour les années précédentes offre une image bien différente.

*“L’indisponibilité non planifiée a atteint
1.330 jours, soit une augmentation
de 30 % par rapport aux durées
d’indisponibilité initialement prévues.”*

Sur l'ensemble des 240 indisponibilités totales survenues en 2021, 161 ont été déclarées comme « planifiées » et 79 « fortuites ». Pour les arrêts « fortuits », EDF annonce dans la plupart des cas (75 %) une durée générique d'une journée en début d'indisponibilité, réajustée par la suite si besoin. En cumulé, les durées additionnelles des arrêts « fortuits » étaient inférieures à 100 jours. En revanche, pour les arrêts « planifiés », le cumul des prolongations représentait 1.238 jours qu'EDF continue malgré tout à désigner comme « planifiées ». De fait, près de 25 % de la durée de ces arrêts n'étaient pas prévus.

Figure 11 – Indisponibilité des réacteurs nucléaires français 2019–2022



Sources : compilation WNISR, à partir des données REMIT RTE et EDF, 2019–2023

Notes : Classification des indisponibilités comme « Planifiée » et « Fortuite » conformément aux déclarations d'EDF. Cette distinction ne reflète pas la réalité, dans la mesure où les arrêts « planifiés » restent dans cette catégorie, même si leur durée est bien supérieure à ce qui avait été « planifié ».

Sur ces 240 indisponibilités, 86 ont fait l'objet d'une prolongation supérieure à une journée, et jusqu'à 156 jours (Chooz-2)⁴⁴; le cumul des prolongations sur l'année dépassait les 1.500 jours. À l'inverse, la durée de 18 arrêts a été moins longue que prévu d'au moins une journée ; la durée cumulée non-effectuée était de 171 jours (il s'agit dans la plupart des cas de reprogrammation des arrêts, et non de gain net de jours d'arrêt). En définitif, le solde net des prolongations de facto non planifiées a représenté un volume de 1.330 jours, soit une augmentation de 30 % par rapport aux durées initialement prévues. Sur une période de quatre ans, 2019–2022, l'analyse montre (voir [Figure 11](#)) que :

- ➔ Quatre réacteurs ont été arrêtés au moins 50 % du temps (Flamanville-1 et -2, Chooz-1 et -2) ;
- ➔ 26 réacteurs n'ont rien produit pendant plus de 30 % du temps, soit 109 jours par an en moyenne ;
- ➔ 39 réacteurs étaient à l'arrêt au moins un quart du temps, ce qui signifie qu'ils n'ont pas produit d'électricité pendant l'équivalent d'une année sur quatre.

Rapport d'étape sur le phénomène de corrosion sous contrainte

Fin 2021, d'importantes fissurations liées à un phénomène de corrosion sous contrainte ont été identifiées sur les systèmes d'injection de sécurité des réacteurs nucléaires les plus puissants et les plus récents de Chooz et Civaux.⁴⁵ Ce phénomène ayant été détecté ultérieurement sur d'autres réacteurs, EDF a adopté un programme de remplacement préventif de portions de tuyauterie particulièrement sensibles sur les réacteurs 1300 MW du pallier P'4. Apparemment plus rare jusqu'à présent, ce phénomène a également été identifié sur d'autres réacteurs de 1300 MW et quelques réacteurs de 900 MW. EDF a décidé de contrôler l'ensemble du parc d'ici la fin 2025.

En février 2023, des examens destructifs permettaient la détection d'une fissure située à proximité d'une soudure d'une ligne du système d'injection de

44 - Dans le cas de réacteurs arrêtés en 2020 et dont la remise en service devait intervenir avant le 31 décembre 2020, la totalité de la durée sur l'année 2021 est considérée comme prolongation.

45 - ASN, "Phénomène de corrosion sous contrainte détecté sur les réacteurs 1 et 2 de Civaux, B2 de Chooz et 1 de Penly", Note d'information, 31 janvier 2022, voir <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-detecte-sur-certains-reacteurs>, consulté le 13 novembre 2023.

sécurité de Penly-1, réparée lors du montage. Cette fissure s'étendait sur 15,5 cm, soit environ le quart de la circonférence de la tuyauterie, pour une profondeur maximale de 2,3 mm, sur une tuyauterie de 2,7 cm d'épaisseur. Son origine a été déterminée comme un problème de fatigue thermique plutôt que de corrosion sous contrainte. Ainsi, un programme de contrôle des soudures réparées est-il venu s'ajouter aux investigations liées à la corrosion sous contrainte. Selon l'échéancier d'EDF, 90 % des soudures réparées sur les circuits d'injection de sécurité et les circuits de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) de l'ensemble du parc doivent être inspectées avant la fin 2024, le reliquat en 2025.⁴⁶

Selon EDF, à la mi-2023, onze des seize réacteurs identifiés comme les plus sensibles à la corrosion sous contrainte – les quatre tranches N4 de 1500 MW et douze du pallier P4 (1300 MW) – avaient été contrôlés ou avaient subi un remplacement préventif ; sur deux (Cattenom-1 et Belleville-2) les chantiers étaient en cours⁴⁷, et pour deux autres (Belleville-1 et Nogent-2) devaient intervenir avant la fin de l'année. Pour la dernière tranche, Cattenom-4, les remplacements préventifs sont prévus lors de sa prochaine visite décennale.

Prolongement de la durée d'exploitation – Fait accompli avant autorisation

À la mi-2023, la moyenne d'âge des 56 réacteurs dépassait les 38 ans (voir **Figure 12**). Le prolongement de la durée de vie au-delà de 40 ans – 51 réacteurs ont passé 31 ans de fonctionnement, dont 20 ont fonctionné plus de 41 ans – nécessite un important programme de modernisation. De plus, le processus d'autorisation d'extension de la durée d'exploitation exige la tenue d'une enquête publique réacteur par réacteur.

EDF cherchera certainement à obtenir un prolongement de la durée de fonctionnement au-delà de la quatrième visite décennale (VD4) pour la plupart, sinon l'ensemble, des réacteurs encore en service. Dans son discours programmatique de février 2022, le Président Macron annonçait clairement que le gouvernement n'avait plus l'intention de fermer d'autres réacteurs, et déclarait : « Si les premières prolongations au-delà de 40 ans ont pu être

46 - EDF, "Le phénomène de corrosion sous contrainte sur les circuits auxiliaires du CPP – État des lieux actualisé", présenté le 4 juillet 2023, voir https://www.anccli.org/wp-content/uploads/2023/07/Webinaire-CSC_2023-07-04_01-Etat-des-lieux_EDF.pdf, consulté le 2 novembre 2023.

47 - Ibidem.

effectuées avec succès depuis 2017, je demande à EDF d'étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'autorité de sûreté nucléaire. »⁴⁸

La première VD4 a été réalisée sur le réacteur Tricastin-1 en 2019, suivi de Bugey-2 et -4 pour 2020, puis Tricastin-2, Dampierre-1, Bugey-5 et Gravelines-1 programmés en 2021... jusqu'à ce que la pandémie de COVID-19 ne vienne perturber d'avantage le calendrier des réexamens de sûreté.⁴⁹ Mi-2023, 11 réacteurs avaient passé leur 4^{ème} visite décennale, et quatre autres étaient en cours (voir [Tableau 2](#)).

Tout en jugeant « satisfaisante » la première que constituait la VD4 de Tricastin-1, le président de l'Autorité de sûreté s'interrogeait sur la suffisance des capacités d'ingénierie d'EDF pour mener à bien des réexamens d'une telle ampleur simultanément sur plusieurs sites.⁵⁰ Au-delà de la problématique des ressources humaines, l'expérience soulève la question de la capacité financière de l'entreprise. EDF avait programmé pour Tricastin-1 un arrêt de 180 jours en 2019, or celui-ci a été prolongé de 25 jours, pour un total de 205 jours. Également indisponible pour des raisons indépendantes de la VD, le réacteur s'était retrouvé cette année-là à l'arrêt total pendant les deux tiers du temps (232 jours).

EDF prévoit des arrêts de six mois pour les VD4, soit des durées bien supérieures aux trois à quatre mois en moyenne constatés pour les VD2 et VD3. En février 2023, Bernard Salha, Directeur technique du Groupe et Directeur Recherche & Développement (R&D) d'EDF, indiquait lors d'une audition parlementaire que le volume des travaux d'une quatrième visite décennale représentait cinq fois celui d'une troisième visite décennale. Il précisait aussi que les investissements réalisés sur le parc nucléaire français en exploitation avaient doublé en dix ans.⁵¹

48 - Présidence de la République, "Reprendre en main notre destin énergétique !", 10 février 2022, op. cit.

49 - EDF, "4èmes Visites Décennales des Réacteurs du Palier 900 MW—Rapport annuel sur la mise en œuvre des prescriptions du 4ème réexamen périodique des réacteurs 900 MWe—2022", 2023.

50 - Bernard Doroszuk, "Présentation du rapport annuel 2019 de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France", ASN, Audition devant l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologique (OPECST), Sénat, 28 mai 2020, voir http://videos.senat.fr/video.1628244_5ecf547f8a96f.audition-pleniere---autorite-de-surete-nucleaire?timecode=2963962.

51 - Bernard Salha, Audition, OPECST, février 2023, voir OPECST, "Comptes rendus de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques—Nouvelle organisation du contrôle et de la recherche en sûreté nucléaire et en radioprotection", Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques, Sénat et Assemblée Nationale, 16 février 2023, voir https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20230213/opepst_2023_02_16.html.

Table 2 · Quatrième visite décennale des réacteurs nucléaires français 2019–2023

Reacteur	Puissance	Couplage au réseau	Arrêt pour VD4	Durée planifiée	Durée totale (jours)
Tricastin-1	915	31 mai 1980	01/06/19–23/12/19	180	205
Bugey-2	910	10 mai 1978	18/01/20–15/02/21	181	395
Bugey-4	880	8 mars 1979	22/11/20–24/06/21	226	214
Dampierre-1	890	23 mars 1980	19/06/21–05/02/22	170	231
Tricastin-2	915	7 août 1980	06/02/21–26/07/21	180	170
Bugey-5	880	31 juillet 1979	31/07/21–21/04/22	189	265
Gravelines-1	910	13 mars 1980	14/08/21–11/04/22	188	240
Tricastin-3	915	10 février 1981	12/03/22–21/11/22	171	254
Gravelines-3	910	12 décembre 1980	23/03/22–22/12/22	191	275
Dampierre-2	890	10 décembre 1980	27/04/22–31/12/22	171	248
Blayais-1	910	12 juin 1981	31/07/22–19/06/23	185	323
Saint-Laurent-2	915	1 juin 1981	20/01/23–15/11/23**	223	299**
Chinon B-1	905	30 novembre 1982	07/02/23–29/01/24**	265	356**
Gravelines-2	910	26 août 1980	10/06/23–24/12/23*	197	
Blayais-2	910	17 juillet 1982	24/06/23–23/12/23*	182	
Dampierre-3	890	30 janvier 1981	24/09/23–11/03/24*	170	

Sources : compilation WNISR, d'après données REMIT EDF⁵²

Notes : La durée planifiée est calculée à partir de la date annoncée au moment de l'arrêt ou dans les quelques jours suivants. Pour les VD en cours, la date de fin est celle en vigueur au 1^{er} novembre 2023, et peut donc être différente de la date originale :

* Durée annoncée au moment de l'arrêt ** Date révisée, telle que publiée au 1^{er} novembre 2023

Toutefois, comme cela a été montré, différents facteurs peuvent être à l'origine d'arrêts encore nettement plus longs. EDF a, en fait, déjà entamé des négociations avec l'ASN pour répartir en deux phases le volume des travaux, la

52 - EDF, "Liste des indisponibilités", novembre 2023, voir <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/who-we-are/activities/optimisation-and-trading/list-of-outages-and-messages/list-of-outages>, consulté le 2 novembre 2023.

deuxième phase, qui serait plus courte, n'intervenant que quatre ans après la VD4.⁵³

Le 23 février 2021, l'ASN a publié les prescriptions génériques pour la prolongation du fonctionnement au-delà de 40 ans des 32 réacteurs de 900 MWe.⁵⁴ Les éléments cruciaux de cette décision ne se trouvent pas dans les cinq brefs articles à caractère administratifs qui la composent, mais dans les annexes fixant les prescriptions techniques et le calendrier des travaux à mener. Le défi pour l'exploitant est de taille, ainsi que le décrit l'ASN :

La filière nucléaire devra, dans les cinq prochaines années, faire face à une montée en puissance significative de travaux indispensables à la sûreté des installations en exploitation.

À partir de 2021, quatre à cinq réacteurs de 900 mégawatts électriques (MWe) d'EDF feront chaque année l'objet de travaux importants du fait de leur quatrième visite décennale. (...)

L'ensemble de ces travaux conduira à augmenter notablement la charge de travail industrielle de la filière, avec une attention particulière à porter sur certains segments en tension, comme la mécanique ou l'ingénierie, tant chez les exploitants que les prestataires.⁵⁵

Mais c'était avant que le problème de corrosion sous contrainte ne frappe le parc d'EDF fin 2021. L'ASN a fait preuve par le passé d'une tolérance remarquable face aux délais prolongés de remise à niveau et de modernisation ; par exemple, de nombreuses prescriptions post-Fukushima n'ont toujours pas été appliquées, douze ans après les événements. Fin 2020, les prescriptions de l'ASN de 2012 n'étaient déployées dans leur totalité sur aucun des 56 réacteurs. Selon certaines

53 - ASN, "Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe", Présentation à la Commission locale d'information des grands équipements énergétiques du Tricastin (CLIGEET), 4 juillet 2018, voir https://www.ladrome.fr/sites/default/files/5.2_presentation_asn_vd4.pdf.

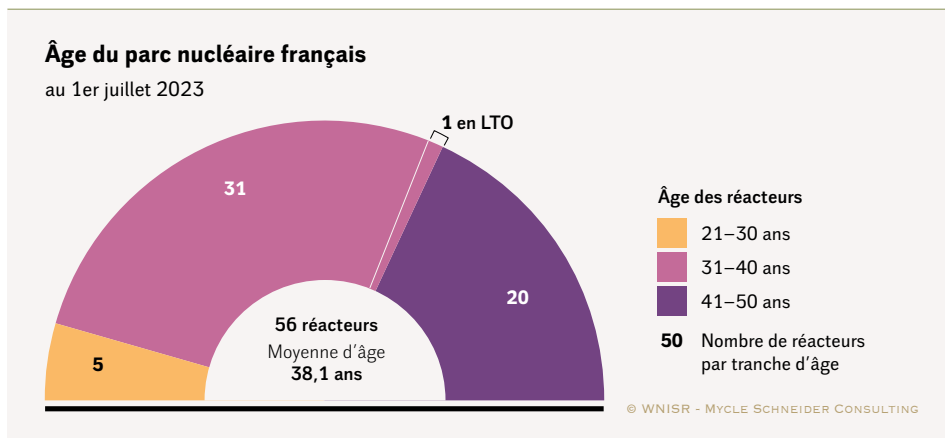
54 - ASN, "L'ASN prend position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de 40 ans", 25 février 2021, voir <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/La-poursuite-de-fonctionnement-des-reacteurs-de-900-MWe-au-dela-de-40-ans>.

55 - ASN, "Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020", mai 2021, voir <http://rapport-annuel2020.asn.fr>.

estimations, la finalisation de ce programme de travail pourrait s'étendre jusqu'à 2039.⁵⁶

De plus, la réalisation des travaux, s'inscrivant dans le cadre de la prolongation de la durée d'exploitation au-delà de 40 ans, s'étend aussi sur une quinzaine d'années, jusqu'en 2036, date à laquelle le dernier réacteur de 900 MW devra avoir été modernisé : Chinon B4, couplé au réseau en 1987, bénéficie ainsi d'un délai de 15 ans pour déployer quinze des 37 mesures demandées. À cette date, il aura alors fonctionné 49 ans. Il ne s'agit ici que d'un exemple, portant de surcroît sur le plus récent des réacteurs de 900 MW encore en exploitation. L'ASN a accepté des échéanciers similaires pour l'ensemble des 32 tranches de 900 MW. L'autorité de sûreté s'est montrée flexible, et, compte tenu de la situation déplorable du parc nucléaire, la pression en vue d'une plus grande flexibilité pourrait s'accroître à l'avenir, tout particulièrement au cours de l'hiver 2022-2023.

Figure 12 – Répartition par âge des réacteurs nucléaires français



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2023

56 - Manon Besnard et Yves Marignac, "Les mesures de renforcement du parc nucléaire français, dix ans après Fukushima", Institut négaWatt, 5 mars 2021, voir <https://cdn.greenpeace.fr/site/uploads/2021/03/Institut-n%C3%A9gaWatt-Les-mesures-de-renforcement-du-parc-nucl%C3%A9aire-fran%C3%A7ais-10-ans-apr%C3%A8s-Fukushima-rapport-mars-2021-1.pdf>.

Défis financiers

Les coûts de production de l'électricité nucléaire ont considérablement augmenté au cours des dernières années (voir aussi les [éditions précédentes du WNISR](#)). Pour l'année 2019, les calculs de la Cour des comptes aboutissent à un montant de 43,8 €/MWh en utilisant l'approche dite « comptable » et de 64,8 €/MWh avec l'approche dite « économique » (incluant les investissements passés) choisie par la Cour. Le coût de prolongation de la durée de vie de 40 à 50 années peut être estimé « au minimum à 35 €₂₀₁₅/MWh à partir des données d'EDF », note-t-elle.⁵⁷ Quelles que soient les incertitudes des estimations spécifiques, il ne fait aucun doute que les coûts supplémentaires liés à la remise à niveau et à la modernisation en vue de la prolongation de la durée de fonctionnement restent nettement inférieures à toute estimation concernant de nouveaux réacteurs.

Selon les calculs de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le coût du nucléaire existant (y compris l'EPR de Flamanville-3) se situerait dans une fourchette comprise entre 53,8 et 60,7€₂₀₂₂/MWh pour la période 2026–2030, selon le périmètre défini.⁵⁸

Les arrêts dépassant systématiquement les durées prévues sont particulièrement coûteux. La dette financière nette d'EDF a augmenté de 10 milliards d'euros sur la période 2019–2021, et se montait à 43 milliards d'euros à la fin 2021.⁵⁹ Sur la seule année 2022, la dette nette a bondi de 21,5 milliards d'euros, atteignant 64,5 milliards en fin d'année, puis 64,8 milliards à la fin du premier semestre 2023.⁶⁰ Luc Rémont, nouveau PDG d'EDF déclarait au cours d'une audition de la commission des Finances de l'Assemblée Nationale :

Nous sommes à la veille d'un défi industriel sans commune mesure avec l'histoire du groupe, pour plusieurs raisons. Tout d'abord, nous commençons ce chemin escarpé vers davantage d'investissements pour l'électrification, lestés d'une dette de 65 milliards d'euros,

57 - Cour des Comptes, "L'analyse des coûts du système de production électrique en France—Observations Définitives", S2021-2052, 15 septembre 2021, voir <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/lanalyse-des-couts-du-systeme-electrique-en-france>, consulté le 14 novembre 2023.

58 - CRE, "Coût de production du parc nucléaire existant d'EDF", Commission de Régulation de l'Énergie, 27 juillet 2023.

59 - EDF, "Comptes consolidés au 31 décembre 2021", février 2022, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-02/resultats-annuels-2021-comptes-consolides-20220218.pdf>.

60 - EDF, "Comptes consolidés au 31 décembre 2022", février 2023, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/resultats-annuels-2022-comptes-consolides-2023-02-17.pdf>.

soit le montant le plus lourd qu'une entreprise puisse connaître en Europe.⁶¹

Rémont ajoutait que le jamais auparavant le groupe EDF n'avait eu à investir de l'ordre de 25 milliards par an, dont 80 % en France.

EDF a perdu 100.000 à 200.000 clients *par mois* pendant plusieurs années. Cependant, avec la poursuite de la hausse vertigineuse des prix en 2022, certains usagers sont retournés aux tarifs réglementés d'EDF qui bénéficiaient du mécanisme de contrôle des prix imposé par le gouvernement. EDF revendique ainsi une augmentation d'environ un demi-million de clients entre septembre 2021 et mai 2022,⁶² 500.000 de plus à la fin 2022, et encore 400.000 à la mi-2023. Le revers est qu'en période de faible production nucléaire et de prix de gros très élevés, EDF est contraint « d'acheter des volumes [d'électricité] à un prix supérieur auquel [EDF] revend aux clients aux tarifs réglementés » explique un directeur d'EDF.⁶³

61 - Luc Rémont, Assemblée Nationale, "Compte rendu de réunion n° 110 - Commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire - Audition, conjointe avec la commission des affaires économiques, de M. Luc RÉMONT, président-directeur général d'Électricité de France, sur le financement des investissements dans la production d'électricité d'origine nucléaire", 19 juillet 2023, voir https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/comptes-rendus/cion_fin/l16cion_fin2223110_compte-rendu#.

62 - Sharon Wajsbrot, "La crise de l'énergie permet à EDF d'engranger de nouveaux clients", *Les Échos*, 29 juin 2022, voir <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/edf-profite-de-la-crise-de-lenergie-pour-engranger-de-nouveaux-clients-1582529>.

63 - Sharon Wajsbrot, "La crise de l'énergie permet à EDF d'engranger de nouveaux clients", *Les Échos*, 29 juin 2022.

L'histoire sans fin de l'EPR de Flamanville-3

“L'EPR est un engin trop compliqué, quasi inconstructible...”

Henry Proglio, Président d'honneur, EDF⁶⁴

En 2005, la décision de construire Flamanville-3 (FL3) découlait d'une tentative de l'industrie de palier au grave problème de la perte de compétences dans le secteur nucléaire. Près de quinze ans plus tard, l'ASN attirait toujours l'attention sur « la nécessité de renforcer les compétences, la rigueur professionnelle et la qualité au sein de la filière nucléaire ». ⁶⁵

En décembre 2007, EDF commençait la construction de FL3, avec une mise en service prévue pour 2012. Le projet a rencontré une multitude de problèmes de conception et de contrôle-qualité, notamment des difficultés élémentaires liées au béton et aux soudures similaires à celles rencontrées sur le projet d'Olkiluoto (OL3) en Finlande, dont la construction avait débuté deux ans et demi plus tôt. (Voir les **éditions précédentes** du WNISR). Ces problèmes n'ont jamais cessé.

En février 2020, EDF avait annoncé que le chargement en combustible serait repoussé « fin 2022 », et re-estimé les coûts de construction à 12,4 milliards d'euros (valeur 2015), soit une hausse de 1,5 milliards d'euros (valeur 2015) par rapport à la précédente estimation. ⁶⁶ Outre les coûts de construction, EDF indiquait, qu'à fin décembre 2019, plus de 4,2 milliards d'euros étaient nécessaires pour divers postes de dépenses, dont 3 milliards de frais financiers.

64 - Henri Proglio, Audition, Assemblée Nationale, 13 décembre 2022, voir Commission d'Enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, “Rapport d'enquête n°1028 – Tome II : Comptes rendus des auditions (du 2 novembre 2022 au 12 janvier 2023)”, Assemblée nationale, enregistré le 30 mars 2023, voir https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/rapports/ceindener/l16b1028-t2_rapport-enquete#.

65 - ASN, “Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020”, mai 2021, voir <https://www.asn.fr/l-asn-informe/publications/rapports-de-l-asn/la-surete-nucleaire-et-la-radioprotection-en-france-en-2020>.

66 - EDF, “Résultats annuels 2019 - Présentation”, février 2020, voir <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-regleementees/resultats-annuels/2019/pdf/resultats-annuels-2019-annexes-20200214.pdf>.

En janvier 2022 EDF publiait une nouvelle estimation du coût de construction de 12,7 milliards d'euros (valeur 2015).⁶⁷ En décembre 2022, l'estimation du coût passait à 13,2 milliards d'euros (valeur 2015).⁶⁸ En juillet 2020, la Cour des comptes avait quant à elle estimé le coût total à 19,1 milliards d'euros (valeur 2015), y compris les frais financiers et autres frais associés. Déplorant l'absence de calcul de rentabilité prévisionnelle, elle estimait que « le coût de l'électricité produite par l'EPR de Flamanville pourrait se situer entre 110 et 120 €/MWh ». ⁶⁹ Aucune mise à jour de cette estimation n'a été publiée.

Le problème de combustible qui a affecté les EPR de Taishan, empêchant de fonctionner pendant plus d'un an la tranche 1, a également eu des répercussions sur FL3. La contre-mesure envisagée par EDF comprenait la refabrication complète de 64 assemblages déjà fabriqués sur 241. Ce projet a été validé par l'ASN, et les combustibles livrés.

Mi-2023, le dernier calendrier prévoyait le chargement en combustible au premier trimestre 2024. Impacté par des défauts de fabrication (voir les **éditions précédentes du WNISR**), le couvercle de la cuve devra être remplacé à l'issue du premier cycle d'exploitation, prévu pour le second semestre 2025.⁷⁰

Conclusion

La filière nucléaire française reste sous haute tension. De l'avis convergent des analystes, la renationalisation totale d'EDF ne résoudra pas ses problèmes structurels : un parc nucléaire vieillissant dont les performances sont les plus faibles depuis des décennies, des problèmes de main d'œuvre et de compétences, des besoins d'investissements sans précédent dans une situation d'endettement sans précédent, déboires sans fin sur son unique chantier de construction à Flamanville.

67 - EDF, "Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville", Communiqué de presse, 12 janvier 2022, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/point-d-actualite-sur-l-epr-de-flamanville-o>.

68 - EDF, "Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville", Communiqué de presse, 16 décembre 2022, voir https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/4427/CP_EDF_Point-dactualite-de-lEPR-de-Flamanville.pdf.

69 - Cour des Comptes, "La filière EPR", 9 juillet 2020, voir <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-filiere-epr>.

70 - EDF, "Résultats semestriels 2023", 27 juillet 2023, voir https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-resultats-semestriels-presentation_o.pdf.

Bien que ces aspects ne soient pas traités ici, il faudrait ajouter à cette liste les graves problèmes de la chaîne du combustible, l'impact climatique, les mouvements sociaux affectant le secteur et une opposition inattendue. En particulier, le secteur « économie du plutonium » de l'industrie connaît sa propre crise, avec une production historiquement faible de l'usine de retraitement des combustibles irradiés de La Hague et celle de fabrication de combustible MOX (combustible à oxyde mixte d'uranium et de plutonium) MELOX, à Marcoule. Ainsi les stocks de plutonium frais ont-ils atteint un niveau sans précédent.

Face à cette avalanche de problèmes, le gouvernement français a choisi de maintenir le lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, soutenu par une majorité à l'Assemblée Nationale. Et EDF lui emboîte le pas :

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. L'objectif d'EDF est de lancer les travaux préparatoires mi-2024.⁷¹

L'EPR2 n'existe pas même sur le papier. Il semble de plus en plus que le gouvernement en place et l'establishment nucléaire n'aient pas tiré les enseignements du désastre de l'EPR1 de Flamanville, qui font l'objet des titres de chapitres d'un rapport de 2019 commandité par le président d'EDF⁷² : « Une estimation [des coûts] initiale irréaliste ; Une gouvernance de projet inappropriée ; Des équipes de projet à la peine ; Des études insuffisamment avancées au lancement ; Une perte de compétences généralisée... »

La communauté scientifique française est loin d'apporter un soutien unanime au projet de nouvelles constructions, ce dont il n'est fait que peu écho. Fin octobre 2023, un « Appel de scientifiques contre un nouveau programme nucléaire » avait récolté près de 1.200 signatures.

71 - EDF, "Rapport financier semestriel au 30 juin 2023", 27 juillet 2023, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-resultats-semestriels-rapport-financier.pdf>.

72 - Jean-Martin Folz, "La construction de l'EPR de Flamanville – Rapport au Président Directeur Général d'EDF", commandité par EDF en juillet 2019, Ministère de l'Économie et des Finances, remis le 25 octobre 2019, voir <https://www.vie-publique.fr/rapport/271429-la-construction-de-lepr-de-flamanville>, consulté le 5 novembre 2023.

TABLE OF CONTENTS

ACKNOWLEDGMENTS	3
FOREWORD	16
KEY INSIGHTS	20
EXECUTIVE SUMMARY AND CONCLUSIONS	22
INTRODUCTION	40
GENERAL OVERVIEW WORLDWIDE	43
ROLE OF NUCLEAR POWER.	43
OPERATION, POWER GENERATION	48
IAEA Unexpectedly and Quietly Revises Operating Reactor Data	51
IAEA vs. WNISR Assessment	55
OVERVIEW OF CURRENT NEW-BUILD	58
BUILDING VS. VENDOR COUNTRIES	59
CONSTRUCTION TIMES	61
Construction Times of Reactors <i>Currently Under Construction</i>	61
Construction Times of <i>Past and Currently Operating Reactors</i>	62
CONSTRUCTION STARTS AND CANCELLATIONS	65
OPERATING AGE	67
LIFETIME PROJECTIONS	72
FOCUS COUNTRIES	76
BELGIUM FOCUS	76
Lifetime Extension of Tihange-3 and Doel-4?.	77

Previous Lifetime Extensions 80

National Energy and Climate Policy 81

BRAZIL FOCUS 82

 The Angra-3 Saga. 85

 Expansion of Uranium Enrichment Capacities and Nuclear Fuel Diversification. 92

 Strong Expansion of Renewable Energy Generation. 93

CHINA FOCUS. 93

FRANCE FOCUS. 97

 Overview 97

 Another Worst Performance in Decades 100

 Nuclear Unavailability Review 2022 105

 Status of Stress Corrosion Cracking Issue 110

 Lifetime Extension – Fact Before License. 112

 Financial Trouble 115

 The Flamanville-3 EPR Saga Continued 117

 Conclusion 118

GERMANY FOCUS 119

 Nuclear Power in Germany – The Last 25 Years in a Nutshell. 119

 An Unexpected Debate Over Potential Lifetime Extensions 121

 Nuclear Power, Renewables, Fossil Fuels, and Efficiency 130

 Other Nuclear Dvelopments in Germany 132

 Conclusion: From Electricity Generation to Management and Disposal of Nuclear Waste. 134

JAPAN FOCUS. 136

 Overview 136

 Reactor Closures and Spent Fuel Management 140

New Energy Policy and the Role of Nuclear Energy	144
Prospects for Nuclear Power	147
POLAND FOCUS	147
RUSSIA FOCUS	154
Nuclear Interdependencies and Sanctions	159
SOUTH AFRICA FOCUS	163
Historical Background	164
South Africa's Enduring Electricity Crisis	171
The Current South African Electricity Plan	174
South African Nuclear Sector Developments	176
SOUTH KOREA FOCUS.	180
Nuclear Power Plant Name Changes	180
Hanul, Largest Nuclear Power Plant in the World	181
Increased Nuclear Power Generation	181
KEPCO's Financial Crisis.	182
Nuclear Policy Under the Moon and Yoon Administrations	183
Efforts to Boost Nuclear Exports	186
UNITED KINGDOM FOCUS	187
Closure of the Advanced Gas-cooled Reactors (AGRs)	189
Pathways to Net Zero	191
Nuclear Newbuild	195
Conclusion	205
UNITED STATES FOCUS	206
Overview	206
Federal Subsidies and Financing for Nuclear Power.	209

Policies, Planning, and Proposals for New Reactors	211
Extended Reactor Licenses	220
Reactor Closures	223
Securing Subsidies to Prevent Closures.	228
Mergers, Acquisitions, and Restructuring.	231
New Business Models Emerging – Data Center, Crypto Mining, Hydrogen	233
Reactor Construction	237
Criminal Investigations of Nuclear Power Corporations	244
Conclusion	256

FUKUSHIMA STATUS REPORT	258
--------------------------------	-----

OVERVIEW OF ONSITE AND OFFSITE CHALLENGES	258
Abstract	258
Onsite Challenges	258
Offsite Challenges	264
LEGAL CASES, RESIDENT HEALTH, COMPENSATION.	267
CONCLUSION	269

DECOMMISSIONING STATUS REPORT	270
--------------------------------------	-----

INTRODUCTION	270
Elements of National Decommissioning Policies.	270
GLOBAL OVERVIEW	271
Decommissioning Worldwide	271
Overview of Reactors with Completed Decommissioning	273
Overview of Ongoing Reactor Decommissioning	274
Decommissioning in Selected Countries	279

COUNTRY CASE STUDIES	280
Canada.	280
France	281
Germany.	284
Italy.	286
Japan.	287
Lithuania.	290
Russia	290
Spain.	291
South Korea.	292
United Kingdom	292
United States	294
CONCLUSION ON REACTOR DECOMMISSIONING	298
POTENTIAL NEWCOMER COUNTRIES	300
Bangladesh	300
Egypt.	302
Kazakhstan	304
Nigeria.	305
Poland	306
Saudi Arabia.	307
Turkey	308
Uzbekistan.	310
SUSPENDED OR CANCELLED PROGRAMS	311
Indonesia	311

Jordan	312
Thailand	313
Vietnam	314

SMALL MODULAR REACTORS (SMRs) 316

ARGENTINA	317
CANADA	317
CHINA	320
HTR-PM Design	321
ACP100 Design	322
FRANCE	322
INDIA	323
RUSSIA	324
Light Water Reactor Designs	324
Fast Neutron Reactor Designs	325
SOUTH KOREA	326
UNITED KINGDOM	327
UNITED STATES	329
CONCLUSION	333

NUCLEAR ECONOMICS AND FINANCE 334

OVERVIEW	334
GROWING STATE-OWNERSHIP OF NUCLEAR FUEL CHAIN	338
IN KEY MARKETS, NUCLEAR FINANCE DRIVEN BY GEOPOLITICS, NOT ECONOMICS	340
STATE INTERVENTIONS PLAY A LARGE ROLE EVEN OUTSIDE OF CHINA AND RUSSIA . . .	347
OPERATING REACTORS FACE CONTINUED COMPETITIVE PRESSURE, RECEIVE STATE SUPPORT	348

ECONOMICS OF NEW REACTORS IN THE CONTEXT OF GOVERNMENT SUPPORT	353
Overnight Capital Costs Vary Significantly Across Countries—Reasons Not Always Clear	353
Overnight Capital Cost Metrics Lack Critical Variables to Assess Nuclear Competitiveness	355
Nuclear Power Has a Long History of Cost Escalation	358
TRENDS IN NUCLEAR LCOE ESTIMATES	361
Comparing Nuclear LCOE Estimates.	363
MISSING COSTS.	367
Accruals for Decommissioning Appear Too Low, Often State-Funded	368
State Support to Finance and Deliver Nuclear Waste-Management Services	376
Insufficient Liability Coverage for Nuclear Accidents	382
Security and Proliferation.	385
INDUSTRY CLAIMS REGARDING UNCOMPENSATED BENEFITS, FUTURE NEW MARKETS	388
Hydrogen from Nuclear Reactors	389
Desalination and Industrial Heat	393
Nuclear as Dispatchable Power Source	395
Dedicated Reactors	397
ECONOMIC PERFORMANCE OF KEY PLAYERS.	398
State support and private investments into advanced reactors	403
CONCLUSIONS	405

NUCLEAR POWER VS. RENEWABLE ENERGY DEPLOYMENT	411
INTRODUCTION	411
INVESTMENT	412
TECHNOLOGY COSTS.	14
INSTALLED CAPACITY AND ELECTRICITY GENERATION	416

STATUS AND TRENDS IN CHINA, THE EUROPEAN UNION, INDIA, AND THE UNITED STATES.	420
China.	420
European Union	423
India	427
United States	428
CONCLUSION ON NUCLEAR POWER VS. RENEWABLE ENERGY DEPLOYMENT	430

ANNEX 1 – OVERVIEW BY REGION AND COUNTRY 432

AFRICA	432
South Africa.	432
THE AMERICAS	432
Argentina	432
Brazil	439
Canada.	439
Mexico.	443
United States	449
ASIA.	449
China.	449
India	449
Japan.	452
Pakistan	452
South Korea.	453
Taiwan	453
MIDDLE EAST	460
Iran.	460

United Arab Emirates	462
EUROPEAN UNION (EU27)	463
WESTERN EUROPE.	467
Belgium	468
Finland.	468
France	474
Germany.	474
The Netherlands	474
Spain.	480
Sweden	484
Switzerland	490
United Kingdom	493
CENTRAL AND EASTERN EUROPE	494
Bulgaria	494
Czech Republic	498
Hungary	503
Romania	508
Slovakia	513
Slovenia	519
FORMER SOVIET UNION	523
Armenia	523
Belarus.	525
Ukraine	528

TABLE OF FIGURES

Figure 1 · National Nuclear Power Programs Development, 1954–2022. 44

Figure 2 · Nuclear Electricity Generation in the World... and China 46

Figure 3 · Nuclear Electricity Generation and Share in National Power Generation. 47

Figure 4 · Nuclear Power Reactor Grid Connections and Closures in the World 49

Figure 5 · Nuclear Power Reactor Grid Connections and Closures
The Continuing China Effect 50

Figure 6 · World Nuclear Reactor Fleet, 1954–mid-2023 51

Figure 7 · Evolution of the Japanese Nuclear Reactor Fleet, 1963 to mid-2022 53

Figure 8 · World Nuclear Reactor Fleet – IAEA-PRIS Statistics Evolving Over Time. 54

Figure 9 · World Nuclear Reactor Fleet – IAEA vs. WNISR, 1954–July 2023. 56

Figure 10 · Nuclear Reactors “Under Construction” in the World. 58

Figure 11 · Nuclear Reactors “Under Construction” – China and the World (as of 1 July 2023) . . 59

Figure 12 · Nuclear Reactors “Under Construction” by Technology-Supplier Country 61

Figure 13 · Average Annual Construction Times in the World 63

Figure 14 · Delays for Units Started Up 2020–2022 64

Figure 15 · Construction Starts in the World 65

Figure 16 · Construction Starts in the World/China 66

Figure 17 · Cancelled or Suspended Reactor Constructions 67

Figure 18 · Age Distribution of Operating Reactors in the World 68

Figure 19 · Reactor-Fleet Age of Top 5 Nuclear Generators 69

Figure 20 · Age of World Nuclear Fleets 70

Figure 21 · Age Distribution of Closed Nuclear Power Reactors 71

Figure 22 · Nuclear Reactor Closure Age 72

Figure 23 · The 40-Year Lifetime Projection 73

Figure 24 · The PLEX Projection (not including LTOs) 74

Figure 25 · Forty-Year Lifetime Projection versus PLEX Projection	75
Figure 26 · Construction Times of Reactors Built in China	94
Figure 27 · Age Distribution of the Chinese Nuclear Fleet	97
Figure 28 · Operating Fleet and Capacity in France	101
Figure 29 · Startups and Closures in France	102
Figure 30 · Nuclear Electricity Production vs. Installed Capacity in France, 1990–2023	103
Figure 31 · Nuclear Electricity Production vs. Nuclear Share in France, 1990–2023	104
Figure 32 · Monthly Nuclear Electricity Generation, 2012–mid-2023	105
Figure 33 · Reactor Outages in France in 2022	106
Figure 34 · Availability of the French Nuclear Fleet Over the Year, 2015–2022	107
Figure 35 · Forced and “Planned” Unavailability of Nuclear Reactors in France in 2022	108
Figure 36 · Unavailability of a Selection of French Nuclear Reactors, 2019–2022	110
Figure 37 · Age Distribution of French Nuclear Fleet (by Decade)	115
Figure 38 · Construction and Operational History of the German Nuclear Reactor Fleet	130
Figure 39 · Main Developments of the German Power System Between 2010 and 2022	131
Figure 40 · Rise and Fall of the Japanese Nuclear Program	136
Figure 41 · Status of the Japanese Reactor Fleet	137
Figure 42 · Age distribution of the Japanese Nuclear Fleet	138
Figure 43 · Age Distribution of the Russian Nuclear Fleet	156
Figure 44 · Historical South African Nuclear Reactor Performance, 1984–2022	173
Figure 45 · Recent South African Nuclear Power Plant Performance	174
Figure 46 · Korea Electric Power Corporation Stock Value	183
Figure 47 · U.K. Reactor Startups and Closures	188
Figure 48 · Electricity Generation by Source in the U.K., 2000–2022	189
Figure 49 · Age Distribution of U.K. Nuclear Fleet	191
Figure 50 · Age Distribution of U.S. Nuclear Fleet	206

Figure 51 · Evolution of Average Reactor Closure Age in the U.S. 223

Figure 52 · Timelines of 23 Reactors Subject to Early Retirement in the United States 228

Figure 53 · Percentages of Treated Water and Water to be Re-purified 260

Figure 54 · Overview of Completed Reactor Decommissioning Projects, 1954–2023 273

Figure 55 · Progress and Status of Reactor Decommissioning in Selected Countries 280

Figure 56 · Patterns in Sovereign Credit Support to Nuclear Power, 2008–2022 346

Figure 57 · Wholesale Electricity Prices in the European Union, 2018–mid-2023 352

Figure 58 · NuScale’s Share Value History 359

Figure 59 · LCOE as a Function of Discount Rate – Non-Renewables vs. Renewables. 363

Figure 60 · Decommissioning Fund Organization 371

Figure 61 · Temperature Ranges of Industrial Heat Application and Nuclear Reactor Designs . 394

Figure 62 · Global Investment Decisions in Renewables and Nuclear Power, 2004–2022 413

Figure 63 · Regional Breakdown of Nuclear and Renewable Energy
Investment Decisions, 2013–2022 414

Figure 64 · The Declining Costs of Renewables vs. Traditional Power Sources 415

Figure 65 · Wind, Solar and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in the World 417

Figure 66 · Added Electricity Generation by Power Source, 2012–2022 418

Figure 67 · Nuclear vs. Non-Hydro Renewable Electricity Production in the World. 419

Figure 68 · Nuclear vs. Non-Hydro Renewables in China, 2000–2022. 421

Figure 69 · Wind, Solar and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in China,
2000–2022 422

Figure 70 · Electricity Generation in the EU27 by Fuel, 2013–2022 424

Figure 71 · Wind, Solar and Nuclear Capacity and Electricity Production in the EU27 425

Figure 72 · Wind, Solar and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in India . . . 428

Figure 73 · Wind, Solar and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in the United
States 429

Figure 74 · Nuclear Reactors Startups and Closures in the EU27, 1959–1 July 2023 464

Figure 75 · Nuclear Reactors and Net Operating Capacity in the EU27	465
Figure 76 · Construction Starts of Nuclear Reactors in the EU27	465
Figure 77 · Age Evolution of EU27 Reactor Fleet, 1959–2022	466
Figure 78 · Age Distribution of the EU27 Reactor Fleet	467
Figure 79 · Age Distribution of the Western European Reactor Fleet	467
Figure 80 · Age Distribution of the Swiss Nuclear Fleet	491

TABLE OF TABLES

Table 1 · WNISR Rationale for the Classification of 30 Reactors as Non-Operational as of end 2012	57
Table 2 · Nuclear Reactors “Under Construction” (as of 1 July 2023)	60
Table 3 · Duration from Construction Start to Grid Connection, 2013–2022.	64
Table 4 · Belgian Nuclear Fleet (as of 1 July 2023)	77
Table 5 · Total Unavailability at French Nuclear Reactors, 2019–2022 (in Reactor-Days)	106
Table 6 · Stress Corrosion Cracking - Inspected and Repaired Reactors (as of 30 June 2023)	111
Table 7 · Fourth Decennial Visits of French 900-MW Reactors, 2019–2023	113
Table 8 · Legal Closure Dates for German Nuclear Reactors, 2011–2023	132
Table 9 · Official Reactor Closures Post-3/11 in Japan (as of 1 July 2023)	142
Table 10 · Typology of Falsification Cases at Japan Steel Works.	144
Table 11 · Operating Soviet-designed Reactors in Europe (as of mid-2023)	160
Table 12 · 2022, 2030 and 2036 Electricity Mix in South Korea.	185
Table 13 · Status of U.K. EDF AGR Nuclear Reactor Fleet (as of 1 July 2023)	190
Table 14 · Status of Interim Storage Facilities for Decontaminated Soil	267
Table 15 · Overview of Reactor Decommissioning Worldwide (as of 1 July 2023)	272

Table 16 · Most Expensive Construction Projects by Country 336

Table 17 · State Enterprises Dominate Uranium Enrichment Capacity 340

Table 18 · Patterns in Sovereign Credit Support to Nuclear Power, 2008–2022 345

Table 19 · NEA/IEA Nuclear Overnight Cost and Total Investment Cost Estimates (in US\$2018) 353

Table 20 · DIW/WIP Nuclear Overnight Cost Estimates. 354

Table 21 · Moving Down the New-Build Cost Curve: What Is ‘N’? 357

Table 22 · Nuclear LCOE Estimates (in US\$2018) 366

Table 23 · Funding Mechanisms for Decommissioning and Nuclear Waste Management 370

Table 24 · Nuclear Waste Repository Planning and Ownership (by Country) 381

Table 25 · Maximum Liability Coverage Levels for Nuclear Accidents. 385

Table 26 · Safety, Sustainability, and Proliferation Risks of Non-Light-Water Reactor Designs
Compared to Light Water Reactors 387

Table 27 · Status of Canadian Nuclear Fleet - PLEX and Expected Closures 441

Table 28 · Status of Nuclear Power in the World (as of 1 July 2023) 534

Table 29 · Nuclear Reactors in the World “Under Construction” (as of 1 July 2023) 535

ANNEX 2 – STATUS OF NUCLEAR POWER IN THE WORLD

Table 3 · Status of Nuclear Power in the World (as of 1 January 2024)

Country	Nuclear Fleet					Power	Energy
	Operating		LTO	Mean Age ^(a)	Under Construction	Share of Commercial Electricity ^(b) (2022)	Share of Commercial Primary Energy ^(c) (2022)
	Units	Capacity (MW)	Units	Years	Units		
Argentina	3	1 641		33.3	1	5.4% (-)	1.9% (=)
Armenia	1	416		44		31% (+)	N/A
Bangladesh	-	-		-	2		
Belarus	2	2 220		1.9		11.9% (-)	3.7% (+)
Belgium	5	3 928		44.7		46.4% (-)	15.9% (=)
Brazil	2	1 884		32.6	1	2.5% (=)	1% (=)
Bulgaria	2	2 006		34.3		32.6% (-)	N/A
Canada	19	13 624		40.5		12.9% (-)	5.5% (=)
China	56	53 181	1	10.2	26	5% (=)	2.4% (=)
Czech Republic	6	3 934		32.5		36.7% (=)	16.8% (=)
Egypt					3		
Finland	5	4 394		36.2		35% (+)	19.5% (+)
France	56	61 370		38.6	1	63% (-) ^(d)	31.6% (-)
Germany						5.8% (-)	2.5% (-)
Hungary	4	1 916		38.5		47% (=)	14.6% (=)
India	19	6 290	3	25.7/21.9	8	3.1% (=)	1.2% (=)
Iran	1	915		12.3	1	1.7% (=)	0.5% (=)
Japan	12	11 046	21	32.9/38	1	6.1% (-)	2.6% (=)
Mexico	2	1 552		31.9		4.5% (=)	1.1% (=)
Netherlands	1	482		50.5		3.3% (=)	1.1% (=)
Pakistan	6	3 262		9.1		16.2% (+)	5.6% (+)
Romania	2	1 300		22		19.4% (=)	7.7% (=)
Russia	37	27 727		30.4	5	19.6% (=)	7% (=)
Slovakia	5	2 308		25.6	1	59.2% (+)	N/A
Slovenia	1	688		42.2		42.8% (+)	N/A
South Africa	2	1 854		39.1		4.9% (-)	1.9% (=)
South Korea	25	25 189	1	22.7/22	2	30.4% (+)	12.5% (+)

Country	Nuclear Fleet					Power	Energy
	Operating		LTO	Mean Age ^(a)	Under Construction	Share of Commercial Electricity ^(b) (2022)	Share of Commercial Primary Energy ^(c) (2022)
	Units	Capacity (MW)	Units	Years	Units		
Spain	7	7 123		38.9		20.3% (=)	9.2% (=)
Sweden	6	6 935		41.5		29.4% (-)	20.2% (=)
Switzerland	4	2 973		47.8		36.4 (+) ^(e)	20% (+)
Taiwan	2	1 874		39.2		9.1% (-)	4.4% (=)
Turkey	-	-		-	4		
UAE	3	4 011		2.3	1	6.8% (+)	3.6% (+)
U.K.	9	5 883		36.6	2	14.2% (=)	5.9% (=)
Ukraine	15	13 107		34.9		55% (=) ^(c)	24% (=)
U.S.	93	95 835		42.6	1	18.2% (-)	7.6% (=)
EU27	100	96 384		37.7	2	21.6 (-) ^(d)	9.4% (-)
World	413	370 868	26	31.9	60	9.2% (=) ^(d)	4% (=)

Sources: WNISR with IAEA-PRIS, Energy Institute, 2024

(a) – Including reactors in LTO/Excluding reactors in LTO.

(b) – Data for 2022, from IAEA-PRIS, “Nuclear Share of Electricity Generation in 2022”, as of July 2023, unless otherwise indicated.

(c) – Data for 2022, from Energy Institute, “Statistical Review of World Energy”, 2023.

(d) – RTE, “Bilan Électrique 2022”, Réseau de Transport d'Électricité/French Transmission System Operator, February 2023.

(e) – OFEN/SFOE, “Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse en 2022”, Office Fédérale de l'Énergie/Swiss Federal Office of Energy, 2023.

Note

Ce rapport contient un nombre très important de données numériques et factuelles. Nous faisons tout notre possible pour les vérifier, les mettre à jour et apportons le plus grand soin à la relecture, mais personne n'est parfait. Les auteurs accueillent avec reconnaissance corrections et propositions d'amélioration.

Le rapport complet de 549 pages (en anglais) peut être téléchargé gratuitement sur le site www.WorldNuclearReport.org/.

Cette édition en français – traduction (Julie Hazemann, avec Nina Schneider), mise en page (Agnès Stienne) et production – a été réalisée en coopération avec les bureaux parisiens des fondations Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) et Heinrich-Böll-Stiftung (HBS).

Le point de vue exprimé dans cette publication n'engage pas nécessairement les positions de la FES ou de la HBS.

L'utilisation commerciale des publications de la FES ou de la HBS n'est autorisée qu'avec l'accord préalable de la FES ou de la HBS. Les publications de la FES et de la HBS ne doivent pas être utilisées à des fins de propagande électorale.

Mykle Schneider Consulting
45, Allée des Deux Cèdres
91210 Draveil (Paris) France
Ph: +33-1-69 83 23 79
E : mykle@WorldNuclearReport.org