

FONCTIONNEMENT NORMAL ET PERTURBATIONS RÉCENTES DU PARC NUCLÉAIRE

RÉSUMÉ

Le parc nucléaire français est constitué de réacteurs à eau pressurisée (REP). Il comprend actuellement 56 tranches représentant une puissance nette de 61 370 MW réparties sur 18 sites. Le parc nucléaire a « tourné comme une horloge » jusqu'en 2015, à partir de 2016 de nombreux aléas sont intervenus.

Le fonctionnement normal des tranches nécessite des arrêts planifiés, pour le rechargement du combustible, les visites partielles et les visites décennales. Dans certaines situations les tranches peuvent être obligées de fonctionner en mode dégradé (suivi de charge, « saut d'hiver », effacement devant l'éolien). Mais depuis 2016 diverses perturbations ont dégradé le fonctionnement du parc. Ces perturbations peuvent être d'origine interne au fonctionnement des réacteurs ou d'origine externe dues à des aléas divers.

Le facteur de charge annuel¹ du parc nucléaire permet de mesurer son utilisation. Le facteur de charge a été supérieur à 70 % jusqu'en 2015, avec un plateau de 2010 à 2015. À partir de 2016 une baisse du facteur de charge est observée, elle est particulièrement importante en 2020 et 2022. Pour 2020 la principale cause est la baisse d'activité, et donc de consommation électrique, à cause de la COVID.

Les principales causes des variations du facteur de charge sont présentées dans cette fiche, elles peuvent être d'origine externe ou interne aux réacteurs.

Les principales perturbations du fonctionnement du parc nucléaire sont :

- La ségrégation du carbone dans certains aciers, en particulier ceux des fonds de générateurs de vapeur.
- La nécessité pour EDF de rehausser la digue de protection du site du Tricastin.
- Les conséquences du séisme en Ardèche.
- Les incidences de la pandémie de la COVID à partir de mars 2020.
- La corrosion sous contrainte qui affecte certains éléments du circuit d'injection de sécurité.
- Le vieillissement de certains produits moulés, principalement des coudes, montés sur le circuit primaire.
- La nécessité, en cas d'incident externe au réacteur, de réaliser un îlotage de la tranche.
- La mise en œuvre du plan « post Fukushima » qui vise à :
 - Prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression,
 - Limiter les rejets radioactifs massifs,
 - Permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

Les aspects financiers de ces perturbations sont abordés, ils concernent la perte de production, le coût des actions curatives et l'impact de l'ARENH.

Suite à la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque), qui bénéficient d'une priorité d'accès au réseau, la production nucléaire, production de base devrait injecter sur le réseau toute la puissance qu'elle peut produire. Elle est parfois obligée de s'effacer devant les énergies renouvelables intermittentes, cet effacement ne fera qu'augmenter dans la mesure où la puissance installée des parcs éolien et photovoltaïque continuera de croître.

Ce phénomène, qui ne représente aucun avantage pour les rejets de gaz à effet de serre, se traduira par une baisse du facteur de charge et un surcoût du MWh nucléaire

¹ Production annuelle / (puissance installée x nombre d'heures de l'année).

1. INTRODUCTION

Le parc nucléaire français est constitué de réacteurs de deuxième génération à eau pressurisée (REP)². Initialement constitué de 58 tranches représentant une puissance nette de 63 130 MW réparties sur 19 centrales³, il comprend maintenant, suite à l'arrêt de la centrale de Fessenheim, 56 tranches représentant une puissance nette de 61 370 MW réparties sur 18 sites. La construction de ce parc a débuté en 1971 et la dernière mise en service a eu lieu en 2002. L'EPR (Flamanville 3 de 1 600 MW), réacteur REP de 3^{ème} génération, devrait compléter le parc en 2024 (voir [fiche argumentaire GAENA "EPR"](#) [Réf 1]). Cette première mise en service d'un EPR devrait être suivie de la construction de 6 EPR-2⁴.

Bien que toutes les tranches soient des REP, le parc est constitué de plusieurs « paliers » qui se caractérisent par des puissances différentes et des évolutions technologiques. Par exemple les tranches des paliers CP0, CP1 et CP2 ont une simple enceinte de confinement en béton précontraint avec peau d'étanchéité interne en acier alors que les tranches des autres paliers ont une double enceinte de confinement, en béton précontraint pour l'enceinte interne et béton armé pour l'enceinte externe.

La figure 1 présente l'implantation des centrales constituant le parc et la figure 2 présente la planification de la réalisation du parc nucléaire.



Figure 1 : Implantation des centrales nucléaires

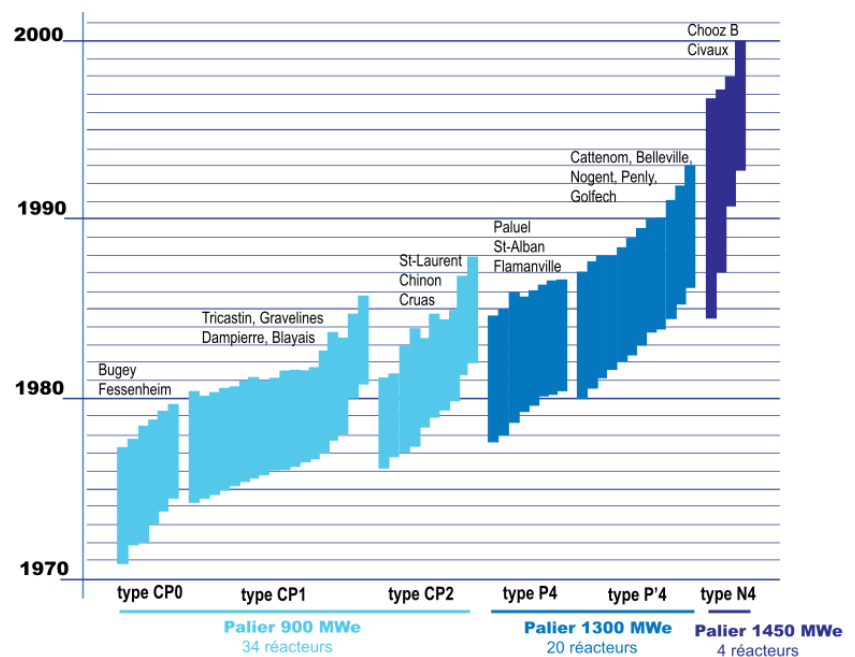


Figure 2 : Planification de la réalisation du parc nucléaire

Le tableau en annexe [Réf. 2] donne les informations sur les différentes tranches : le palier auquel elles appartiennent, la puissance installée brute et nette ainsi que les dates de début de construction, de divergence, de connexion au réseau et de mise en service commercial ainsi que la situation actuelle.

Le fonctionnement normal des tranches nécessite des arrêts planifiés (voir § 2), mais depuis 2016 diverses perturbations ont dégradé le fonctionnement du parc comme le montre le suivi de charge annuel (voir § 3). Ces perturbations peuvent être d'origine interne au fonctionnement des réacteurs ou d'origine externe dues à des aléas divers (voir § 4).

2. FONCTIONNEMENT NORMAL

Le fonctionnement normal nécessite des arrêts programmés pour le rechargement du combustible, les visites partielles et les visites décennales. Les travaux réalisés à l'occasion de ces visites sont en grande partie réalisés en sous-traitance. La [fiche argumentaire GAENA "Entreprises prestataires"](#) [Réf. 3] donne des informations sur l'organisation de ces actions. Un planning pluriannuel des arrêts est établi. Il privilégie les arrêts programmés entre mars et octobre, période où la demande d'électricité est moins forte.

² Les réacteurs de 1^{ère} génération étaient de la filière UNGG (Uranium Naturel Graphite Gaz) : 6 réacteurs pour une puissance de 2 005 MW.

³ Une centrale nucléaire comporte un nombre de tranches compris entre 2 et 6.

⁴ Trois sites comportant deux tranches d'un EPR légèrement modifié.

2.1. RECHARGEMENT DU COMBUSTIBLE

Le rechargement du combustible se fait par tiers ou par quart des assemblages de combustibles. Cette opération appelée « Arrêt Simple Rechargement » (ASR) nécessite le déchargement complet des assemblages. Les assemblages usés resteront plusieurs années dans la piscine-combustible de la tranche, en refroidissement, avant leur transfert sur le centre de retraitement de La Hague. L'ensemble des assemblages, partiellement usagés et neufs, seront rechargés dans le réacteur en respectant un plan qui permet le bon fonctionnement neutronique du réacteur. La durée du cycle du combustible est de 3 ou 4 ans selon le taux d'enrichissement en U^{235} . Un ASR peut avoir une durée de 4 à 6 semaines. Après un ASR le redémarrage du réacteur se fait en respectant des paliers de puissance.

2.2. VISITE PARTIELLE

Une visite partielle (VP) comprend à la fois le rechargement du combustible et un important programme périodique de maintenance. La durée de ces visites varie de 2 à 3 mois. A la suite d'une telle visite, le redémarrage du réacteur se fait également en respectant des paliers de puissance.

2.3. VISITE DÉCENNALE

Une visite décennale (VDx)⁵ comprend en plus d'une VP des contrôles approfondis et réglementaires des principaux composants que sont la cuve du réacteur, le circuit primaire et le bâtiment réacteur (étanchéité de l'enceinte de confinement). Chaque VD a pour objectif d'obtenir l'autorisation de fonctionnement pour dix années supplémentaires, elle fait l'objet d'un échange préliminaire important entre l'exploitant et l'ASN qui permet de préciser le contenu de la VD. La durée d'une VD est de l'ordre de 4 à 6 mois suivant la nécessité, ou pas, de remplacer de grands composants comme les GV. Des opérations du grand carénage (voir § 2.4.2) sont associées à la VD4. A la suite d'une telle visite, le redémarrage du réacteur se fait également en respectant des paliers de puissance.

2.4. AUTRES ACTIONS

D'autres actions, hors incident ou arrêt intempestif, nécessitées par la gestion du parc ou du mix de production, auront un impact plus ou moins important sur le fonctionnement d'une tranche.

2.4.1 Changement des GV (générateurs de vapeurs)

Cette opération est nécessaire lorsque le nombre de tubes des générateurs de vapeurs bouchés devient trop important, ce qui diminue le rendement thermique. Elle est effectuée en général après 30 ans de fonctionnement. C'est une opération lourde qui nécessite un arrêt du réacteur d'environ 2 mois. Elle est en général couplée à une VD ou une VP pour minimiser l'indisponibilité globale de la tranche.

2.4.2 Grand carénage

L'objectif du grand carénage est de permettre d'obtenir des autorisations de fonctionnement au-delà de 40 ans. La [fiche argumentaire GAENA "Durée de vie d'une centrale nucléaire"](#) [Réf. 4] donne des informations sur la durée de vie d'une tranche nucléaire. Les opérations du grand carénage concernent des modifications importantes qui ont pour objectif de s'approcher au plus près du référentiel de sûreté des réacteurs de 3^{ème} génération type EPR. Les modifications sont réalisées à l'occasion de la VD3 ou de la VD4 selon les paliers. Dans ce cas, la durée de l'arrêt peut atteindre 8 mois. 12 unités de 900 MW, sur 32, ont terminé leur grand carénage depuis 2020 et cette action est en cours sur 5 unités de 900 MW (voir tableau en annexe).

2.4.3 Fonctionnements en mode dégradé

En fonction de la demande de consommation d'électricité et des autres productions ainsi que du planning des arrêts programmés sur l'ensemble des tranches, certaines directives de fonctionnement peuvent être imposées aux tranches.

Suivi de charge

Certaines tranches peuvent assurer un « suivi de charge » qui consiste à faire varier leur puissance en fonction de la demande de consommation. Cette variation peut permettre de passer de 100 % de la puissance nominale à 20 % de cette puissance nominale en 30 minutes avec un gradient maximum de 5 % de la puissance nominale par minute. Le suivi de charge peut se faire sur toutes les tranches à l'exception de celles du palier CP0 et du palier N4 et à la condition que la durée de l'utilisation cumulée du combustible soit inférieure à 50 % de la durée totale du cycle.

⁵ VD1 : 10 ans après la divergence, VD2 : 20 ans après la divergence, VD3 : 30 ans après la divergence, VD4 : 40 ans après la divergence ...

Le suivi de charge a un impact sur le circuit secondaire en réduisant l'efficacité des sécheurs de vapeur dans les GV et en induisant des projections de gouttelettes dans le circuit vapeur. Si cette variation est réalisée de manière synchrone sur plusieurs tranches cela peut représenter une variation importante de la puissance fournie à partir du nucléaire.

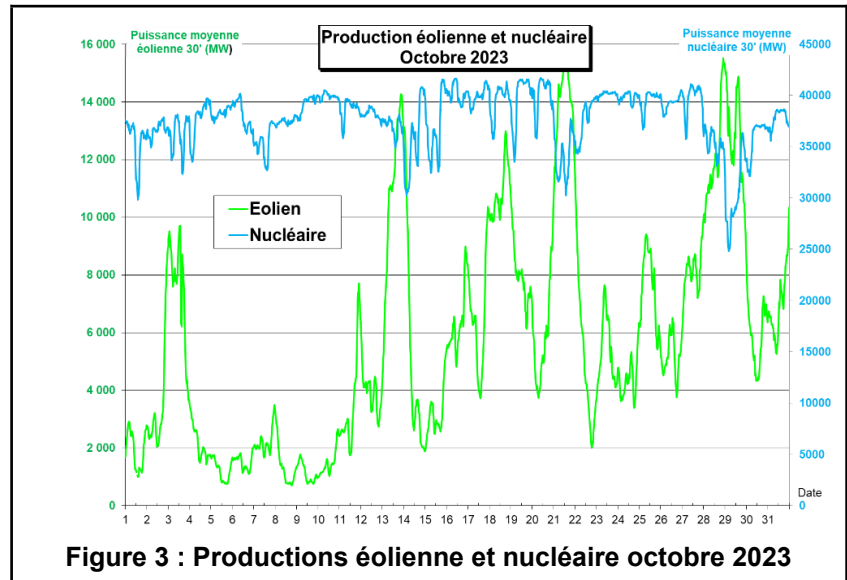
« Saut d'hiver » et économie de combustible

Lorsque la date de l'ASR d'une tranche se situe dans une période de consommation importante (novembre à mars) la tranche pourra éventuellement fonctionner à puissance réduite pendant plusieurs semaines (voire mois) de manière à repousser la date de l'ASR au-delà de la période de consommation importante. Ce mode de fonctionnement entraîne une économie de combustible.

Effacement devant l'éolien

Dans le mix énergétique français, la production nucléaire est une production de base qui devrait injecter sur le réseau toute la puissance qu'elle est capable de produire. Mais les énergies renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque) bénéficient d'une priorité d'accès au réseau et toutes leurs productions sont automatiquement injectées sur le réseau.

Ces conditions aboutissent parfois à ce que la production nucléaire s'efface devant la production renouvelable intermittente. La figure 3 est un exemple de ce phénomène. Cet effacement ne présente aucun intérêt pour les rejets de CO² puisqu'il s'agit de remplacer une production décarbonée par une autre production décarbonée.



Par contre, il présente un inconvénient financier dans la mesure où les charges fixes, qui représentent en gros 80 % du MWh nucléaire, ne sont pas plus payées donc plus amorties pendant l'effacement.

Contraintes liées au refroidissement

Le refroidissement du circuit secondaire d'un réacteur est assuré par un circuit tertiaire comprenant un condenseur et un prélèvement d'eau qui constitue la source froide. Le circuit de refroidissement peut être ouvert ou fermé.

- Circuit ouvert : l'eau est prélevée en amont du site et rejetée en aval, elle aura subi une élévation de température. Le prélèvement peut se faire en mer ou dans un cours d'eau (fleuve ou rivière) la quantité prélevée est de l'ordre de 50 m³/s.
- Circuit fermé : le refroidissement est réalisé par des aéroréfrigérants qui nécessitent un apport en eau de l'ordre de 2 m³/s dont environ 0,8 m³/s sera évaporé. Ce mode de refroidissement n'est fait que sur les centrales en bord de cours d'eau.

Le prélèvement d'eau peut avoir des conséquences sur la faune et la flore locale mais c'est surtout l'élévation de température entre l'aval et l'amont des centrales en bord de cours d'eau qui peut avoir des conséquences sur la faune et la flore du cours d'eau. Des contrôles systématiques de température en aval et en amont des centrales sont effectués.

Ces centrales bénéficient d'une autorisation d'élévation maximale de la température, cette élévation est contrôlée par l'ASN. En cas de dépassement l'ASN peut, soit demander une baisse temporaire de la puissance des réacteurs, soit donner une dérogation temporaire à l'élévation de température.

Il est évident que les dérèglements climatiques que nous subissons ne peuvent qu'augmenter le nombre de situations où les élévations de température deviennent supérieures aux autorisations.

L'étude réalisée par la SFEN [Réf. 5] « Combien d'eau consomment les centrales nucléaires ? » détaille les consommations de chaque centrale.

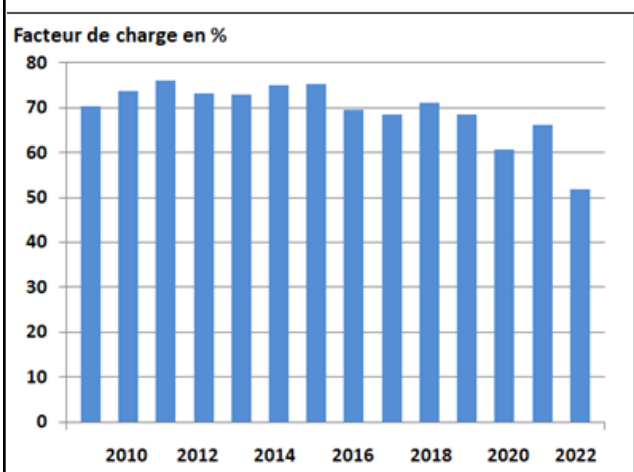
3. ÉVOLUTION DU FACTEUR DE CHARGE

Le facteur de charge annuel⁶ du parc nucléaire permet de mesurer l'utilisation du parc. La figure 4 présente l'évolution de ce facteur de charge de 2009 à 2022.

Le facteur de charge a été supérieur à 70 % jusqu'en 2015, avec un plateau de 2010 à 2015.

À partir de 2016 une baisse du facteur de charge est observée, elle est particulièrement importante en 2020 et 2022. Pour 2020 la principale cause est la baisse d'activité, et donc de consommation électrique, à cause de la COVID.

Figure 4 : Evolution du facteur de charge du parc nucléaire ►



Les principales causes des variations du facteur de charge sont présentées dans le chapitre 4, elles peuvent être d'origine externe ou interne aux réacteurs.

4. PRINCIPALES PERTURBATIONS DU FONCTIONNEMENT DU PARC NUCLÉAIRE

Les différents éléments décrits ci-dessous ont tous eu un impact plus ou moins important sur le fonctionnement du parc nucléaire et expliquent la baisse du facteur de charge depuis 2016.

4.1. SÉGRÉGATION DU CARBONE

Une anomalie de la concentration en carbone des aciers a été mise en évidence dès 2014 dans les dossiers de fabrication au Creusot. Elles ont conduit à vérifier certains fonds de générateurs de vapeur. Des contrôles ont été effectués sur la partie basse des générateurs de vapeur de 18 tranches de 900 MW. Ces contrôles effectués à partir de 2016 n'ont donné lieu à aucune action corrective mais ils ont entraîné des arrêts importants qui se sont déroulés sur 8 mois.

4.2. DIGUE DU SITE DU TRICASTIN

L'ASN avait signifié à EDF que, sur une certaine portion, la digue de protection contre les inondations du site du Tricastin risquait de ne pas résister au séisme majoré de sécurité. En septembre 2017 EDF a reçu l'injonction de renforcer cette partie de la digue. L'ensemble des tranches du site ont été arrêtées entre le 29 septembre et le 4 octobre.

Leur redémarrage s'est étalé entre le 5 décembre et le 8 janvier. La figure 5 présente la production de la centrale de Tricastin en décembre 2017. Les travaux ont représenté un cumul de 320 jours. La puissance manquante a été de 3 600 MW et la perte de production d'environ 4,8 TWh⁷.

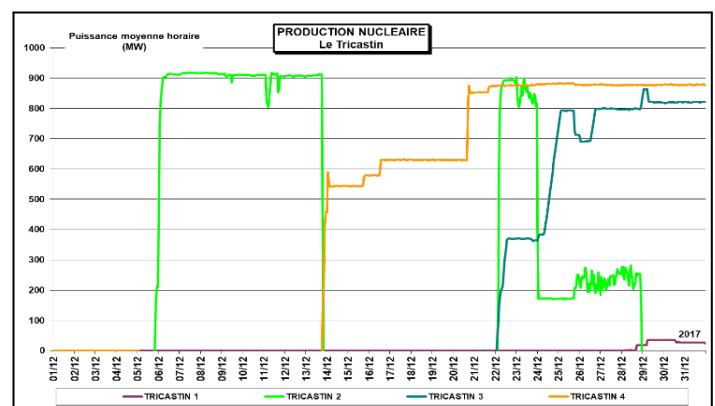


Figure 5 : Production de Tricastin (décembre 2017)

4.3 SÉISME EN ARDÈCHE

⁶ Production annuelle / (puissance installée x nombre d'heures de l'année).

⁷ Avec l'hypothèse d'un facteur de charge de 70 %

Le 11 novembre 2019 un séisme s'est produit au Teil en Ardèche à environ 12 km de la centrale de Cruas qui comprend 4 tranches de 900 MW. Les 3 tranches qui étaient en production ont été arrêtées. Aucun dommage n'a été constaté après le séisme, mais l'ASN a demandé une série de contrôles et de tests avant d'autoriser le redémarrage des tranches de la centrale.

Cette action a eu une durée importante car il a fallu d'abord établir la liste des contrôles et tests à réaliser⁸. Elles ont été remises en fonctionnement, après contrôles approfondis, à partir du 7 décembre 2019, soit un arrêt de l'ordre de 4 semaines qui représente un manque de puissance permanent de 2,2 GW⁹ et un défaut de production de 3,2 TWh¹⁰. Les figures 6 et 7 présentent la production de la centrale de Cruas en novembre et décembre 2019.

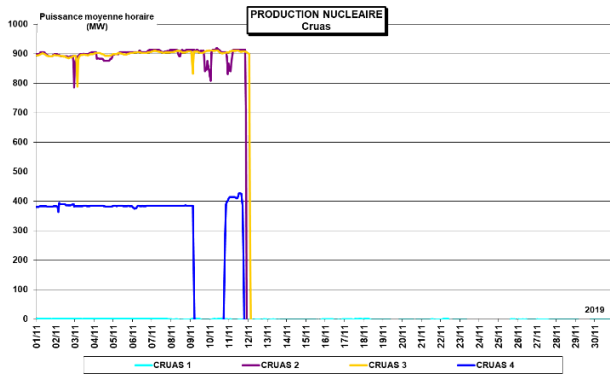


Figure 6 : Production de Cruas (novembre 2019)

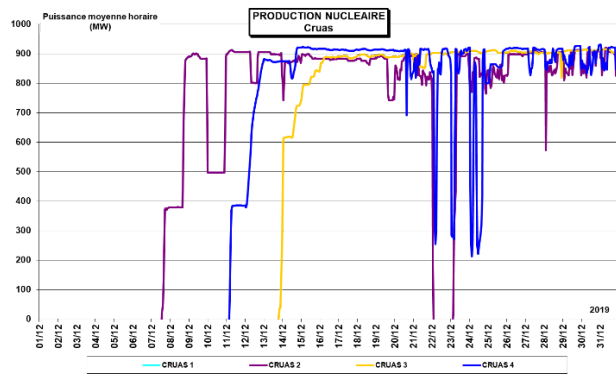


Figure 7 : Production de Cruas (décembre 2019)

[La fiche d'actualité GAENA n°14](#) [Réf. 6] donne les conséquences du séisme sur l'équilibre du système électrique en France.

4.4. COVID

La pandémie de la COVID, à partir de mars 2020, a eu un double impact :

- La baisse de l'activité économique a entraîné une baisse importante de la consommation et donc de la production du parc nucléaire, sachant que la production des énergies renouvelables intermittentes restait prioritaire.
- Les conditions de travail, après le confinement, ont entraîné une augmentation significative des durées des différentes tâches sur l'ensemble des tranches en cours de maintenance¹¹

La désorganisation profonde du planning de maintenance qui a pesé sur la production hivernale des années suivantes a nécessité de faire des « saut d'hiver » sur certaines tranches.

4.5. CORROSION SOUS CONTRAINTE

La fissuration par corrosion sous contrainte (CSC) a été mise en évidence en octobre 2021 sur la tranche n° 1 de la centrale de Civaux à l'occasion de la VD2. Ces fissurations affectent les circuits d'injection de sécurité qui assurent le refroidissement du circuit primaire en cas d'incident. Des contrôles ont permis de constater que ce phénomène touchait la grande partie des tranches des paliers N4 et P'4. Au total 25 tranches ont été arrêtées pour faire des contrôles. Les travaux palliatifs ont consisté à découper les tronçons de tuyauteries affectés par des fissurations et à les remplacer. À ce jour il y a encore 2 tranches en cours de réparation.

[La fiche argumentaire GAENA "Corrosion sous contrainte"](#) [Réf. 7] donne des informations détaillées sur ce phénomène.

4.6. VIEILLISSEMENT DES PRODUITS MOULÉS

Certains produits moulés, principalement des coudes, montés sur le circuit primaire voient leurs propriétés de résistance à la rupture ductile se dégrader au fil du temps. Ceci a conduit EDF à engager un vaste programme de remplacement à l'occasion des arrêts programmés, et/ou à réduire les sollicitations thermomécaniques en exploitation, donc réduire la production de certains réacteurs.

⁸ Liste qui n'avait pas été établie car elle dépend de l'intensité du séisme.

⁹ Cruas 4 fonctionnait à mi-puissance et Cruas 1 arrêtée avant le séisme n'a redémarré qu'en janvier 2020.

¹⁰ Avec l'hypothèse d'un facteur de charge de 70 %.

¹¹ A titre d'exemple la VD4 d'une tranche de Bugey a vu sa durée augmenter de façon importante.

4.7 ÎLOTAGE

Il est parfois nécessaire de réduire brutalement la puissance d'un réacteur, en particulier à la suite d'incidents sur la connexion au réseau ou lorsque le réseau lui-même est défaillant. Cette action permet un redémarrage rapide du réacteur alors qu'un arrêt total entraînerait un redémarrage plus complexe¹².

En cas d'îlotage la puissance est réduite à environ 50 MW, puissance suffisante pour assurer le fonctionnement des auxiliaires¹³. Le passage en îlotage est délicat car la transition de la puissance nominale à une puissance de 50 MW entraîne des contraintes fortes sur le circuit secondaire et le condenseur.

La tempête Ciaran a endommagé le réseau électrique dans le Cotentin, privant la centrale de Flamanville de sa ligne d'évacuation. Les deux réacteurs ont donc dû être îlotés. La tranche Flamanville 1 a été îlotée le 2/11/2023 de 15h à 19h, la tranche Flamanville 2 a été arrêtée pour pouvoir intervenir sur un matériel extérieur impacté par la tempête.

5. QUELQUES PARTICULARITÉS

Des évènements particuliers ont marqué le fonctionnement du parc nucléaire depuis 2009.

5.1. CONSOMMATION RECORD DU 8 FÉVRIER 2012

Le 8 février 2012 à 19h la puissance appelée a été de 102 098 MW¹⁴. Le tableau 1 ci-dessous donne les productions réalisées par l'ensemble des moyens de production ainsi que l'importation nécessaire.

Le parc nucléaire a fourni 58,3 % de la puissance nécessaire, il avait un facteur de charge de 94,3 %. Seules 3 tranches étaient à l'arrêt, les 55 tranches en fonctionnement ont eu un facteur de charge moyen de 98,9 %.

08/02/2012 19:00	Consommation / Parc installé	Fioul	Charbon	Gaz	Nucléaire	Eolien	Photo-voltaïque	Hydraulique	Autres	Production totale	Import	Combustibles fossiles	Energies renouvelables
Puissance appelée (MW)	102 098	5 477	5 201	7 994	59 519	1 754	0	14 113	642	94 700	7 399	18 672	15 867
% consommation		5,4%	5,1%	7,8%	58,3%	1,7%	0,0%	13,8%	0,6%	92,8%	7,2%	18,3%	15,5%
Puissance installée (MW)	127 014	10 331	7 943	9 539	63 130	6 746	2 649	25 394	1 282			27 813	34 789
Facteur de charge		53,0%	65,5%	83,8%	94,3%	26,0%	0,0%	55,6%	50,1%	74,6%		67,1%	45,6%

Tableau 1 : production d'électricité le 8 février 2012 à 19h

5.2. POST FUKUSHIMA

Suite à l'accident de Fukushima, provoqué par un séisme suivi d'un tsunami en 2011, l'ASN a demandé à EDF de mettre en œuvre un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS¹⁵, à :

- Prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression,
- Limiter les rejets radioactifs massifs,
- Permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

Les actions réalisées ont pour but de fournir des sources d'électricité et d'eau supplémentaires « durcies » ainsi que des moyens de contrôles pour les exploitants également « durcis ». Ces opérations concernent les sites des centrales et n'ont pas eu d'incidence sur leur fonctionnement. Par contre certaines actions ont concerné des modifications importantes pour gérer les accidents avec fusion du cœur, ces actions ont été réalisées dans le cadre du grand carénage. La [fiche argumentaire GAENA "Durée de vie d'une centrale nucléaire"](#) [Réf. 4] donne des informations sur le programme post-Fukushima.

¹² Cet état permettrait un redémarrage rapide en cas de black-out car il ne nécessite pas de source extérieure d'électricité, contrairement à un arrêt du réacteur.

¹³ Circulation du fluide de refroidissement du circuit primaire.

¹⁴ Puissance qui constitue le maximum observé à ce jour.

¹⁵ Évaluations Complémentaires de Sécurité.

6. ASPECTS FINANCIERS

En dehors des opérations planifiées (ASR, VP et VD) les autres actions ont eu un impact financier non prévu. Cet impact peut être découpé en deux catégories.

6.1. PERTES DE PRODUCTION

Les arrêts de longue durée liés à des aléas représentent des pertes de production importantes (4,8 TWh à Tricastin, 3,2 TWh à Cruas) qui constituent un manque à gagner pour EDF, les pertes liées à la CSC sont plus difficiles à estimer mais elles sont très importantes. Ces pertes ont souvent engendré des importations importantes qui représentent un coût indirect lié aux aléas de fonctionnement.

Cet impact est principalement important en 2022 où le solde des échanges transfrontaliers a été pour la première fois négatif avec un déficit de 16,4 TWh (11,8 % de la consommation) à une période de prix de marché très élevés. Les douanes indiquent un coût de **10 Mds d'€** pour les importations d'électricité.

Les manques à gagner dus aux baisses de production liées à la COVID sont principalement dus à la baisse d'activité économique. Les retards dans les actions en cours ont également entraîné des baisses de production.

L'effacement du nucléaire devant les énergies renouvelables intermittentes entraîne également un manque à gagner pour EDF.

6.2. COÛT DES ACTIONS CURATIVES

Les actions curatives ont eu des coûts plus ou moins importants. Il est difficile de connaître les coûts de certaines opérations telles que la ségrégation du carbone, l'arrêt de Cruas et du Tricastin ainsi que les conséquences de la COVID.

Par contre le coût du grand carénage (sur l'ensemble du parc) a été estimé, fin 2020, par EDF à **49,4 Mds d'€**.

6.3. ARENH

L'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) oblige EDF à vendre un volume de production à des fournisseurs alternatifs à un prix imposé (40 ou 46 €/MWh suivant les périodes), en dessous du coût de production. Ce système est particulièrement pénalisant lorsque la production du parc nucléaire est faible suite aux différents événements décrits ci-dessus. EDF se trouve alors obligé d'importer depuis le marché « spot » des MWh à un prix très supérieur (plus de 1 000 €/MWh à l'été 2022).

7. CONCLUSIONS

Le parc nucléaire a « tourné comme une horloge » jusqu'en 2015, à partir de 2016 de nombreux aléas sont intervenus. Le constat est que tous les événements décrits ci-dessus ont eu, en plus de l'impact sur la production à partir du nucléaire, un impact important sur le planning des arrêts pour la maintenance (ASR, VP et VD) de nombreuses tranches et pour conséquence une baisse du facteur de charge. Ce planning est établi sur plusieurs années à l'avance car la disponibilité des équipes compétentes pour les différentes actions de maintenance est limitée. Les contraintes de répartition des actions de maintenance au cours de l'année sont importantes.

Le grand carénage a un impact important sur la disponibilité du parc.

La concomitance de certains événements, grand carénage, COVID, corrosion sous contrainte, a largement contribué à la baisse du facteur de charge.

L'effacement du nucléaire devant les énergies renouvelables intermittentes ne fera qu'augmenter dans la mesure où la puissance installée des parcs éolien et photovoltaïque continuera de croître. Ce phénomène se traduira par une baisse du facteur de charge et un surcoût du MWh nucléaire.

Après la fin des actions curatives liées à la corrosion sous contrainte et en l'absence de nouveaux aléas de fonctionnement, il faudrait encore plusieurs années pour retrouver une production comme celle qui était en vigueur avant 2016. Ce qui sera difficile à atteindre à cause de l'effacement face aux énergies renouvelables intermittentes.

L'année 2023 devrait présenter un bilan plus favorable que celui de 2022. A la fin du mois d'octobre 2022 la production nucléaire était de 228,7 TWh (facteur de charge sur les 10 premiers mois : 51,1 %), à la fin du mois d'octobre 2023 la production nucléaire était de 260,5 TWh (facteur de charge sur les 10 premiers mois : 58,2 %).

Les résultats de la production d'électricité sur les quelques dernières années, en particulier en 2022, mettent en évidence que l'indépendance de la France en matière de production d'électricité nécessite une grande disponibilité du parc nucléaire.

8. RÉFÉRENCES

- [1] [Fiche argumentaire GAENA "EPR"](#)
- [2] ELECNUC publication CEA
[Médiathèque - Elecnuc 2019 - Les centrales nucléaires dans le monde](#)
- [3] [Fiche argumentaire GAENA "Organisation mise en place pour les entreprises prestataires de la maintenance du parc nucléaire français"](#)
- [4] [Fiche argumentaire GAENA "Durée de vie d'une centrale nucléaire"](#)
- [5] [Fiche d'actualité GAENA n°14 "Révélation d'un séisme sur l'équilibre du système électrique en France, épisode du 11 novembre 2019 en Drôme-Ardèche"](#)
- [6] [Fiche argumentaire GAENA "La fissuration par corrosion sous contrainte dans les réacteurs nucléaires français d'EDF"](#)

9. GLOSSAIRE

- ARENH : Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique
- ASN : Autorité de Sûreté Nucléaire
- ASR : Arrêt Simple Rechargement
- CSC : Corrosion Sous Contrainte
- ECS : Evaluations Complémentaires de Sûreté
- EPR : Evolutionary Power Reactor
- GV : Générateur de Vapeur
- REP : Réacteur à Eau Pressurisée
- RRA : Réseau de Refroidissement à l'Arrêt
- RIS : Réseau d'Injection de Sécurité
- VD : Visite Décennale
- VP : Visite Partielle

ANNEXE

PARC NUCLÉAIRE FRANÇAIS

Unité	Palier	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Début de construction	Divergence	Connexion au réseau	Mise en service commercial	Situation en novembre 2023
BELLEVILLE-1	P'4	1363	1310	05/1980	09/1987	10/1987	06/1988	VP et réparation RIS
BELLEVILLE-2	P'4	1363	1310	08/1980	05/1988	07/1988	01/1989	
BLAYAIS-1	CP1	951	910	01/1977	05/1981	06/1981	12/1981	Grand carénage terminé
BLAYAIS-2	CP1	951	910	01/1977	06/1982	07/1982	02/1983	VD4 et grand carénage en cours
BLAYAIS-3	CP1	951	910	04/1978	07/1983	08/1983	11/1983	
BLAYAIS-4	CP1	951	910	04/1978	05/1983	05/1983	10/1983	
BUGEY-2	CP0	945	910	11/1972	04/1978	05/1978	03/1979	VP, phase 2 du grand carénage
BUGEY-3	CP0	945	910	09/1973	08/1978	09/1978	03/1979	VD4 et grand carénage en cours
BUGEY-4	CP0	917	880	06/1974	09/1979	03/1979	07/1979	Grand carénage terminé
BUGEY-5	CP0	917	880	07/1974	09/1979	07/1979	01/1980	Grand carénage terminé
CATTENOM-1	P'4	1362	1300	10/1979	10/1986	11/1986	04/1987	
CATTENOM-2	P'4	1362	1300	07/1980	08/1987	09/1987	02/1988	
CATTENOM-3	P'4	1362	1300	06/1982	02/1990	07/1990	02/1991	ASR
CATTENOM-4	P'4	1362	1300	09/1983	05/1991	05/1991	01/1992	
CHINON-B-1	CP2	954	905	03/1977	10/1982	11/1982	02/1984	VD4 et grand carénage en cours
CHINON-B-2	CP2	954	905	03/1977	09/1983	11/1983	08/1984	
CHINON-B-3	CP2	954	905	10/1980	09/1986	10/1986	03/1987	
CHINON-B-4	CP2	954	905	02/1981	10/1987	11/1987	04/1988	
CHOOZ-B-1	N4	1560	1500	01/1984	07/1996	08/1996	05/2000	
CHOOZ-B-2	N4	1560	1500	12/1985	03/1997	04/1997	09/2000	
CIVAUX-1	N4	1561	1495	10/1988	11/1997	12/1997	01/2002	
CIVAUX-2	N4	1561	1495	04/1991	11/1999	12/1999	04/2002	
CRUAS-1	CP2	956	915	08/1978	04/1983	04/1983	04/1984	VP
CRUAS-2	CP2	956	915	11/1978	08/1984	09/1984	04/1985	VP
CRUAS-3	CP2	956	915	04/1979	04/1984	05/1984	09/1984	ASR
CRUAS-4	CP2	956	915	10/1979	10/1984	10/1984	02/1985	
DAMPIERRE-1	CP1	937	890	02/1975	03/1980	03/1980	09/1980	Grand carénage terminé
DAMPIERRE-2	CP1	937	890	04/1975	12/1980	12/1980	02/1981	Grand carénage terminé
DAMPIERRE-3	CP1	937	890	09/1975	01/1981	01/1981	05/1981	VD4 et grand carénage en cours
DAMPIERRE-4	CP1	937	890	12/1975	08/1981	08/1981	11/1981	

Puissance brute : puissance en sortie du générateur.

Puissance nette : puissance en sortie de la tranche.

Unité	Palier	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Début de construction	Divergence	Connexion au réseau	Mise en service commercial	Situation en novembre 2023
FESSENHEIM-1	CP0	920	880	09/1971	03/1977	04/1977	01/1978	Arrêt définitif 22/ 2/2020
FESSENHEIM-2	CP0	920	880	02/1972	06/1977	10/1977	04/1978	Arrêt définitif 30/ 6/2020
FLAMANVILLE-1	P4	1382	1330	12/1979	09/1985	12/1985	12/1986	
FLAMANVILLE-2	P4	1382	1330	05/1980	06/1986	07/1986	03/1987	
GOLFECH-1	P'4	1363	1310	11/1982	04/1990	06/1990	02/1991	VD3 et réparation RIS
GOLFECH-2	P'4	1363	1310	10/1984	05/1993	06/1993	03/1994	
GRAVELINES-1	CP1	951	910	02/1975	02/1980	03/1980	11/1980	VP, grand carénage terminé
GRAVELINES-2	CP1	951	910	03/1975	08/1980	08/1980	12/1980	VD4 et grand carénage en cours
GRAVELINES-3	CP1	951	910	12/1975	11/1980	12/1980	06/1981	ASR, grand carénage terminé
GRAVELINES-4	CP1	951	910	04/1976	05/1981	06/1981	10/1981	
GRAVELINES-5	CP1	951	910	10/1979	08/1984	08/1984	01/1985	
GRAVELINES-6	CP1	951	910	10/1979	07/1985	08/1985	10/1985	
NOGENT-1	P'4	1363	1310	05/1981	09/1987	10/1987	02/1988	VP
NOGENT-2	P'4	1363	1310	01/1982	10/1988	12/1988	05/1989	
PALUEL-1	P4	1382	1330	08/1977	05/1984	06/1984	12/1985	
PALUEL-2	P4	1382	1330	01/1978	08/1984	09/1984	12/1985	
PALUEL-3	P4	1382	1330	02/1979	08/1985	09/1985	02/1986	
PALUEL-4	P4	1382	1330	02/1980	03/1986	04/1986	06/1986	ASR
PENLY-1	P'4	1382	1330	09/1982	04/1990	05/1990	12/1990	
PENLY-2	P'4	1382	1330	08/1984	01/1992	02/1992	11/1992	
ST. ALBAN-1	P4	1381	1335	01/1979	08/1985	08/1985	05/1986	
ST. ALBAN-2	P4	1381	1335	07/1979	06/1986	07/1986	03/1987	
ST. LAURENT-B-1	CP2	956	915	05/1976	01/1981	01/1981	08/1983	VP
ST. LAURENT-B-2	CP2	956	915	07/1976	05/1981	06/1981	08/1983	Grand carénage terminé
TRICASTIN-1	CP1	955	915	11/1974	02/1980	05/1980	12/1980	VP, compléments grand carénage
TRICASTIN-2	CP1	955	915	12/1974	07/1980	08/1980	12/1980	Grand carénage terminé
TRICASTIN-3	CP1	955	915	04/1975	11/1980	02/1981	05/1981	Grand carénage terminé
TRICASTIN-4	CP1	955	915	05/1975	05/1981	06/1981	11/1981	
Parc initial	58	65880	63130					
Parc actuel (novembre 2023)	56	64040	61370					