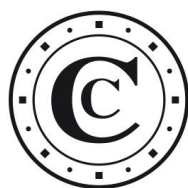


Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

L'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE DU PARC DE RÉACTEURS NUCLÉAIRES

Communication à la commission des finances du Sénat

Mars 2023

Sommaire

PROCÉDURES ET MÉTHODES.....	5
SYNTHÈSE	7
RECOMMANDATIONS.....	11
INTRODUCTION.....	13
 CHAPITRE I UNE PRISE EN COMPTE PROGRESSIVE DES ENJEUX DU CHANGEMENT CLIMATIQUE POUR LE PARC NUCLÉAIRE	 17
I - UNE BASE COMMUNE D'ANALYSE DU CLIMAT AUTOUR DES RAPPORTS DU GIEC.....	17
A - Les rapports du GIEC, des projections climatiques consolidées et partagées par les acteurs du nucléaire	17
B - Les conséquences du changement climatique sur l'air, l'eau, la mer.....	20
C - L'appréciation plus difficile des conséquences à court terme du changement climatique pour le parc nucléaire.....	25
II - LES PRINCIPAUX ENJEUX DU CHANGEMENT CLIMATIQUE POUR LE PARC NUCLÉAIRE ET SON ÉVOLUTION	26
A - Le parc électronucléaire français et ses perspectives	26
B - Le changement climatique et les enjeux liés à la sûreté des réacteurs et à la production d'électricité.....	28
III - LES POLITIQUES ET ORGANISATIONS MISES EN ŒUVRE POUR RÉPONDRE À CES ENJEUX.....	38
A - La politique de l'État en matière d'adaptation au changement climatique	38
B - Une organisation de la démarche d'adaptation déclinée par direction au sein du groupe EDF	40
C - L'intérêt d'une approche systémique en matière d'adaptation.....	42
 CHAPITRE II DES EFFETS PRIS EN COMPTE AU TITRE DE LA SÛRETÉ, ENCORE LIMITÉS POUR LA DISPONIBILITÉ DU PARC EXISTANT, À ANTICIPER POUR LE NOUVEAU NUCLÉAIRE	 45
I - UNE PRISE EN COMPTE DES RISQUES À LA CONCEPTION ET LORS DES EXAMENS PÉRIODIQUES DE SÛRETÉ.....	45
A - Le dimensionnement du parc actuel contre les agressions.....	45
B - Une réévaluation continue des risques associés aux agressions d'origine naturelle dans la démonstration de sûreté	49
C - Le renforcement de la prévention contre les agressions naturelles après l'accident de Fukushima	53
D - Les positions adoptées par l'ASN sur les réexamens périodiques	54
E - Un coût de l'adaptation qui n'est pas encore pleinement mesuré.....	56
II - DES EFFETS MODÉRÉS MAIS CROISSANTS DES ÉVOLUTIONS CLIMATIQUES SUR LA DISPONIBILITÉ DU PARC	58
A - La sensibilité du parc aux normes environnementales.....	58
B - Des accords transfrontaliers contraignants.....	63
C - Des pertes de production limitées mais des risques de tension croissants pour le réseau	66
D - La nécessité de mieux apprécier la contrainte hydrique	72
E - Des innovations explorées mais sans perspectives opérationnelles à ce stade pour limiter la consommation d'eau du parc actuel	75

III - LES FUTURES INSTALLATIONS SOUMISES À DES EXIGENCES FORTES	
DU FAIT DES ÉVOLUTIONS CLIMATIQUES À LONG TERME	77
A - Les solutions technologiques et les expériences internationales.....	77
B - Le changement climatique, élément fondamental, de la conception et de la localisation des futures centrales	80
LISTE DES ABRÉVIATIONS	87
ANNEXES	89

Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres¹ thématiques que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'indépendance institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La contradiction implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La collégialité intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

*
**

Le Parlement peut demander à la Cour des comptes la réalisation d'enquêtes, sur le fondement du 2° de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances (commissions des finances), de l'article LO 132-3-1 du code des juridictions financières (commissions des affaires sociales) ou de l'article L. 132-6 du code des juridictions financières (présidents des assemblées).

La Cour des comptes a ainsi été saisie par le président de la commission des finances du Sénat, par lettre du 18 janvier 2022, en application de l'article L. 132-4 du code des juridictions financières, d'une demande d'enquête portant sur l'adaptation au changement climatique du parc de réacteurs nucléaires. Cette demande a été acceptée par le Premier président le 25 janvier 2022. Par une lettre de cadrage datée du 1^{er} avril 2022, le Premier président a précisé le périmètre et les modalités d'organisation des travaux demandés à la Cour (cf. annexe n° 1).

¹ La Cour comprend aussi une chambre contentieuse, dont les arrêts sont rendus publics.

L'enquête a été inscrite au programme de travail de la deuxième chambre, dont le périmètre de compétence comprend le secteur de l'énergie. La présidente de la deuxième chambre a notifié cette enquête aux entreprises, administrations et organismes publics concernés par lettres du 24 janvier 2022. Une quarantaine d'entretiens ont été effectués par les rapporteurs. L'instruction a permis de rencontrer l'essentiel des administrations, centrales ou déconcentrées, organismes ou entreprises publics compétents sur le champ de l'enquête. La liste des personnes rencontrées est annexée au présent rapport (cf. annexe n° 2). De nombreuses données, parfois confidentielles, ont été communiquées à l'issue de ces entretiens. Les échanges avec EDF ont été matérialisés par trois questionnaires principaux assortis de questionnaires complémentaires. Des déplacements ont été effectués au centre de recherche et développement d'EDF à Chatou (16/05) ainsi que sur le site de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine (1/06).

L'enquête a donné lieu à un entretien de cadrage avec la commission des finances du Sénat le 14 février 2022, à un entretien d'étape le 18 juillet ainsi qu'à un entretien de restitution le 7 octobre 2022.

**

Le projet de communication a été préparé, puis délibéré le 18 janvier 2023, par la deuxième chambre, présidée par Mme Annie Podeur, présidente de chambre, et composée de Mmes et MM. Jean-Paul Albertini, Eric Allain, Alain Levionnois, Loguivy Roche, Vincent Berger, Jean-Noël Gout, conseillers maîtres, ainsi que, en tant que rapporteurs, M. Jean-François Tricaud, conseiller maître, Mme Rizlane Bibaoui, conseillère référendaire en service extraordinaire et, en tant que contre-rapporteur, M. Antoine Guérault, conseiller maître. Ce délibéré a été précédé par les auditions, le 11 janvier 2023, du directeur général de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, du directeur général de l'énergie et du climat, du directeur général de la prévention des risques et de la directrice générale du logement, de l'aménagement et de la nature, puis le 13 janvier du président-directeur général d'EDF et du président de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Il a été examiné le 31 janvier 2023 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Moscovici, Premier président, Mme Camby, rapporteure générale du comité, M. Andréani, Mme Podeur, M. Charpy, Mme Démier, M. Bertucci, Mme Hamayon, présidentes et présidents de chambre de la Cour, M. Tournier, conseiller maître, président de section, représentant M. Meddah, président de chambre de la Cour, M. Michaut, M. Lejeune, M. Advielle, Mme Gervais et Mme Renet, présidentes et présidents de chambre régionale des comptes et M. Gautier, Procureur général, entendu en ses avis.

**

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

Synthèse

Un parc nucléaire qui cumule les défis sur le siècle à venir

Le parc nucléaire français, qui comporte à ce jour 56 réacteurs implantés sur 18 centrales, va être confronté au cours de ce siècle au changement climatique dans un contexte de transitions industrielle et technique. La filière nucléaire française doit à la fois se préparer à la perspective de la prolongation, puis de l'arrêt du parc actuel, conçu initialement pour être exploité 40 ans et dont les réacteurs atteindront une moyenne d'âge d'environ 45 ans en 2030, assurer la mise en service du premier EPR français à Flamanville, et préparer la construction envisagée d'un programme « nouveau nucléaire » de 14 EPR², dont le premier pourrait être mis en service en 2035. Ces défis techniques et industriels pour les décennies à venir devront être relevés dans un contexte où le parc nucléaire subit un accroissement en intensité et en fréquence des épisodes de chaleur et des extrêmes climatiques.

L'adaptation au changement climatique nécessite de préciser ce à quoi il faut s'adapter, à quelle échéance, et comment les aléas climatiques sont pris en compte pour assurer la sûreté et la production nucléaire. Le rapport s'est donc attaché à exposer la méthodologie adoptée par l'exploitant, les services de l'État, l'autorité et l'expert en sûreté nucléaire³ pour définir et décliner des modèles climatiques. Il est apparu nécessaire de qualifier la démarche retenue et de s'assurer de sa cohérence et de son articulation entre les différents acteurs (exploitant, autorité de sûreté, services de l'État). En dépit de choix discrétionnaires des utilisateurs, une base commune à ces modèles existe, s'appuyant sur les travaux du GIEC. Ont été en particulier retenus les paramètres physiques dont l'évolution est la plus déterminante en matière de changement climatique pour le parc nucléaire : la température de l'air et de l'eau, la sécheresse et les étiages sévères, le niveau marin – ce risque concernant principalement le nouveau nucléaire –, ainsi que les phénomènes climatiques extrêmes et de long terme, c'est à dire à horizon 2100 et au-delà⁴. Ces derniers sont difficiles à qualifier en termes de probabilité d'occurrence et de conséquences mais il faut s'efforcer d'en tenir compte pour des installations industrielles sensibles.

À cet effet, l'exploitant Électricité de France (EDF) s'est organisé de longue date pour appréhender les phénomènes climatiques. Depuis plusieurs années, l'adaptation au changement climatique est devenue une préoccupation importante pour l'entreprise ; les événements de l'été 2022 ont entraîné une accélération en termes d'organisation interne et de prise en compte plus transversale de ce sujet.

² 6 EPR2 tranche ferme, 8 EPR2 tranche optionnelle selon les orientations données par le Président de la République dans son discours à Belfort le 10 février 2022.

³ Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et Institut de radioprotection et de sûreté nucléaires (IRSN).

⁴ Une partie des 14 EPR2 envisagés seraient encore en exploitation au-delà de 2100 si on considère une exploitation de 60 ans.

Un dispositif de sûreté nucléaire qui intègre l'adaptation au changement climatique dans ses référentiels

La conception initiale des centrales du parc actuel et les dispositions relatives à la sûreté nucléaire sont antérieures à l'émergence de la notion de changement climatique. Les phénomènes climatiques et les aléas étaient alors appréhendés à travers l'examen d'un certain nombre d'agressions externes naturelles (températures de l'air, de l'eau, inondations, étiages). Pour autant, les importantes marges retenues pour le dimensionnement de la résistance à ces phénomènes et leurs évolutions successives ont, de fait, permis d'intégrer les évolutions climatiques.

Progressivement, les aléas climatiques et l'évolution du climat ont été reconnus comme des éléments clé de la sûreté et intégrés dans les référentiels imposés par l'autorité de sûreté, qu'il s'agisse du « grand froid » dans les années 80, des inondations après l'accident du Blayais en 1999 ou encore du référentiel « grand chaud » après la canicule de 2003. L'accident de Fukushima en 2011 et les évaluations de sûreté complémentaires qui ont suivi ont conduit à renforcer ces référentiels contre les agressions, lesquels sont mis à jour dans le cadre des procédures de réévaluation de sûreté à chaque visite décennale. Ainsi, intégrés dans les démonstrations de sûreté et régulièrement réévalués, les risques qu'emporte le changement climatique ne doivent pas affecter le niveau de sûreté du parc nucléaire.

Le coût estimé de cette adaptation, strictement rapporté au changement climatique et aux événements associés, demeure modeste en termes d'investissements, de l'ordre du milliard d'euros pour la période passée et d'environ 600 M€ pour les quinze prochaines années. EDF ne l'a cependant pas évalué complètement et précisément. Dans le cadre de sa communication extra-financière et de sa politique de responsabilité sociale et environnementale, l'entreprise devra s'employer à identifier et mesurer l'ensemble de ces coûts, en fonctionnement comme en investissement.

Des effets encore limités mais croissants des évolutions climatiques sur la disponibilité du parc

À côté des paramètres liés à la sûreté, le parc nucléaire est soumis à des normes environnementales de prélèvements d'eau et de rejets thermiques, propres à chaque site, conçues pour limiter les impacts sur le milieu aquatique en aval et permettre le partage de la ressource en eau pour d'autres usages. Des accords transfrontaliers peuvent, en outre, assujettir certaines centrales à un cadre plus limitatif, comme c'est le cas à Chooz avec la Belgique ou à Cattenom avec le Luxembourg. Ces normes, associées à des épisodes de canicule et de sécheresse de plus en plus fréquents, peuvent contraindre l'exploitation et réduire la disponibilité et la production du parc, notamment pour les sites thermosensibles en bord de fleuves.

Les pertes de production qui résultent de l'application des normes réglementaires environnementales demeurent limitées en moyenne annuelle et l'essentiel du risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse concerne six sites. Ces pertes de production restent très inférieures à 1 % de la production annuelle, hormis en 2003, année marquée par un épisode de canicule historique où elle a atteint 1,4 %. Les pertes d'opportunité économiques qui en résultent pour EDF sont également limitées. Mais ces indisponibilités sont concentrées sur des périodes brèves, estivales le plus souvent, et peuvent s'avérer critiques en accroissant les risques de tension sur le réseau.

Les sites concernés par ces pertes sont principalement les centrales sensibles aux limites de températures en bord de rivière ou estuaire (Saint-Alban, Tricastin, Bugey, Blayais, Golfech). Les pertes de production comptabilisées comme étant liées aux contraintes de prélèvements, sont principalement concentrées sur la centrale de Chooz, très sensible aux débits et soumise à l'application de l'accord transfrontalier sur les eaux de la Meuse. Depuis plusieurs années, une nouvelle augmentation significative des arrêts pour causes climatiques a été constatée avec des pertes s'élevant à plusieurs térawattheures par an. Les études prospectives mettent en évidence une multiplication par un facteur de trois à quatre des indisponibilités liées au réchauffement climatique à échéance de 2050.

Cette intensification des contraintes nécessite pour l'État de mieux appréhender la contrainte hydrique pour les centrales comme pour l'environnement en poursuivant les études sur l'évolution quantitative et qualitative de la ressource en eau. Il s'agit en particulier de connaître l'évolution du débit des fleuves à échéance de quelques années, ce que les projections climatiques actuelles ne permettent d'appréhender qu'à longue échéance (30 ans). Il s'agit également de consolider et mettre à jour les fondements scientifiques justifiant les limites réglementaires de rejets thermiques, dont la fixation sera d'autant plus sensible que les épisodes chauds se multiplieront. Enfin, EDF devra accélérer la recherche et la mise en œuvre de systèmes de refroidissement sobres en eau pour limiter la consommation des centrales et de systèmes de traitement biocide plus sobres en réactifs chimiques rejetés dans le milieu naturel.

Une conception et une implantation géographique des nouveaux réacteurs nucléaires devant tenir compte des incertitudes climatiques à long terme

Si l'exploitant a depuis longtemps intégré à sa politique de recherche cette dimension prospective et mobilisé des moyens et des ressources qualifiées, sa démarche d'adaptation des installations reste fortement liée à l'application des référentiels de sûreté nucléaire. L'approche systémique fait l'objet d'un consensus de principe mais elle est plus ou moins avancée selon les parties prenantes et demeure cantonnée au périmètre de chacun d'entre eux sans approche réellement intégrée. Ce constat vaut tant pour EDF que pour les services de l'État concernés, l'autorité de sûreté (ASN) et l'expert en matière de radioprotection et de sûreté (IRSN). Par ailleurs, alors que des solutions techniques plus sobres en consommation d'eau, voire des technologies « à sec », sont expérimentées à l'international, EDF, en dépit d'une veille active sur le sujet, n'a proposé jusqu'à ces dernières années aucune innovation opérationnelle concernant les systèmes de refroidissement dans le cadre du nouveau programme nucléaire.

Les nombreux critères de choix d'implantation des nouveaux réacteurs, et notamment l'acceptation sociale des projets dans les territoires, amènent l'exploitant à faire preuve de prudence. Les critères climatiques sont prioritairement pris en compte. Ainsi, les quatre sites identifiés pour déployer les six premiers EPR2 sont des sites littoraux ou en bord de Rhône dont les contraintes concernant la ressource en eau ou les évolutions climatiques sont les moins prégnantes à court et moyen terme. Mais, à ce stade, aucune visibilité n'est apportée sur l'implantation des huit EPR2 prévus en option, alors même que certains sites thermosensibles ont encore été mis à l'arrêt lors de l'été 2022 pour respecter la réglementation en matière de prélèvements et de rejets d'eau, et que ces arrêts pourraient se multiplier à l'avenir avec l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des épisodes de canicule. Il semble urgent d'éclairer au plus vite les choix d'implantation de ces huit EPR2 pour sécuriser leur planning de mise en service et la disponibilité d'électricité d'origine nucléaire des décennies à venir.

Recommandations

1. Identifier et mesurer les coûts d'adaptation au changement climatique du parc de production nucléaire, en fonctionnement et en investissement (EDF, 2023).
2. Mesurer et publier les impacts de la contrainte hydrique sur les centrales nucléaires situées en bord de rivière ou d'estuaire et adapter si nécessaire leurs capacités d'entreposage avant rejet des effluents liquides (EDF, MTE, 2023).
3. Consolider et mettre à jour les fondements scientifiques justifiant les limites réglementaires applicables aux rejets thermiques des réacteurs nucléaires (MTE, ASN 2023).
4. Renforcer la recherche et développement sur les systèmes de refroidissement sobres en eau ainsi que sur des systèmes de traitement biocide plus sobres en réactifs chimiques rejetés dans le milieu naturel (EDF, 2023).
5. Développer une approche commune de l'adaptation au changement climatique pour le nouveau nucléaire, intégrée et déclinée par site (MTE, ASN, IRSN, EDF, 2024).
6. Produire les études de préfaisabilité prenant en compte le changement climatique concernant les huit EPR2 en option (DGEC, EDF, 2025).

Introduction

Le réchauffement climatique est une réalité à laquelle l'humanité sera confrontée tout au long du XXI^e siècle et au-delà, comme le confirme le sixième rapport du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) publié en 2022.

Il se traduira en particulier par l'augmentation du niveau de la mer - le GIEC prévoit une hausse⁵ comprise entre 30 cm et 1 m selon les scénarios d'ici à 2100 - et par la fréquence et l'intensité accrues d'événements extrêmes comme les vagues de chaleur ou les inondations. Météo France prévoit ainsi une augmentation de la durée et de l'intensité des vagues de chaleur⁶ en France métropolitaine : alors que l'on comptait, en moyenne, moins de cinq jours de vagues de chaleur par an au cours de la période 1976-2005, elle estime à 75 % la probabilité que ce nombre augmente de cinq à dix jours supplémentaires dans le Sud-Est de la France et de zéro à cinq dans le reste du pays d'ici à 2050.

Ces conséquences du changement climatique affecteront à des degrés divers, mais croissants, les réacteurs composant le parc nucléaire français actuellement en service. *A fortiori*, elles doivent être prises en compte dans tous les projets de construction de nouveaux réacteurs qui sont susceptibles d'entrer en service à partir de 2035 et qui fonctionneront ensuite jusqu'à 2100, voire au-delà⁷.

Le changement climatique est susceptible d'affecter de façon concentrique, tout d'abord, les installations elles-mêmes et leur capacité à fonctionner de façon sûre (résistance des matériels et des équipements, compatibilité avec le travail des personnels sur site), ensuite leur environnement extérieur proche en lien direct avec l'exploitation et la sûreté de fonctionnement des centrales (débit et température des cours d'eau, niveau marin), enfin, il emporte d'autres conséquences, plus périphériques, comme le risque accru d'incendies de forêt ou le risque de submersion d'axes routiers extérieurs aux centrales par exemple. Ces derniers risques affectant la périphérie des centrales ne sont toutefois pas traités par le présent rapport⁸.

Le présent rapport concerne exclusivement le parc de production électronucléaire actuel et à venir de l'exploitant EDF. Sont par conséquent exclus du périmètre de l'enquête les réacteurs de recherche du CEA, les réacteurs militaires de même que les installations nucléaires relevant de la fabrication du combustible, de leur retraitement ou du stockage des matières et des déchets radioactifs. Ce parc électronucléaire - dénommé simplement parc nucléaire dans le présent rapport - est actuellement composé des dix-huit centrales regroupant cinquante-six réacteurs en exploitation⁹, pour une puissance totale installée de 61,4 GW.

⁵ La hausse du niveau des mers est provoquée par leur réchauffement (dilatation de l'eau) et par la fonte des glaces terrestres.

⁶ Les vagues de chaleur sont définies comme des périodes de cinq jours consécutifs où la température maximale est supérieure de 5 degrés à la moyenne enregistrée au cours de la période 1976-2005.

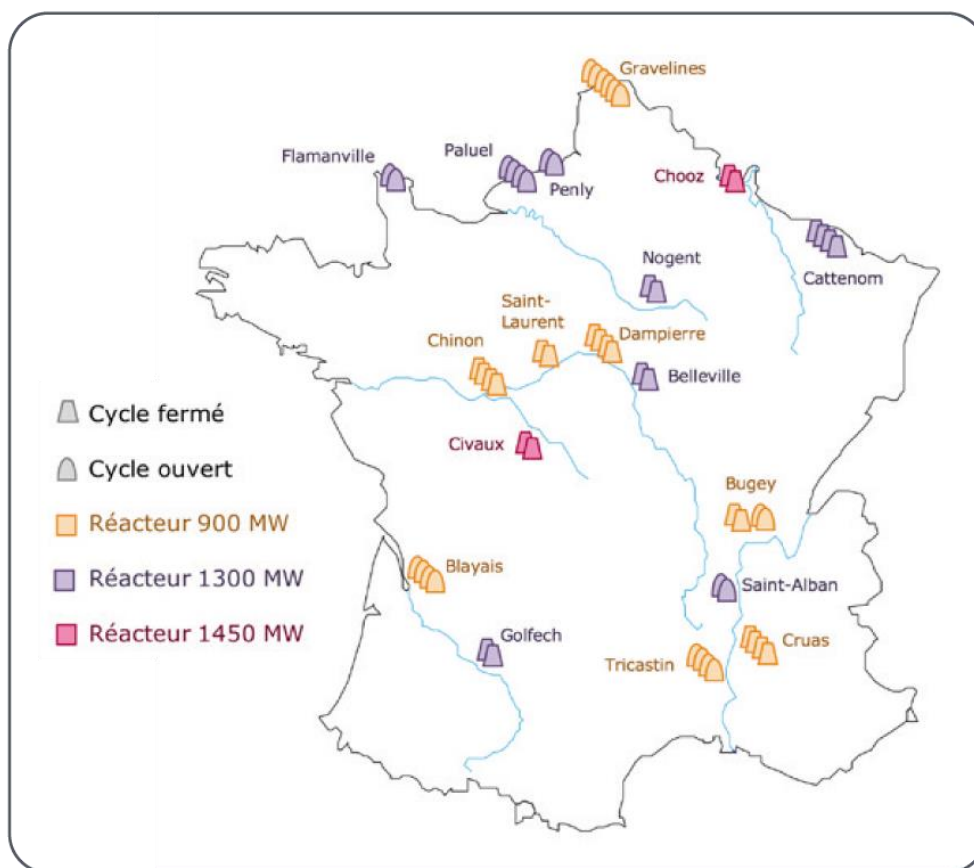
⁷ La durée d'exploitation prévisionnelle des réacteurs de type EPR2 est de 60 ans minimum.

⁸ Ils pourront être abordés dans le rapport public annuel de la Cour 2024 consacré à l'adaptation de l'action publique au changement climatique.

⁹ La puissance des réacteurs actuellement en exploitation est comprise entre 900 MWe et 1 450 MWe.

Son exploitation et sa sûreté sont dépendantes de la ressource en eau, indispensable au refroidissement des réacteurs. La disponibilité de cette dernière est affectée par le réchauffement climatique. Il existe deux types de systèmes de refroidissement utilisés dans le parc nucléaire - à circuit ouvert ou à circuit fermé -, caractérisés par des volumes très différenciés de prélèvements et de consommations d'eau. Pour les réacteurs fonctionnant en circuit ouvert (14 réacteurs en bord de mer et 12 réacteurs en bord de fleuve), l'eau prélevée est utilisée pour refroidir le réacteur puis rejetée dans son milieu ; les prélèvements sont donc très importants mais la consommation nette d'eau, très faible. Pour les réacteurs en circuit fermé (30 réacteurs en bord de fleuve), la quantité d'eau prélevée est beaucoup plus faible mais l'évaporation moyenne est de 23 % en 2020 et 24 % en 2021¹⁰ ; l'échauffement de l'eau y est également moindre que pour une centrale à cycle ouvert (cf. annexe n° 3).

Carte n° 1 : paliers de puissance et mode de refroidissement des 56 réacteurs nucléaires d'EDF en exploitation en France



Source : RTE, Futurs énergétiques 2050

¹⁰ La centrale de Civaux dispose d'un équipement spécifique ; la perte par évaporation de l'eau prélevée est d'environ 40 %.

Les aléas climatiques auxquels les centrales nucléaires sont exposées (pluies intenses, dépressions, grands chauds, tornades), peuvent provoquer de multiples agressions sur les installations nucléaires. Certains d'entre eux peuvent en outre se cumuler. Ils sont réévalués régulièrement, en particulier lors des visites décennales (VD). De même, les retours d'expérience des hivers rigoureux des années 1985 à 1987, ainsi que ceux des étés caniculaires de 2003 et 2006, ont conduit à définir des référentiels limitant les conséquences de ces aléas sur la sûreté des réacteurs. Parallèlement, indépendamment des considérations de sûreté, l'exploitation du parc doit respecter les réglementations associées aux prélèvements d'eau et aux rejets thermiques afin de limiter les effets sur la biodiversité en aval des centrales. Ces réglementations sont ainsi susceptibles d'affecter la disponibilité des réacteurs donc leur production potentielle, c'est-à-dire le productible.

L'impact des aléas climatiques sur le parc existant sera d'autant plus marqué que la durée d'exploitation du parc serait prolongée, ce qui exposerait les réacteurs autorisés à poursuivre leur exploitation nonobstant les aléas climatiques actuels, mais également ceux, plus importants et/ou plus fréquents, liés à l'amplification du réchauffement climatique. Cette question se pose également avec acuité pour les projets de futurs réacteurs dont l'installation est prévue à compter de 2035 et dont la durée d'exploitation se prolongerait jusqu'en 2100, voire au-delà, et qui seraient donc directement confrontés aux conséquences les plus lourdes du changement climatique.

Le présent rapport vise à appréhender les effets prévisibles du changement climatique sur le parc nucléaire actuel et sur les nouveaux projets de réacteurs, en s'efforçant d'apprécier les conséquences de ces évolutions sur la sûreté et l'exploitation. S'agissant de la sûreté, il examine la manière dont l'exploitant (EDF) et les organismes publics y contribuant (c'est-à-dire l'autorité de sûreté nucléaire - ASN - et l'institut de radioprotection et de sûreté nucléaire - IRSN) anticipent et intègrent l'adaptation au changement climatique du parc nucléaire actuel et à venir. Concernant l'exploitation, il examine la manière dont l'exploitant EDF et les services de l'État, c'est-à-dire la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), la direction générale de la prévention des risques (DGPR) et la direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN), anticipent et sécurisent les capacités de production d'électricité, en conformité avec les dispositions réglementaires régissant les rejets des centrales.

Le rapport présente d'abord les enjeux climatiques auxquels doit faire face le parc nucléaire français et l'organisation mise en place par EDF pour appréhender les évolutions qui en découlent (chapitre I). Il examine ensuite comment les dispositifs de sûreté nucléaire prennent en compte le changement climatique, analyse les contraintes que fait peser la disponibilité de la ressource en eau sur l'exploitation du parc et évoque les risques affectant les projets de construction de futurs réacteurs (chapitre II).

Chapitre I

Une prise en compte progressive des enjeux du changement climatique pour le parc nucléaire

I - Une base commune d'analyse du climat autour des rapports du GIEC

Le sixième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) indique : « *Il est sans équivoque que l'influence humaine a réchauffé l'atmosphère, l'océan et les terres. Des changements généralisés et rapides se sont produits dans l'atmosphère, l'océan, la cryosphère et la biosphère [...]. Les augmentations des concentrations de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, observées depuis environ 1750, résultent, sans équivoque, des activités humaines* »¹¹. Extrêmes chauds, pluies torrentielles, augmentation des sécheresses, augmentation de la hausse du niveau de la mer lui sont attribués avec un degré de confiance de plus en plus élevé d'un rapport à l'autre. Chaque émission supplémentaire de GES accroît les risques liés au changement climatique et aggrave leurs conséquences car ces gaz demeurent durablement dans l'atmosphère et leur concentration au sein de cette dernière s'accroît. C'est cette concentration qui provoque le réchauffement climatique d'origine anthropique, c'est-à-dire lié aux activités humaines¹².

A - Les rapports du GIEC, des projections climatiques consolidées et partagées par les acteurs du nucléaire

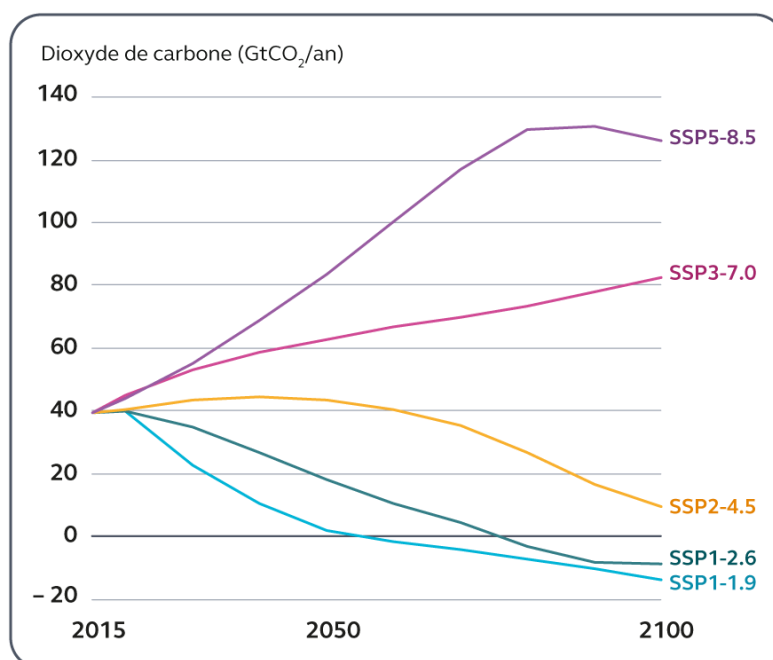
La modélisation du climat futur, dans les rapports du GIEC, exige de faire des hypothèses sur l'évolution des émissions de GES d'origine humaine dites « émissions anthropiques ». Les scénarios socio-économiques qui conduisent à des trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre et aérosols et à des changements d'utilisation des terres (cf. annexe n° 4) alimentent les modèles climatiques globaux (*Global Climate Model*, GCM). Le sixième rapport du GIEC retient cinq scénarios d'émissions de GES principaux : deux scénarios avec des émissions de GES élevées et

¹¹ Sixième rapport du GIEC, Résumé à l'intention des décideurs « Changement climatique 2021, Les bases scientifiques physiques ». A.1 et A.1.1, page 4.

¹² Toutes choses étant égales par ailleurs. À ce sujet, le GIEC relève qu'« *au cours des six dernières décennies, les terres émergées et les océans ont absorbé une proportion presque constante des émissions de CO₂ d'origine anthropique (environ 56 % à l'échelle globale). In « Changement climatique 2021, les bases scientifiques et physiques, résumé à l'intention des décideurs* », A.1.1 page 4-5.

très élevées appelés SSP3-7.0 et SSP5-8.5, un scénario avec des émissions de GES intermédiaires SSP2-4.5, deux scénarios avec des émissions de GES très faibles et faibles SSP1-1.9 et SSP1-2.6. Pour ce qui est des émissions du seul CO₂, principal gaz à effet de serre, les émissions projetées correspondant à ces scénarios sont représentées dans le graphique ci-dessous :

Graphique n° 1 : émissions annuelles futures de CO₂



Source : GIEC sixième rapport, Résumé à l'intention des décideurs « Changement climatique 2021, Les bases scientifiques physiques », B. page 14

Note : SSP x-y est l'abréviation d'un scénario, où x est le numéro du scénario socio-économique SSP qui a été utilisé pour développer la trajectoire d'émissions et y la valeur du forçage radiatif (qui correspond aux anciens scénarios RCP).

Tableau n° 1 : évaluation des changements de température à la surface du globe, sur la base de multiples éléments probants, pour une sélection de périodes de 20 ans et pour les cinq scénarios d'émissions illustratifs considérés

Scénarios	Court terme, 2021–2040		Moyen terme, 2041–2060		Long terme, 2081–2100	
	Meilleure estimation (°C)	Fourchette très probable (°C)	Meilleure estimation (°C)	Fourchette très probable (°C)	Meilleure estimation (°C)	Fourchette très probable (°C)
SSP1-1.9	1,5	1,2 to 1,7	1,6	1,2 to 2,0	1,4	1,0 to 1,8
SSP1-2.6	1,5	1,2 to 1,8	1,7	1,3 to 2,2	1,8	1,3 to 2,4
SSP2-4.5	1,5	1,2 to 1,8	2,0	1,6 to 2,5	2,7	2,1 to 3,5
SSP3-7.0	1,5	1,2 to 1,8	2,1	1,7 to 2,6	3,6	2,8 to 4,6
SSP5-8.5	1,6	1,3 to 1,9	2,4	1,9 to 3,0	4,4	3,3 to 5,7

Source : GIEC sixième rapport, Résumé à l'intention des décideurs « Changement climatique 2021 - Les bases scientifiques physiques ». B.1.1 page 15.

Note : Les écarts de température par rapport à la température moyenne à la surface du globe durant la période 1850–1900 sont exprimés en °C. Ils incluent la réévaluation du réchauffement historique observé pour la période de référence 1986–2005 du cinquième rapport du GIEC. Les changements relatifs à la période de référence récente (1995–2014) peuvent être calculés approximativement en soustrayant 0,85°C, correspondant à la meilleure estimation du réchauffement observé entre 1850–1900 et 1995–2014.

Pour tenir compte des incertitudes affectant les modèles climatiques, il est nécessaire de considérer de larges jeux de projections climatiques. Le sixième rapport du GIEC s'appuie à cet effet sur la phase 6 du projet d'inter-comparaison de modèles couplés (CMIP6) du programme mondial de recherches sur le climat qui regroupe une centaine de modèles différents provenant de plus de 40 groupes de modélisation (pour la France, il s'agit du modèle du CNRM/CERFACS de Météo-France et du modèle de l'IPSL de l'Institut Pierre Simon Laplace IPSL/CNRS).

Les projections climatiques issues de ces travaux internationaux sont utilisées par EDF, en l'espèce son service climatique, mis en place en 2014. La sélection d'un sous-ensemble représentatif des projections climatiques issues des modèles contribuant aux projets scientifiques en appui aux rapports du GIEC (CMIP5¹³, CMIP6¹⁴) s'effectue en collaboration avec le Centre européen de recherche et de formation avancée en calcul scientifique CERFACS¹⁵, partenaire de longue date d'EDF sur le climat. Pour cet ensemble de modèles, les scénarios retenus pour les différentes études, par souci de cohérence entre celles-ci, sont les suivants :

- CMIP5 : les scénarios RCP4.5 et 8.5, ponctuellement le RCP6.0 ;
- CMIP6 : les scénarios SSP1-2.6, SSP2-4.5, SSP3-7.0, SSP5-8.5.

La Cour note que le choix opéré par l'exploitant est large puisqu'il intègre quatre scénarios de référence du GIEC sur cinq pour le CMIP6. La sélection des scénarios SSP5-8.5 et SSP3-7.0 est cohérente et pertinente dès lors que ce sont les scénarios les plus pessimistes et que le SSP5-8.5 est fortement recommandé lorsqu'il s'agit de confronter des systèmes critiques, c'est-à-dire des objets et installations nécessitant de résister aux aléas les plus intenses. Le SSP3-7.0 est également utile pour simuler des impacts protéiformes et multi-reliés, comme c'est le cas d'une industrie avec une longue chaîne de valeur, comportant des risques de rupture d'activité multiples dus à diverses instabilités (politique, climatique, disponibilité et concurrence sur les ressources...). L'ajout d'un scénario complémentaire intermédiaire comme le SSP2-4.5, souvent considéré comme le scénario le plus probable, permet de ne pas se limiter à une seule vision pessimiste et d'évaluer la sensibilité du niveau des risques à l'utilisation de tel ou tel scénario. En complément des modèles et projections du GIEC, ceux d'Euro-Cordex¹⁶ et Météo France, qui les affinent, sont très utiles pour les descentes d'échelle.

Au regard des incertitudes qui pèsent sur les modèles climatiques et les scénarios socio-économiques, le service climatique d'EDF opère ainsi un travail de sélection et de combinaisons tout en assurant une cohérence d'ensemble. Cette méthodologie, complexe, accompagnée par des laboratoires de recherche (CERFACS, Institut Pierre Simon Laplace IPSL), ne fait cependant pas l'objet d'une démarche normalisée et commune à l'ensemble des acteurs concernés par l'adaptation du parc nucléaire au changement climatique.

¹³ Cinquième rapport du GIEC.

¹⁴ Sixième rapport du GIEC.

¹⁵ Équipe GLOBE Modélisation du climat et son changement global du CERFACS.

¹⁶ Il s'agit d'un ensemble de projections climatiques concernant l'ensemble de l'Europe d'une résolution sans précédent (12 km) réalisé par une équipe internationale, dont le CEA et Météo France, qui affine les simulations globales réalisées pour le cinquième rapport du GIEC. Ces simulations pour le XXI^e siècle offrent désormais une représentation beaucoup plus fine des phénomènes locaux et des événements extrêmes.

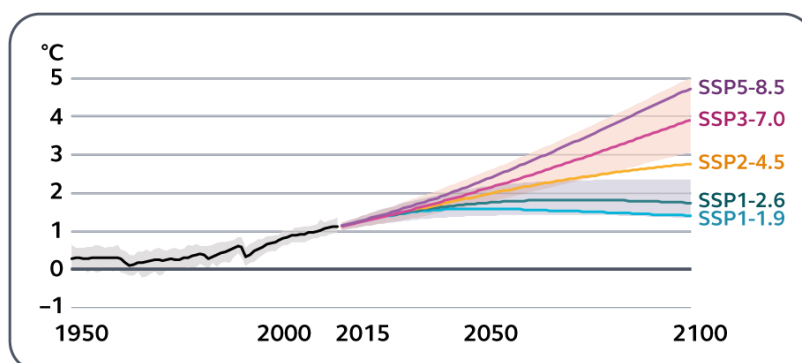
B - Les conséquences du changement climatique sur l'air, l'eau, la mer

1 - L'augmentation des températures

a) Le réchauffement de la surface du globe et de la France métropolitaine

Selon le dernier rapport du GIEC l'augmentation de la température à la surface du globe entre 1850-1900 et 2010-2020 est de $1,09^{\circ}\text{C}$ ¹⁷, avec un réchauffement plus prononcé au-dessus des terres émergées ($1,59^{\circ}\text{C}$) qu'à la surface de l'océan ($0,88^{\circ}\text{C}$). Chacune des quatre dernières décennies a été successivement plus chaude que les précédentes depuis 1850. Selon le GIEC : « La température à la surface du globe continuera à augmenter au moins jusqu'au milieu de ce siècle, dans tous les scénarios d'émissions considérés. Un réchauffement planétaire de $1,5^{\circ}\text{C}$ et 2°C sera dépassé au cours du XXI^e siècle, sauf si des réductions importantes des émissions de CO_2 et d'autres gaz à effet de serre ont lieu au cours des prochaines décennies »¹⁸. L'augmentation moyenne des températures à la surface du globe dans les différents scénarios est représentée ci-dessous :

Graphique n° 2 : changement de température à la surface du globe par rapport à 1850-1900



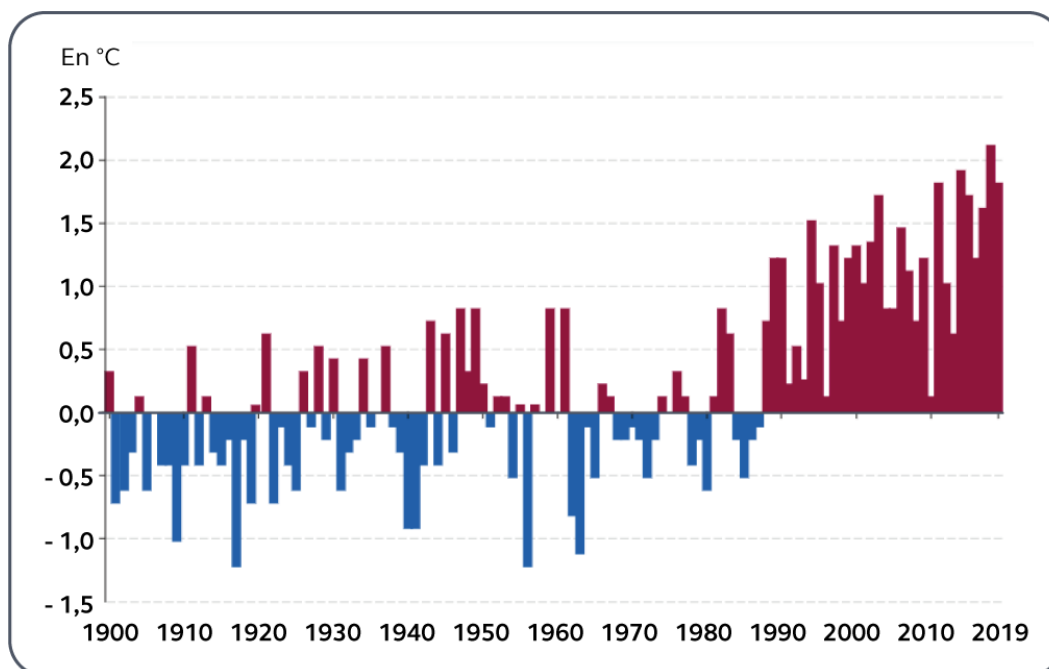
Source : GIEC sixième rapport, 2021, « Changement climatique 2021, Les bases scientifiques physiques, Résumé à l'intention des décideurs », B.5.3 page 25

En France, l'augmentation moyenne de la température atteste également d'un réchauffement net depuis 1900 comme le montre le graphique ci-dessous. Selon Météo France, ce dernier a connu un rythme variable, mais particulièrement marqué depuis 1980. En 2019, la température moyenne annuelle de $13,7^{\circ}\text{C}$ a dépassé la normale [1961-1990] de $1,8^{\circ}\text{C}$, plaçant l'année 2019 au troisième rang des années les plus chaudes depuis le début du XX^e siècle, derrière 2018 (+ $2,1^{\circ}\text{C}$) et 2014 (+ $1,9^{\circ}\text{C}$).

¹⁷ Il s'agit de la valeur centrale moyenne estimée par le rapport. La fourchette estimée comme *très probable* par le GIEC, correspondant à un intervalle de confiance à 90 %, est de $0,95^{\circ}\text{C}$ à $1,20^{\circ}\text{C}$. Dans l'ensemble du présent rapport, la Cour a retenu, sauf mention contraire, les valeurs centrales moyennes estimées et publiées par le GIEC, sans mention des fourchettes d'estimation.

¹⁸ GIEC, sixième rapport Résumé à l'intention des décideurs « Changement climatique 2021 - Les bases scientifiques physiques ». B.1, page 15.

**Graphique n° 3 : évolution de la température moyenne annuelle
en France métropolitaine depuis 1900**



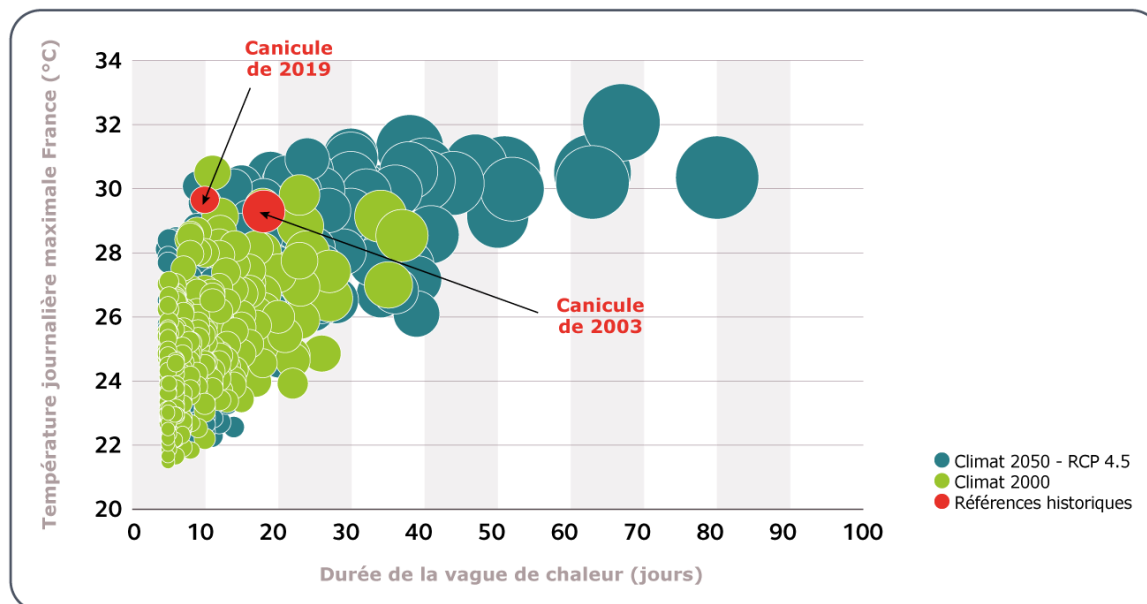
Source : Météo France - MTE Data Lab Chiffres clés du climat France Europe Monde 2021

Note : L'évolution de la température moyenne annuelle est représentée sous forme d'écart de cette dernière à la moyenne observée sur la période 1961-1990 (11,8°C).

L'augmentation de la température annuelle moyenne s'accompagne de celle de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleur depuis 1947. Selon Météo France, le territoire métropolitain subit cinq fois plus de vagues de chaleur depuis dix ans que dans les années 1980¹⁹. La dernière vague de chaleur recensée officiellement a eu lieu en août 2022. Depuis 2010, on dénombre 22 vagues de chaleur (seules les années 2014 et 2021 y ont échappé), plus qu'au cours de la période 1947-2000. Les projections de Réseau de transport d'électricité (RTE) font état d'une augmentation très marquée de l'intensité attendue de ces épisodes caniculaires comme le montre le graphique ci-dessous :

¹⁹ La France métropolitaine connaissait en moyenne 1,7 jour de vagues de chaleur par an avant 1989, elle en a connu en moyenne 7,95 jours par an depuis 2000 et le chiffre correspondant atteint 9,4 jours au cours de la dernière décennie.

Graphique n° 4 : intensité des canicules simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5, et comparaison avec les épisodes historiques



Source : RTE

Note : RCP 4.5 scénario d'émissions de GES intermédiaire

Compte tenu de l'inertie climatique, le parc nucléaire français devrait donc connaître une multiplication des épisodes climatiques chauds intenses qui affecteront la production des sites les plus thermosensibles²⁰ au regard de la ressource en eau principalement (limites thermiques et débits), à un moment où les besoins en électricité auront probablement augmenté (électrification des usages, augmentation de la climatisation)²¹.

b) La multiplication des événements climatiques extrêmes

Le GIEC dans son dernier rapport indique qu'« il existe une relation directe entre l'amplification de nombreux changements au sein du système climatique et l'augmentation du réchauffement planétaire. Il s'agit notamment de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des extrêmes chauds, des vagues de chaleur marines, des précipitations extrêmes [...] ». « Chaque incrément supplémentaire de réchauffement planétaire entraîne la poursuite de l'amplification des changements dans les extrêmes. Par exemple, chaque demi-degré supplémentaire de réchauffement planétaire entraîne clairement une augmentation perceptible de l'intensité et de la fréquence des extrêmes chauds, y compris les vagues de chaleur (...), et des précipitations extrêmes (...) »²².

²⁰ Bugey, Golfech, Saint-Alban, Tricastin

²¹ Cf. notamment les scénarios de trajectoires de consommation à horizon 2050 de RTE dans « Futurs énergétiques 2050 », 2022.

²² GIEC 6^e rapport Résumé à l'intention des décideurs « Changement climatique 2021 - Les bases scientifiques physiques », A.3.5. page 9 et B.2, et B.2.2, page 16.

2 - La diminution des débits moyens et des étiages

Le cycle de l'eau est intégralement affecté par le changement climatique à cause de la modification des régimes pluviométriques, du ruissellement et du niveau des mers. L'intensification des événements extrêmes, comme les sécheresses, mène de surcroît à des variations brutales du débit et du niveau d'eau.

À partir des dernières publications du GIEC, l'étude de ces phénomènes à l'échelle nationale et leur prospective ont été conduites principalement dans le cadre du projet de recherche Explore 2070 (2010-2012), suivi par le projet Explore2²³ en 2021 destiné à poursuivre la démarche et actualiser ses résultats d'ici 2024²⁴ ; il a également pour objet d'accompagner les acteurs des territoires dans la compréhension et l'utilisation de ces résultats pour adapter leurs stratégies de gestion de la ressource en eau.

L'objectif d'Explore 2070 sur l'hydrologie de surface était de réaliser une évaluation de l'impact du changement climatique sur les eaux superficielles en termes de débits des cours d'eau et de température de l'eau, ce qui concerne particulièrement les installations nucléaires. Cette étude se base principalement sur le scénario d'évolution climatique A1B²⁵ du GIEC, couplé à un ensemble de modèles climatiques et hydrologiques, à l'horizon 2046-2065 en France métropolitaine par rapport à un état de référence de la période 1961-1990.

Les travaux concluent à une évolution incertaine des précipitations - la plupart des modèles s'accordant cependant sur une tendance à la baisse des précipitations en été sur l'ensemble de la métropole, en moyenne de l'ordre de -16 % à -23 % -, une diminution significative globale des débits moyens annuels à l'échelle du territoire, de l'ordre de 10 % à 40 % selon les simulations ; cette diminution serait particulièrement prononcée sur les bassins Seine-Normandie et Adour- Garonne, pour une grande majorité des cours d'eau ; elle le serait plus encore pour les débits d'étiage ; les évolutions seraient plus hétérogènes et globalement moins importantes sur les crues.

²³ Le projet Explore2 est conduit par l'INRAE et l'Office International de l'eau (OiEau) rassemblant les acteurs de la recherche afin d'établir de premiers scénarios prospectifs de disponibilités des ressources en eau à l'échelle de la France. Ce nouveau projet a été lancé en juillet 2021.

²⁴ Peuvent également être mentionnés le projet Climaware (2010-2013) et le projet LIFE Eau & Climat - *Supporting long-term local decision-making for climate-adapted Water Management* lancé en septembre 2020 ayant pour objectif d'aider les acteurs de la gestion locale des ressources en eau, -en particulier dans le cadre des Schémas d'aménagement et de gestion des eaux (SAGE)- à évaluer les effets du changement climatique, à les prendre en compte dans leur planification et à mettre en œuvre des mesures d'adaptation.

²⁵ Le scénario A1B GIEC 2007 conduit à une hausse de la température moyenne de + 2,8°C (1,7-4,4°C) d'ici à 2100.

3 - L'élévation du niveau de la mer

Le rapport du GIEC mentionne la progression de plus en plus rapide de la hausse du niveau moyen de la mer sur l'ensemble du globe. Avec un degré de confiance élevé, il mentionne que le niveau moyen de la mer à l'échelle du globe s'est élevé plus rapidement depuis 1900 qu'au cours de tout autre siècle au cours des trois derniers millénaires²⁶. Avec le même degré de confiance, il estime que le niveau moyen de la mer s'est élevé de 0,20 m entre 1901 et 2018. Le rythme moyen de cette élévation était de 1,3 mm/an entre 1901 et 1971. Il est passé à 1,9 mm/an entre 1971 et 2006, puis a encore augmenté pour atteindre 3,7 mm/an entre 2006 et 2018.

Il est quasi-certain selon le GIEC que l'élévation du niveau moyen de la mer à l'échelle du globe se poursuivra au cours du 21^e siècle. Par rapport au niveau moyen atteint au cours de la période 1995-2014, l'élévation probable à l'échelle du globe d'ici à 2100 est de 0,28 à 0,55 m dans le cas du scénario de très basses émissions de GES (SSP1-1.9) ; de 0,32 à 0,62 m dans le cas du scénario de basses émissions de GES (SSP1-2.6) ; de 0,44 à 0,76 m dans le cas du scénario d'émissions de GES intermédiaires (SSP2-4.5) et de 0,63 à 1,01 m dans le cas du scénario d'émissions de GES très élevées (SSP5-8.5)²⁷.

Les projections à 2150 du GIEC, même si elles pâtissent d'un degré de confiance qualifié de faible à moyen, sont intéressantes pour éclairer les décisions à prendre concernant le « nouveau nucléaire », soit les réacteurs dont la mise en service pourrait intervenir à compter de 2035 et dont la plupart seront probablement encore en exploitation au-delà de 2100²⁸. Par rapport à la même période de référence, l'élévation probable d'ici à 2150 est de 0,37 à 0,86 m dans le cas du scénario d'émissions très faibles (SSP1-1.9) ; de 0,46 à 0,99 m dans le cas du scénario d'émissions faibles (SSP1-2.6) ; de 0,66 à 1,33 m dans le cas du scénario intermédiaire (SSP2-4.5) et de 0,98 à 1,88 m dans le cas du scénario d'émissions très élevées (SSP5-8.5)²⁹.

Des effondrements de calotte glaciaire sont considérés par le GIEC comme des événements à faible probabilité mais il estime qu'une forte augmentation de la fonte de celle de l'Antarctique ne peut être exclue même pour un niveau de réchauffement climatique situé dans la fourchette très probable. Le Haut conseil pour le climat insiste également sur ce point lorsqu'il s'agit d'infrastructures à hauts risques telles que le nucléaire. Une élévation du niveau moyen de la mer à l'échelle du globe supérieure aux fourchettes mentionnées précédemment et approchant 2 m d'ici à 2100 et 5 m d'ici à 2150 dans le cas d'un scénario d'émissions de GES très élevées (SSP5-8.5) ne peut être exclue, en raison, indique le GIEC, de l'incertitude profonde liée au processus des calottes glaciaires³⁰ (cf. graphique n° 5). Il convient dès lors d'être attentif à cette hypothèse d'autant que d'autres facteurs, météorologiques ou astronomiques peuvent amplifier ses effets (vents, coefficients de marée ...).

²⁶ GIEC 2022, « Changement climatique 2021, Les bases scientifiques et physiques, Résumé aux décideurs », A.2.4 page 8

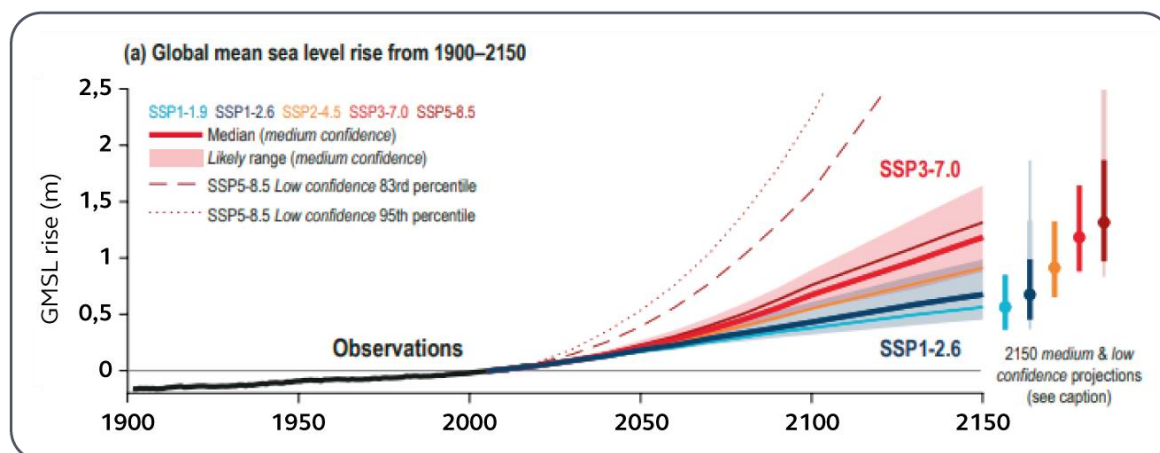
²⁷ GIEC 2022, « Changement climatique 2021, Les bases scientifiques et physiques, Résumé aux décideurs », B.5.3, page 24

²⁸ Ce sera le cas de tous les réacteurs EPR2 dont la mise en service interviendrait après 2040 puisque leur durée d'exploitation prévue est d'au moins 60 ans. La majorité des 14 EPR2 envisagés est donc concernée.

²⁹ GIEC 2022, « Changement climatique 2021, Les bases scientifiques et physiques, Résumé aux décideurs », B.5.3, page 24. Degré de confiance : moyen.

³⁰ Le degré de confiance mentionné ici par le GIEC est : faible.

Graphique n° 5 : changement global du niveau de la mer par rapport à 1900



Source : GIEC 6^e rapport

C - L'appréciation plus difficile des conséquences à court terme du changement climatique pour le parc nucléaire

La période qui s'ouvre pour le parc nucléaire devrait être marquée par la concomitance de la construction de nouveaux réacteurs, qui fonctionneraient pour l'essentiel pendant la seconde moitié du XXI^e siècle, et de l'exploitation du parc actuellement en activité, qui, même si la prolongation de la durée d'exploitation de la plupart des réacteurs devait être autorisée, arrivera pour l'essentiel en fin de vie d'ici le milieu du siècle.

Les projections climatiques à horizon 2100, couvertes par le dernier rapport du GIEC, fournissent une base robuste à EDF pour déterminer ses actions d'adaptation à long terme, notamment sur les projets de réacteurs EPR2.

Au cours de l'enquête, EDF a rappelé le fait que l'horizon de temps considéré pour les études sur le parc existant (en activité) est supérieur à dix années, compte-tenu des réexamens périodiques de sûreté des installations à un rythme décennal et du temps nécessaire pour déployer ensuite les éventuelles modifications sur l'ensemble des réacteurs d'un palier.

Néanmoins les études et projections climatiques actuelles, d'une échelle de temps plus longue, à 2050, à 2100, sont peu adaptées à des échéances plus proches (10 à 20 ans). C'est une des difficultés rencontrées par l'exploitant pour adapter le parc actuel dans une approche économiquement optimisée. L'exploitant se base alors sur les tendances observées par le passé et sur les projections futures du climat à un terme plus éloigné pour proposer des demandes d'adaptation de certains paramètres ou normes à ces échéances plus courtes.

II - Les principaux enjeux du changement climatique pour le parc nucléaire et son évolution

A - Le parc électronucléaire français et ses perspectives

Tous les réacteurs nucléaires français en service sont issus d'une même technologie : ce sont des réacteurs à eau pressurisée de deuxième génération dits « REP » (cf. annexe n° 5). Ils ont été construits sur une période d'une trentaine d'années à la fin du 20^e siècle, à partir d'un programme élaboré dans les années soixante et lancé à grande échelle dans les années 70³¹. Les questions liées au changement climatique n'étaient pas alors aussi prégnantes et ne faisaient pas fait l'objet d'une attention particulière.

Le parc nucléaire a assuré 69 % de la production électrique française en 2021, soit 361 TWh. Sa maintenance et sa pérennité sont des enjeux majeurs pour les besoins en électricité du territoire. Conçus pour être exploités 40 ans, les réacteurs qui seront, le cas échéant, autorisés à fonctionner au-delà de cette durée atteindront une moyenne d'âge d'environ 45 ans en 2030. Le programme de maintenance, évalué par la Cour à 100 Md€ pour la période 2014-2030³², incluant le « grand carénage »³³, vise à assurer la poursuite de leur exploitation dans des conditions de sûreté permettant d'obtenir les autorisations nécessaires de la part de l'ASN. Les perspectives de plus long terme, au-delà de 2030, concernant leur maintien en fonctionnement, seront appréciées au cas par cas par l'ASN³⁴.

L'homogénéité technologique du parc est un atout au regard des compétences acquises et développées en France sur ce type de réacteurs mais présente également des risques dès lors qu'un défaut de conception ou de fabrication peut se répliquer en cascade. EDF a ainsi été récemment confronté à des problèmes de corrosion sous contrainte sur les tuyauteries de nombreux réacteurs³⁵. Les arrêts en découlant se sont ajoutés au décalage des arrêts de maintenance dus à la pandémie de covid 19, puis ils se sont superposés aux conséquences des canicules et sécheresses que connaît la France depuis avril 2022, avec un niveau bas des rivières utilisées pour refroidir les réacteurs nucléaires jamais atteint depuis 20 ans. L'ensemble de ces

³¹ Les 58 réacteurs REP ont été raccordés au réseau entre 1977 (Fessenheim-1) et 1997 (Civaux-2).

³² Cour des comptes, La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever, rapport public annuel, 2016.

³³ Le programme « grand carénage » regroupe l'ensemble des investissements de maintenance prévus pour la période 2014-2030. Il vise à améliorer la sûreté nucléaire (notamment post-Fukushima) et à assurer de bonnes performances d'exploitation.

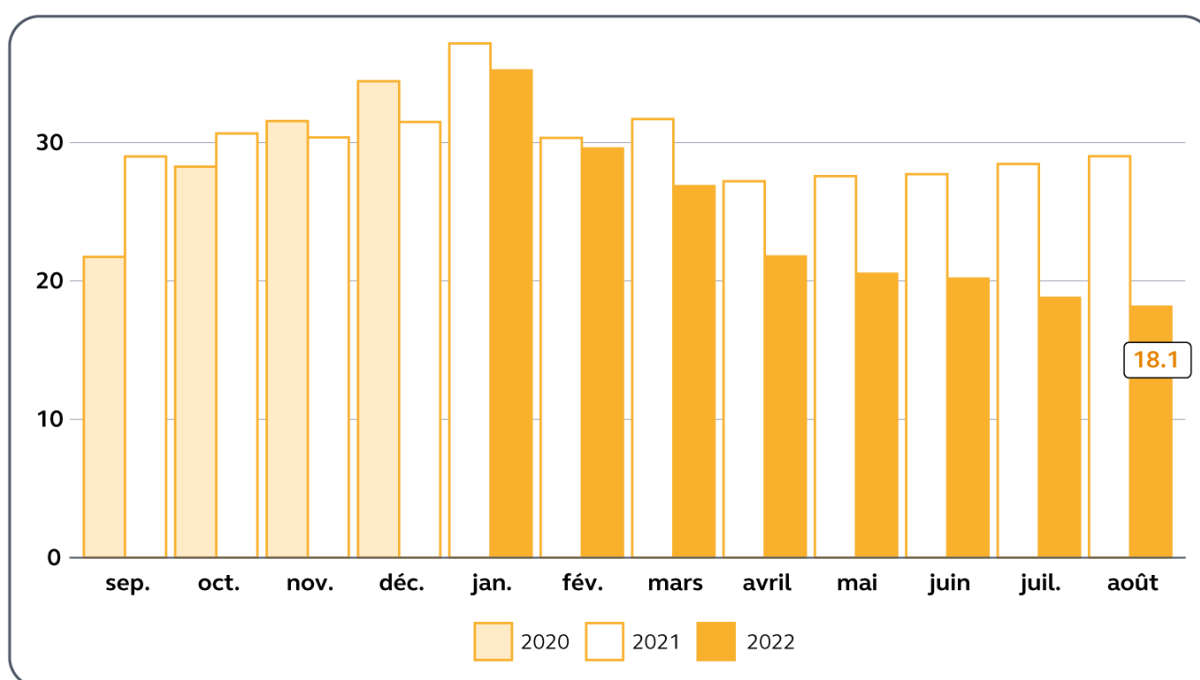
³⁴ L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions génériques de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique (VD4).

³⁵ EDF a pris la décision d'arrêter les quatre réacteurs du palier P4 suite à la détection d'un problème de fissuration résultant d'un phénomène de corrosion sous contrainte sur le réacteur 1 de la centrale de Civaux en octobre 2021. Le réacteur 2 avait été arrêté par anticipation en novembre 2021 et les contrôles ont révélé la présence d'indications similaires à celles relevées sur le réacteur 1. Concomitamment, le contrôle réalisé lors de la troisième visite décennale du réacteur 1 de la centrale de Penly a mis en évidence des indications sur les mêmes tuyauteries de ce réacteur. Le 11 février 2022, EDF a présenté à l'ASN un état des lieux actualisé sur le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur plusieurs de ses réacteurs, identifié six réacteurs qu'elle considère devoir reconstruire à court terme. Les contrôles sur ces six réacteurs prioritaires seront réalisés au cours d'arrêts débutant au plus tard d'ici fin avril 2022. Enfin, EDF a également proposé une stratégie de contrôle de l'ensemble de ses réacteurs qui a reçu un avis favorable de l'ASN en juillet 2022.

éléments fait de l'année 2022 une année caractérisée par davantage de baisses et d'arrêts de production. Confronté à l'arrêt simultané de très nombreux réacteurs, jusqu'à 32 en septembre 2022, EDF a donc dû revoir à la baisse à plusieurs reprises ses prévisions de production électronucléaire, très sensiblement pour 2022 et, dans une moindre mesure, pour 2023 et 2024.

Cette baisse de la production d'origine nucléaire amènera EDF à devoir constater une perte d'un montant historique pour l'exercice 2022.

Graphique n° 6 : production nucléaire mensuelle



Source : RTE

Note : une production nucléaire très faible pour la période : en juillet et août, la production nucléaire a continué de diminuer pour s'établir à 18,1 TWh au mois d'août, soit une baisse de 37,9 % par rapport au même mois de l'année dernière. C'est la plus faible production nucléaire mensuelle depuis plus de 30 ans. En moyenne, seulement 43,1 % du parc nucléaire installé a été disponible sur la période (soit une disponibilité moyenne de 26,5 GW). Cette faible disponibilité s'explique par la concentration des arrêts pour maintenance au cours de l'été en préparation de l'hiver, et par les arrêts pour contrôles de sûreté liés aux défauts de corrosion sous contraintes identifiés sur certains réacteurs, encore en cours pendant l'été.

Le Président de la République a évoqué à Belfort en février 2022³⁶ la construction d'une première tranche de six EPR2³⁷ de 1650 MW, puis d'une seconde tranche en option de huit EPR2, en plus de l'EPR de Flamanville en cours de construction.

³⁶ Déclaration du Président de la République sur la politique de l'énergie le 10 février 2022 à Belfort.

³⁷ L'EPR2 est la version industrialisée de la tête de série EPR, en cours de construction à Flamanville. C'est une version optimisée du premier réacteur EPR, dont il reconduit néanmoins largement les solutions techniques et le référentiel de mise en œuvre.

Ces annonces s'inscrivent dans la lignée des scénarios N2 et N03 de mix de production à horizon 2050 du rapport « Futurs énergétiques 2050 »³⁸ qui proposent le déploiement de 23 GW de puissance installée, soit 14 EPR2 de 1650 MW.

Elles s'inscrivent également dans une perspective d'arrêt, à un terme non défini, de l'exploitation de l'actuel parc nucléaire qui, hors poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs jusqu'à 60 ans, fait apparaître une zone de risque en matière de disponibilité de puissance nucléaire dès 2035 en fonction du scénario d'arrêt choisi.

Le scénario d'arrêt des centrales entre la quatrième et la cinquième visite décennale (VD4 et VD5), induit ainsi une disponibilité totale en puissance du parc inférieure à 20 GW de 2035 à 2047, sans tenir compte des aléas dus au changement climatique ou à toute autre cause (technique, comme celle due à la corrosion actuellement, ou de planning de construction des EPR2). Le scénario de mise à l'arrêt définitif de tous les réacteurs à la cinquième visite décennale (VD5) fait apparaître au cours de la période 2040-2050 une disponibilité en puissance du parc inférieure à 30 GW. Seuls les scénarios qui envisagent des mises à l'arrêt au terme de 50 à 60 ans de fonctionnement, voire le scénario arrêt de tous les réacteurs à la sixième visite décennale (VD6), seraient susceptibles d'assurer un socle de puissance supérieur ou égal à 40 GW. Il apparaît donc nécessaire de tenir compte du scénario de poursuite de fonctionnement à 60 ans du parc actuel, c'est à dire jusqu'en 2050 environ.

B - Le changement climatique et les enjeux liés à la sûreté des réacteurs et à la production d'électricité

1 - La prise en compte des agressions externes d'origine naturelle pour assurer la sûreté des réacteurs

Les centrales nucléaires sont conçues pour être robustes face aux agressions internes ou externes, liées à des phénomènes naturels ou dues à des activités humaines qui pourraient endommager de manière directe ou indirecte les structures, systèmes ou composants nécessaires pour assurer leur sûreté. Que ce soit pour l'actuel parc nucléaire ou de futurs EPR2, la sûreté de l'installation face aux agressions est examinée à la fois en phase de conception³⁹ lors de la démonstration de sûreté, mais également lors des réexamens périodiques. Ces derniers, en tenant compte des agressions climatiques et de leurs évolutions actualisées, permettent d'intégrer les projections climatiques au fur et à mesure de leurs consolidations.

La démonstration de sûreté des centrales nucléaires contre les agressions, requise au titre de l'arrêté fixant les règles générales applicables aux installations nucléaires de base (INB)⁴⁰, comprend des indicateurs qui correspondent à des paramètres physiques utilisés pour

³⁸ RTE Rapport « Futurs énergétiques 2050 » publié en octobre 2021, suite à une demande d'étude du gouvernement, dès 2018, sur l'avenir du système électrique français, propose des scénarios de mix de production permettant d'atteindre la neutralité carbone à 2050. Il intègre six scénarios principaux, dont trois envisagent la présence de nouveaux réacteurs nucléaires.

³⁹ S'agissant du parc nucléaire actuel, le niveau plus élevé d'aléas climatiques consécutif au changement climatique n'était pas prise en compte initialement.

⁴⁰ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (INB). En particulier l'article 3.6 sur les agressions externes à prendre en considération.

caractériser les niveaux d'agressions externes d'origine naturelle (ici les agressions liées au climat) à prendre en compte pour protéger les réacteurs nucléaires. Cet arrêté ne prévoit pas explicitement l'adaptation au changement climatique, mais impose la prise en considération des conditions météorologiques ou climatiques extrêmes, les inondations d'origine externe, la foudre et les interférences électromagnétiques ainsi que les interactions plausibles entre les agressions pouvant se cumuler, à chaque démonstration de sûreté, en particulier lors de chaque visite décennale (VD).

S'agissant du « nouveau nucléaire », le guide de l'ASN pour la conception des réacteurs à eau sous pression⁴¹ aborde les questions climatiques par l'identification des agressions dans le référentiel d'objectifs, d'exigences, d'événements à prendre en compte et de règles d'étude pour l'analyse des agressions externes naturelles dans le domaine de conception étendu⁴². L'objectif affiché est de minimiser les risques liés à ces agressions : « *Pour l'identification des agressions externes naturelles à retenir dans le domaine de conception étendu, la sévérité de l'agression en fonction de sa fréquence annuelle de dépassement estimée doit être établie lorsque cela est possible. Pour les agressions naturelles externes dont la fréquence annuelle de dépassement de l'aléa ne peut pas être calculée, ou lorsque les incertitudes sur cette valeur sont trop élevées, un « événement » d'une plus grande sévérité que celle qui est considérée dans le domaine de conception de référence doit néanmoins être retenu et justifié* ». Il rappelle également que les évolutions prévisibles de ces agressions pendant la période d'exploitation du réacteur, en particulier celles des conditions climatiques et de la météorologie doivent être prises en compte. Ce qui traduit la nécessité pour l'ASN d'envisager dès la conception et de projeter tout au long de sa durée d'exploitation les variations climatiques que va connaître un réacteur pour s'assurer de sa sûreté.

**Tableau n° 2 : liste des agressions externes d'origine climatique
et paramètres physiques associés**

<i>Agressions externes d'origine climatique</i>	Paramètres physiques
<i>Canicule</i>	Température maxi air et eau
<i>Inondation externe</i>	Débit et/ou niveau haut de la source de prélèvement en eau (Source Froide), pluie, vitesse de vent associée à la houle
<i>Sécheresse</i>	Débit et/ou niveau bas de la Source Froide
<i>Neige et vent</i>	Vitesse de vent et niveau de neige
<i>Tornade</i>	Fréquence et intensité des tornades
<i>Grand froid, frasil et prise de glace</i>	Températures mini air et eau
<i>Foudre</i>	Épisodes orageux / caractéristiques des arcs de foudre

Source : EDF

⁴¹ Conception des réacteurs à eau sous pression, guide de l'ASN n° 22 • Version du 18/07/2017.

⁴² Le domaine de conception étendu correspond au fait de s'assurer de la capacité de l'installation à faire face à des événements déclencheurs plus complexes ou plus sévères que ceux qui sont pris en compte dans le domaine de conception de référence. Guide de l'ASN n° 22 • Version du 18/07/2017.

À ce jour, EDF répartit les agressions en quatre familles en fonction de leur sensibilité au changement climatique et des incertitudes qui pèsent sur cette sensibilité :

Famille 1 : aléas climatiques dont l'évolution est certaine et peut être projetée, selon le consensus de la communauté scientifique. Ce sont les températures chaudes (air et eau) et le niveau marin ;

Famille 2 : aléas climatiques dont l'évolution est possible, mais dont les projections sont encore incertaines. Il s'agit de la sécheresse, comprenant l'étiage, caractérisé par le niveau et le débit d'eau au niveau des centrales ;

Famille 3 : aléas dont aucune tendance d'évolution ne peut être identifiée pour le territoire national. Il s'agit des régimes de tempêtes, des fortes pluies, de la foudre, de la grêle, des débits exceptionnels des fleuves, du vent et des tornades ;

Famille 4 : aléas dont l'évolution identifiée rend la situation actuelle conservative⁴³. Il s'agit des températures froides (air et eau), du frasil et de la neige.

**Paramètres physiques constituant un enjeu prioritaire
au regard du changement climatique et risques associés**

Températures élevées de l'air et de l'eau

- Atteinte des températures considérées pour le maintien des performances requises des matériels
- Diminution de la puissance thermique pouvant être évacuée vers le milieu extérieur

Sécheresse entraînant une diminution des débits des cours d'eau (dont étiage)

- Baisse de production électrique pour respecter les arrêtés de rejets (thermiques en particulier) donc risque sur la production
- Perte de la source froide de sûreté, si le point de prélèvement d'eau n'est plus alimenté correctement par exemple, donc risque sur la sûreté

Niveau marin (risque de submersion marine)

- Débordement de la source froide en tenant compte de la conjonction d'événements (ex : marée haute + dépression atmosphérique, forte houle + vent)
- Déversement sur la plateforme de l'installation (ex : pluie importante)
- Remontée de nappe phréatique

Pour les aléas des familles 1 et 2, des projections temporelles sont réalisées pour alimenter les stratégies de prévention et d'adaptation du parc nucléaire. En effet, il ressort des exercices de veille climatique réalisés par EDF⁴⁴ que les paramètres identifiés comme les plus sensibles au changement climatique, et dont l'évolution prévisible ou possible est consolidée et jugée

⁴³ La notion d'approche conservative est utilisée pour désigner une démarche (d'étude d'une problématique, de réalisation de calculs) fondée sur des hypothèses qui majorent les effets des phénomènes pouvant altérer les performances d'un matériau, d'un équipement ou d'une installation, susceptibles d'affecter la sûreté nucléaire ou la radioprotection.

⁴⁴ Les veilles climatiques réalisées par l'exploitant s'appuient sur les rapports réguliers et spéciaux du GIEC, les rapports de l'ONERC, les publications du portail « DRIAS les futurs du climat », les travaux du BRGM, et diverses publications internationales sur le climat.

défavorable, correspondent à ceux de ces deux familles. En parallèle, une surveillance permanente de l'ensemble des indicateurs est réalisée *in situ* afin de détecter toute situation anormale liée à un niveau élevé ou à une évolution de tendance découlant d'une accélération du changement climatique.

Pour les paramètres associés aux autres familles d'aléas, il n'y pas de marges spécifiques dues au changement climatique prises dans la définition de l'aléa, mais ces paramètres sont suivis durant l'exploitation et viennent alimenter (en fonction de leur tendance) les réexamens périodiques de sûreté.

2 - Les enjeux liés à la ressource en eau

Les évolutions climatiques rendront plus sensibles les conflits d'usage de l'eau (consommation en eau potable, agriculture, autres industries). L'exploitation des installations nucléaires est susceptible d'exercer une pression supplémentaire sur l'environnement immédiat, notamment quand il concerne des cours d'eau dont le débit baisse.

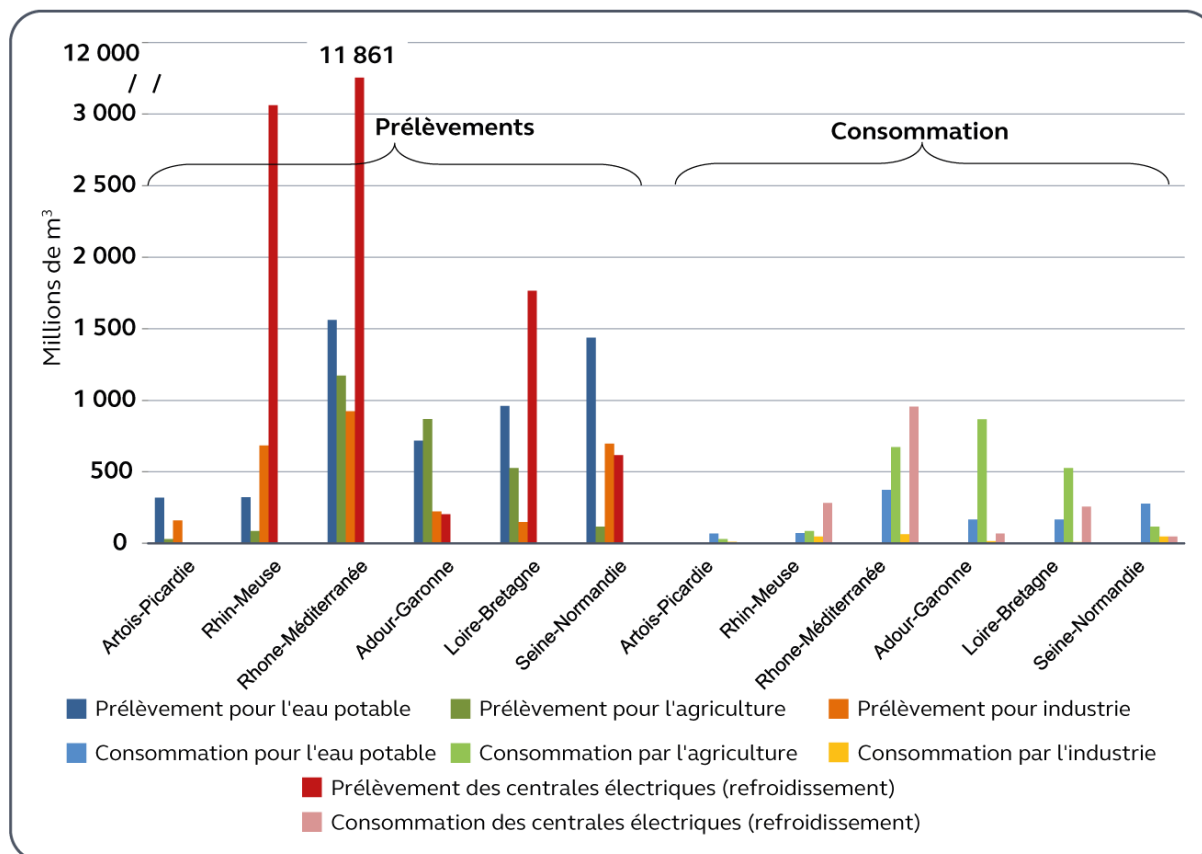
a) Les besoins en eau du parc nucléaire

Les précipitations sur le territoire métropolitain apportent en moyenne 512 milliards de m³ d'eau par an, soit l'équivalent de 932 mm (normales climatologiques 1981-2010). Une partie de l'eau retourne vers l'atmosphère via en particulier l'évaporation, de la végétation, du sol. L'autre partie, environ 40 % (soit environ 200 milliards de m³ d'eau), constitue « la pluie efficace ». C'est l'eau qui est disponible pour alimenter les cours d'eau et les nappes souterraines via les écoulements et l'infiltration.

Le volume d'eau douce prélevée pour satisfaire les principaux usages de l'eau s'élève à 33,5 milliards de m³⁴⁵, ce qui représente environ 15 % de la pluie efficace (moyenne 2008-2018). Un peu plus de la moitié est destinée au refroidissement des centrales électronucléaires, qui en restituent la quasi-totalité au milieu naturel, soit 98 %. Ainsi si le prélèvement d'eau est important en volume pour les centrales, la consommation est minime puisque cette eau prélevée est presque entièrement rejetée dans le milieu aquatique, à proximité du point de prélèvement mais à une température plus élevée. L'usage nucléaire de l'eau sollicite quasi-exclusivement les eaux de surface.

⁴⁵ Sur la base des données collectées par la BNPE, le volume d'eau douce prélevé chaque année en France est estimé à plus de 800 milliards de m³ (2018), mais près de 96 % de ce volume concerne l'utilisation de la force motrice de l'eau pour produire de l'électricité (barrages hydroélectriques). Dans les 4 % restants (pour 2018 près de 33 milliards de m³), plus de la moitié reste principalement destinée à la production d'énergie nucléaire.

Graphique n° 7 : prélèvements et consommation d'eau douce en France métropolitaine, par usage et par bassin hydrographique, en millions de m³, moyenne 2008-2016



Source : Portail <https://www.notre-environnement.gouv.fr/> du Commissariat général au développement durable (CGDD)

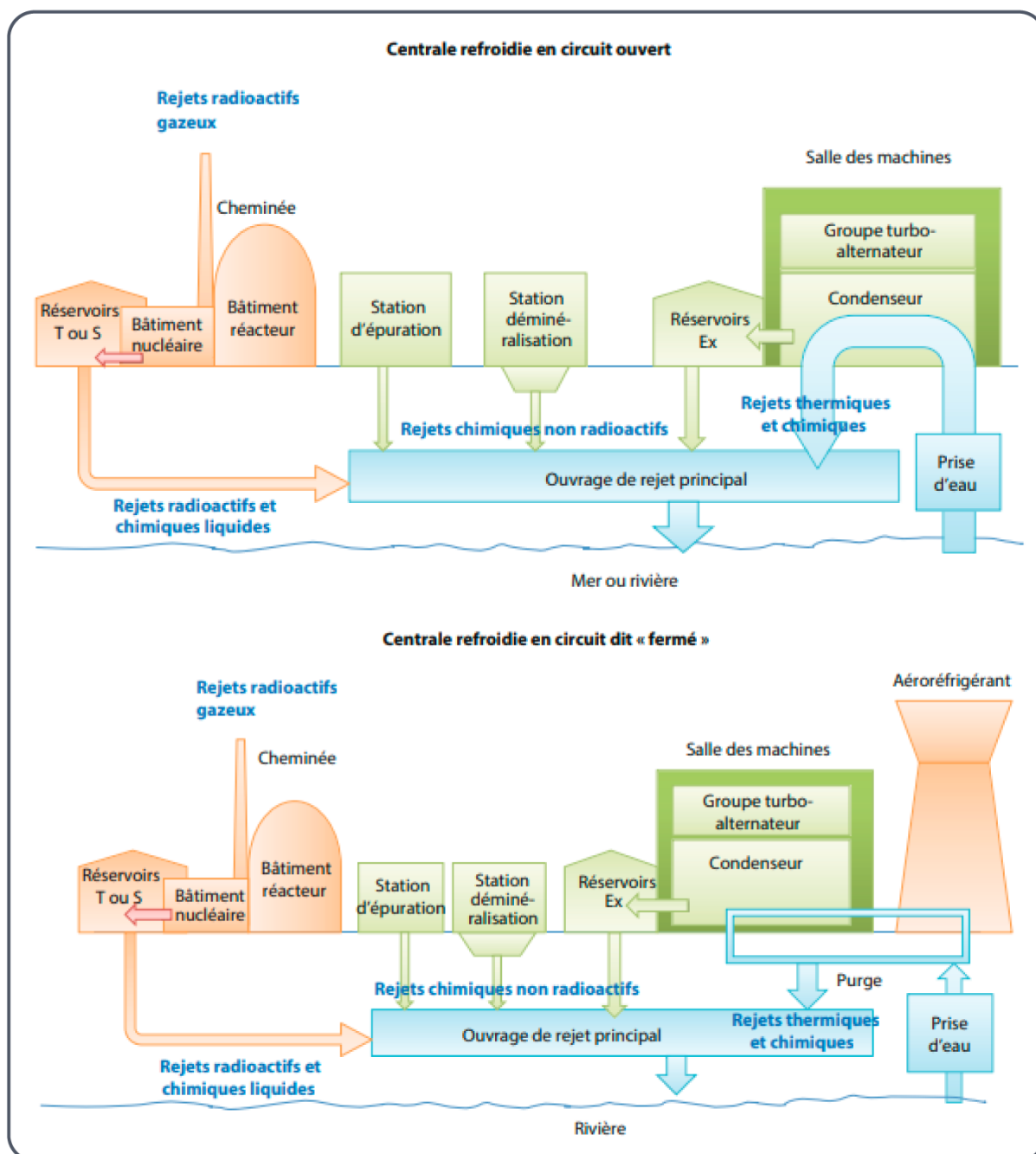
Les prélèvements d'eau douce pour les usages liés à la production d'électricité nucléaire ne sont pas homogènes en fonction des régions. Les ordres de grandeur placent la région Auvergne Rhône-Alpes en tête avec 70 % du prélèvement total nécessaire à l'exploitation du parc de réacteurs nucléaires, soit environ 11,5 milliards de m³ sur les 16,1 milliards de m³ prélevés pour l'ensemble du parc (2018). 35 % du volume d'eau douce prélevée pour satisfaire les principaux usages de l'eau en France l'est en région Auvergne Rhône-Alpes au titre de la production d'énergie électrique nucléaire. Cette région représente néanmoins à elle seule un peu plus de 53 % des eaux de surface du territoire (2018).

Les prélèvements d'eau servent, de manière générale :

- à l'alimentation des circuits d'eau du tertiaire pour le refroidissement des condenseurs des groupes turboalternateurs et des différents circuits auxiliaires et de sauvegarde ;
- à la fabrication d'eau déminéralisée pour les circuits primaire et secondaire « eau-vapeur » sous pression, ou d'autres utilisateurs ;
- à l'alimentation en eau du réseau incendie, et à divers usages industriels ;
- aux besoins en eau potable pour les sanitaires, les vestiaires, la restauration du personnel et les laveries ;
- à la constitution de réserves en eau pour réaliser des appoints, ou disposer de stockages de sécurité et sûreté.

La sûreté des installations requiert le maintien d'un niveau minimal d'eau pour répondre au besoin des pompes d'alimentation des circuits devant rester toujours en eau.

Schéma n° 1 : circuits de prises d'eau et de rejets des effluents d'une centrale



Source : EDF

Les besoins en eau des circuits de refroidissement sont les plus importants en termes quantitatif (le débit est exprimé en m^3/s). Comme évoqué précédemment, le type de circuit (ouvert ou fermé) influence fortement sur les débits et volumes prélevés (cf. annexe n° 6). Le tableau suivant présente les ordres de grandeurs de ces débits et volumes.

**Tableau n° 3 : ordres de grandeur des débits et volumes prélevés
suivant le circuit de refroidissement par tranche**

Circuits de refroidissement du tertiaire	Débits de prélèvements	Volumes prélevés par an
Refroidissement des condenseurs en circuit dit « ouvert »	~ 38 à 61 m ³ /s	~ 1 000 à 1 500 millions de m ³
Refroidissement des condenseurs en circuit dit « fermé »	~ 2 m ³ /s	~ 50 millions de m ³
Consommation d'eau	Débit d'évaporation, part non restituée du prélèvement	Volumes évaporés par an
Refroidissement des condenseurs en circuit dit « fermé »	~ 0,75 m ³ /s à Pleine puissance de la tranche	~ 20 millions de m ³

Source : EDF

Les chiffres rapportés à l'énergie électrique produite par unité de production (ou tranche), figurent dans le tableau ci-après.

Tableau n° 4 : volumes d'eau prélevés par unité de production et par type de circuit

Source froide	Volume (m ³ / MWh)
Refroidissement des condenseurs en circuit ouvert	Prélèvement de 150 à 230 m ³ / MWh Pas de consommation directe
Refroidissement des condenseurs en circuit fermé	Prélèvement de 5 à 20 m ³ / MWh Consommation par évaporation de 2 à 2,5 m ³ / MWh

Source : EDF

b) La pression exercée par le changement climatique sur la ressource en eau

Le changement climatique opère des modifications substantielles sur les températures, les précipitations, la fonte des glaces, le niveau des eaux et la multiplication des événements extrêmes (tornades, pluies torrentielles, inondations, sécheresses, canicules...). À l'échelle du globe, le cycle de l'eau est intégralement affecté par ces modifications, susceptibles d'engendrer une profonde perturbation de la disponibilité des ressources en eau et des milieux aquatiques.

Une plus faible disponibilité de la ressource renforce l'enjeu que constituent sa gestion et son partage au regard de la multiplicité de ses usages et des spécificités de chaque bassin (alimentation en eau potable, agriculture, loisirs, industries etc.).

Les enjeux qui en découlent sur les centrales nucléaires en exploitation sont multiples et portent sur toutes les interactions avec la source froide, c'est-à-dire tant sur les prélèvements que sur les rejets. Ces interactions font l'objet d'un arrêté spécifique à chaque centre nucléaire de production d'électricité (CNPE)⁴⁶ matérialisant les décisions prises par l'ASN fixant les valeurs limites applicables, conformément à l'article R.593-38 du Code de l'environnement.

⁴⁶ La décision ASN n° 2014-DC-0469 du 2 décembre 2014 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvements et de consommation d'eau et de rejet dans l'environnement des effluents liquides et gazeux du CNPE de Saint-Alban en est un exemple.

La disponibilité de la source froide représente le premier enjeu lié au changement climatique. Le début du XXI^e siècle est particulièrement marquée par des épisodes caniculaires, quasi-annuels depuis 2017, qui obligent l'exploitant des centrales nucléaires à s'adapter, en modulant la puissance des réacteurs ou en les arrêtant, pour respecter les limites réglementaires (rejets thermiques et/ou débit minimum à respecter en aval). Ces situations de plus en plus fréquentes et intervenant de plus en plus tôt dans la saison⁴⁷ imposent à l'exploitant de tenir compte des effets du changement climatique sur cette ressource et d'anticiper les évolutions à venir par des projections de moyen et long terme et par des mesures d'adaptation adéquates sur le parc actuel comme sur le parc futur.

S'agissant des rejets, qu'ils soient liquides⁴⁸ ou thermiques, que les rejets liquides soient des effluents radioactifs ou des effluents chimiques⁴⁹, ou qu'il s'agisse de l'énergie non transformée en électricité et cédée au milieu aquatique⁵⁰ (eau chaude) (cf. annexe n° 7), ils sont tous strictement encadrés par des procédures et des limites fixées par la réglementation qui restreint leur concentration dans le débit fluvial.

Ainsi, pour les sites implantés en bord de cours d'eau, le rejet de type radioactif n'est autorisé que si le débit du cours d'eau est compris dans une plage fixée par la réglementation. Si tel n'est pas le cas, l'exploitant est alors amené soit à le réduire en interrompant ou en réduisant la production d'un ou plusieurs réacteurs, soit, sous réserve d'en obtenir l'autorisation par l'ASN, à utiliser des réservoirs supplémentaires pour stocker les effluents avant rejet, ce qui peut temporairement desserrer les contraintes d'exploitation de la centrale. De même, pour les rejets thermiques en rivières, les limites imposées par la réglementation sous forme de température maximale en aval et/ou d'écart maximal entre la température en aval et en amont de la centrale constituent des contraintes d'exploitation imposant à EDF d'adapter sa production à la situation. Lorsque le maintien en exploitation des réacteurs est jugé nécessaire au maintien de l'équilibre et de la stabilité du réseau, des dérogations temporaires peuvent être accordées, après décision de l'ASN, comme ce fut le cas durant l'été 2022 (cf. infra).

Les rejets thermiques et les rejets d'effluents liquides (radioactifs et chimiques), mais également l'entartrage des installations (aéroréfrigérant, condenseur) sont donc tributaires des conditions hydro-climatiques comme la température et l'humidité de l'air, la température d'eau et le débit du cours d'eau, ou encore la qualité d'eau globale du cours d'eau.

⁴⁷ En 2022, les premières mesures d'adaptation à la disponibilité de la source froide en raison de chaleurs ont eu lieu en avril, soit le plus tôt jamais observé.

⁴⁸ Il existe également toute la gamme de rejets gazeux (effluents radioactifs gazeux, rejets chimiques gazeux)

⁴⁹ Une centrale a besoin de produits chimiques pour son fonctionnement. Ces rejets chimiques sont liés principalement à l'usure des condenseurs, au conditionnement des circuits primaire et secondaire, aux traitements biocide et antitartre du circuit de refroidissement ainsi qu'aux rejets des stations de déminéralisation et d'épuration des sites.

⁵⁰ En circuit ouvert, l'énergie non transformée en électricité est renvoyée au milieu aquatique sous forme de chaleur (mer ou cours d'eau), en circuit fermé, 95 % de l'énergie non transformée en électricité est évacuée dans l'atmosphère par évaporation et convection via les aéroréfrigérants.

L'ensemble de ces paramètres hydro-climatiques vont contribuer :

- à la modification de la performance des tours aéroréfrigérantes, faisant varier les rejets thermiques à la hausse ou à la baisse ainsi que la quantité d'eau évaporée ;
- au développement de micro-organismes pathogènes dans les circuits (développement d'amibes et/ou légionelles), voire dans l'environnement (développement de cyanobactéries ou de vibrions), nécessitant la mise en place de traitement biocides et modifiant la qualité microbiologique de l'eau à l'aval du site ;
- à l'entartrage des installations (aéroréfrigérant, condenseur) conduisant au renforcement des traitements antitartres et aux rejets associés ;
- à la modulation des prélèvements d'eau ou des rejets thermiques en fonction des débits et de la température du cours d'eau ;
- à la mise en place de gestion spécifique des rejets effluents liquides suivant le débit atteint dans le cours d'eau.

Enfin, les risques d'inondation ou de submersion marine peuvent provenir d'un débordement de la source froide (crue, rupture d'ouvrage de retenue), d'arrivée d'eau directe sur la plateforme de la centrale (pluies, rupture d'équipements) ou encore de remontées des nappes phréatiques. Ces phénomènes peuvent provoquer des infiltrations d'eau dans des locaux renfermant des éléments nécessaires au maintien de la sûreté nucléaire. Leur prise en compte, nécessaire dès la conception des centrales nucléaires, est également strictement encadrée par des référentiels de sûreté contraignants et des guides édictés par l'ASN.

Principaux enjeux dus au changement climatique sur la ressource en eau

Pour les cours d'eau

- Disponibilité de la ressource en eau (raréfaction, débit réduit, étiage)
- Température de l'eau, réchauffement (amont et aval)
- Gestion de la ressource en eau, compétition d'usages
- Dilution des rejets radioactifs, chimiques et thermiques
- Inondations

Pour les littoraux

- Niveau de la mer / Submersion marine

Ces enjeux sont identifiés et intégrés par l'exploitant. La responsabilité qui lui incombe en matière de sûreté et d'engagement de production l'oblige à effectuer des projections de moyen et long terme sur les effets du changement climatique de manière à anticiper les évolutions pour adapter l'outil de production nucléaire actuel, dimensionner de futures centrales qui comporteraient des réacteurs de type EPR2 et choisir des sites d'implantation adaptés. Pour sa part, l'ASN s'assure que les adaptations proposées par l'exploitant permettent de garantir la sûreté de l'exploitation et que son impact sur l'environnement demeure aussi limité que possible.

3 - Les conséquences des modifications hydrologiques

Une centrale nucléaire n'est pas un système fermé, mais une infrastructure industrielle en constante interaction avec son environnement aquatique, terrestre, aérien, dans un cadre réglementaire strict. La réalisation de prélèvements d'eau modifie l'hydrologie et la disponibilité de la ressource en eau en aval, si ces prélèvements ne sont pas entièrement restitués (consommation d'eau liée à l'évaporation dans les tours aéroréfrigérantes). L'aspiration à la prise d'eau a une influence sur les communautés biologiques aquatiques. Les interactions sont également liées aux rejets thermiques, chimiques, microbiologiques et radioactifs liquides qui modifient localement la qualité d'eau (physico-chimie, biologie ou microbiologie) du milieu récepteur en aval, en lien avec la zone de dilution des rejets.

L'annexe n° 8 établit une synthèse des interactions des installations avec le milieu aquatique et de leur sensibilité aux conditions hydro-climatiques.

Ces interactions avec le milieu aquatique sont d'abord analysées à travers les études d'impact réalisées dans le cadre des demandes d'autorisations de prélèvements et de rejet des installations. Chaque type de rejet fait l'objet d'une limite réglementaire justifiée dans l'étude d'impact garantissant l'absence d'effets notables sur le milieu aquatique. L'étude d'impact couvre les situations de fonctionnement normal et dégradé de l'installation, les situations accidentelles en sont donc exclues. Elles sont tenues à jour régulièrement, au rythme des réexamens décennaux. Pour le parc nucléaire, ces études d'impact se basent notamment sur la surveillance continue des rejets et du milieu récepteur qui permet de vérifier *a posteriori* l'absence d'impact significatif du fonctionnement des sites sur le milieu aquatique.

Par ailleurs, depuis les années 70, EDF étudie les effets des rejets thermiques des centrales nucléaires sur le milieu aquatique et la biodiversité et engage depuis plus de vingt ans des programmes pluriannuels de recherche avec des partenaires scientifiques sur les effets de la thermie sur l'hydrobiologie. La multiplication des épisodes caniculaires depuis le début des années 2000 ayant mis en évidence cette thématique, un rapport du Comité national de suivi des rejets d'eau exceptionnels des centrales de production d'électricité⁵¹, est venu préciser en 2004, les orientations nécessaires en la matière : « *Engager un programme scientifique de recherche destiné à améliorer la connaissance des écosystèmes aquatiques, avec une participation des producteurs d'énergie.* ». Ce rapport relève les liens forts entre les températures de fleuve et les débits qui y transitent : « *En effet, plus l'épaisseur de la lame d'eau est faible, plus le réchauffement par contact avec l'atmosphère est important et plus la dilution d'un rejet de débit constant est faible. La diminution du débit du fleuve servant au refroidissement de la centrale est un facteur aggravant de l'impact de la canicule* ».

L'exploitant prend en compte les effets du changement climatique sur la sensibilité thermique du milieu ainsi que sur la sensibilité de la biocénose⁵² aquatique à la thermie. Le changement climatique est également pris en compte pour évaluer l'évolution des débits moyens des fleuves qui servent aux calculs d'impact environnemental et sanitaire liés aux rejets chimiques et radioactifs liquides, ainsi qu'aux calculs d'échauffement liés aux rejets thermiques.

⁵¹ Rapport à la ministre de l'écologie et du développement durable du comité national de suivi des rejets d'eau exceptionnels des centrales de production d'électricité, comité mis en place en 2003 suite à la canicule.

⁵² Ensemble des êtres vivants qui occupent un milieu donné (le biotope), en interaction les uns avec les autres et avec ce milieu. La biocénose forme, avec son biotope, un écosystème.

4 - Les autres types d'impacts à prendre en compte

Les exploitants d'installations nucléaires sont tributaires de prestataires qui fournissent des produits et des services à toutes les étapes du cycle de vie d'un réacteur (conception, construction, mise en service, exploitation, mise à l'arrêt et démantèlement). La résilience de cette chaîne d'approvisionnement au changement climatique est un sujet qui a été évoqué par l'exploitant mais également par le Haut conseil pour le climat, notamment au regard de l'expérience acquise durant la pandémie de covid 19 qui a perturbé certaines chaînes d'approvisionnement⁵³. Une surveillance de l'ensemble de cette chaîne dans le domaine nucléaire est donc essentielle tant pour les nouvelles constructions que pour les installations en exploitation. Cette question n'est pas traitée de manière spécifique sous l'angle du changement climatique par l'AIEA, mais cette dernière a lancé en 2020 une « boîte à outils » de la chaîne d'approvisionnement nucléaire pour aider ses pays membres à coordonner leur action en la matière avec l'ensemble des acteurs de la filière.

L'adaptation concerne également la continuité de fonctionnement sur site, la sécurité et la santé des personnels. Cette continuité fait l'objet d'un champ spécifique d'études intégrées au projet d'adaptation de la Direction du parc nucléaire et thermique (DPNT) d'EDF⁵⁴ et s'attache à sécuriser la logistique sur site (voies d'accès des personnels, temps trajet pour l'accès au site, calibrage des appareils de mesure en conditions extrêmes...), les conditions de travail des personnels EDF et prestataires, les approvisionnements en combustibles, la disponibilité des réseaux de transport et de distribution et la disponibilité du système d'information national.

III - Les politiques et organisations mises en œuvre pour répondre à ces enjeux

Les politiques publiques d'adaptation au changement climatique amorcées à la fin des années 90 ont eu pour objectifs d'anticiper les impacts du changement climatique et de limiter ses conséquences en intervenant sur les facteurs qui en déterminent l'ampleur.

Elles ne contiennent toutefois pas de volet particulier sur les installations nucléaires. Ces dernières répondent avant tout à des impératifs de sûreté liés aux agressions naturelles (cf. *supra*). C'est à l'aune de ces dernières que l'autorité de sûreté nucléaire a élaboré des référentiels. L'exploitant s'est par ailleurs organisé pour appréhender les phénomènes climatiques.

A - La politique de l'État en matière d'adaptation au changement climatique

La politique de l'État a été d'abord énoncée par une stratégie nationale en 2006, puis précisée par deux plans nationaux d'adaptation au changement climatique (PNACC), le premier adopté en 2011, le second en 2018.

⁵³ Selon l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) en allongeant les délais d'exécution de nouvelles constructions et de certains grands projets de rénovation.

⁵⁴ Lot C du projet adaptation de la DPNT d'EDF : Continuité de fonctionnement de la *supply chain*.

La stratégie nationale d'adaptation au changement climatique de 2006 qui avait fait l'objet d'une concertation menée par l'observatoire national sur les effets du réchauffement climatique (ONERC) avec les différents secteurs d'activités et la société civile, a présenté la façon dont l'État entendait aborder la question de l'adaptation au changement climatique.

Le premier PNACC (2011-2015), précédé d'une large concertation menée en 2010, a eu pour objectif d'exposer des mesures concrètes et opérationnelles afin de préparer la France à faire face à de nouvelles conditions climatiques en intégrant les enjeux de l'adaptation à l'ensemble des politiques publiques. Les mesures concernaient tous les secteurs d'activité et concouraient à quatre objectifs : protéger les personnes et les biens, éviter les inégalités devant les risques, limiter les coûts et tirer parti des avantages, préserver le patrimoine naturel. Ce plan comportait plus de 200 recommandations, portant sur 20 domaines dont l'énergie, l'industrie et les infrastructures, ce qui incluait à ces titres les centrales nucléaires.

L'évaluation de ce PNACC 1 par le conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) a relevé d'importantes avancées comme le développement de nouveaux outils, parmi lesquels le portail DRIAS (les futurs du climat) ou la mission scientifique dite Jouzel⁵⁵, particulièrement utiles pour réaliser les « descentes d'échelle »⁵⁶ nécessaires aux projections climatiques localisées.

Un nouveau programme, le PNACC 2, a été élaboré en 2018 pour les cinq années suivantes. En cohérence avec les objectifs fixés par l'Accord de Paris, la France vise une adaptation effective dès le milieu du XXI^e siècle à un climat régional en métropole et dans les outre-mer cohérent avec une hausse de température moyenne comprise entre + 1,5 et 2 °C au niveau mondial. De la même manière que pour le PNACC 1, des travaux de concertation menés en 2016 et 2017, ont nourri ce second plan. Des évolutions ont été proposées, qui concernent notamment un meilleur traitement du lien entre les différentes échelles territoriales, le renforcement de l'articulation avec l'international et le transfrontalier et la promotion des solutions fondées sur la nature.

Une troisième édition du plan national d'adaptation au changement climatique fera partie de la déclinaison opérationnelle⁵⁷ de la loi de programmation énergie climat (LPEC), en cours d'élaboration pour une adoption prévue en 2023.

⁵⁵ Pour répondre à la nécessité de disposer de données climatiques aux échelles spatiales et horizons temporels pertinents, le PNACC 2011-2015 s'était fixé pour objectif d'obtenir des projections climatiques régionalisées en phase avec l'état le plus récent des connaissances au niveau international, et de les diffuser. Le ministère en charge de l'Environnement confia au climatologue Jean Jouzel une mission qui consistait à coordonner le travail de nombreux scientifiques, issus principalement de Météo-France et de l'IPSL, pour produire les connaissances et les données nécessaires. Ce travail a donné lieu aux publications « Le climat de la France au XXI^e siècle ».

⁵⁶ La descente d'échelle consiste à viser une résolution spatiale plus fine.

⁵⁷ La déclinaison opérationnelle de la loi de programmation énergie climat est attendue un an maximum après l'adoption de la LPEC, elle comprendra la mise à jour de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), le plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC3) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

B - Une organisation de la démarche d'adaptation déclinée par direction au sein du groupe EDF

La sensibilité du parc de réacteurs au climat, et plus largement celle de l'ensemble des activités du groupe, explique l'engagement, dès 1990, de la direction de la recherche et du développement d'EDF dans des projets de recherche collaboratifs autour du changement climatique. EDF a, à cet effet, développé et mis en place une organisation interne, dont un service climatique en 2014, et des outils pour répondre à ces enjeux.

Le changement climatique est un facteur supplémentaire d'incertitudes à prendre en compte dans les évaluations de sûreté. Le principe de réexamen de sûreté tous les dix ans des ouvrages nucléaires, pilier de leur robustesse à long terme, demeure au cœur du dispositif d'adaptation au changement climatique. En outre, pour répondre aux enjeux globaux du changement climatique, le groupe EDF poursuit sa stratégie d'entreprise, « CAP2030 », qui conjugue la poursuite de la décarbonation de ses émissions, l'adaptation au changement climatique et l'accompagnement de ses clients dans la transition énergétique.

L'adaptation au changement climatique fait également partie intégrante de la politique de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) du groupe qui en fixe les objectifs pour ses entités : *« Chaque entité⁵⁸ concernée mettra en œuvre un plan d'adaptation au changement climatique avec mise à jour tous les 5 ans [...]. Tout nouveau projet ou investissement intégrera une analyse de l'impact potentiel du changement climatique »*. Ces plans d'adaptation devaient être établis au plus tard avant la fin de l'année 2022 pour être ensuite déployés. Pour la partie nucléaire, la direction de production nucléaire et thermique (DPNT) a établi son plan (projet ADAPT) et la direction de l'ingénierie et projet du nouveau nucléaire (DIPNN) mène cette action dans le cadre de plans d'atténuation des risques. L'homogénéisation des différentes démarches est assurée par la direction Impacts du groupe EDF.

1 - Le projet d'adaptation en cours pour le parc en exploitation

Les questions climatiques au sein du Groupe EDF ont connu une montée en puissance et un développement de l'expertise en interne ayant conduit récemment au projet ADAPT d'adaptation au changement climatique de la DPNT à horizon 2050.

Son objectif est de mener une analyse aussi complète que possible des conséquences du changement climatique sur les sites de production et leurs écosystèmes et de sécuriser la production par :

- la mise à niveau technique au regard des nouvelles conditions de fonctionnement ;
- la sécurisation de la chaîne d'approvisionnements nécessaires aux sites ;
- la maîtrise foncière sur le long terme, et l'accès à l'eau et aux infrastructures.

En parallèle, le projet prévoit un renforcement des travaux sur la biodiversité et s'attache à répondre aux effets induits sur l'acceptabilité sociale des activités du Groupe EDF.

⁵⁸ Ex. : DPNT, DIPNN, EDF Energy etc.

Le projet bénéficie de ressources propres (une quarantaine de personnes issues de différents services), d'une gouvernance de haut niveau au sein du groupe EDF via le conseil scientifique et d'un fonctionnement transversal qui lui permet de s'appuyer sur diverses expertises.

Pour atteindre ses objectifs, le projet vise en premier lieu à identifier les principales fragilités de la DPNT dans la perspective du changement climatique, à planifier leur traitement, à mettre en place un dispositif de suivi et à préparer le basculement dans un mode pérenne.

La particularité du projet est son approche « site par site » et sa vision systémique. Pour chaque site, le projet ADAPT va dérouler une méthodologie en choisissant des scénarios d'évolutions climatiques (haut, bas, médian) et en réalisant des projections climatiques, hydrologiques et thermiques adaptées à chacun. Ensuite, des thèmes identifiés (eau, outil industriel, tissu industriel, environnement socio-industriel, stratégie d'influence) feront l'objet d'une analyse au regard des spécificités du site. À ce stade, seul le site de Chooz a fait l'objet de cette approche en 2021 pour des résultats qui portent principalement sur la consolidation de la méthodologie en matière de choix de modèles climatiques et sur l'échantillonnage de scénarios extrêmes. Les épisodes climatiques de l'été 2022 ont constitué un accélérateur de la prise en compte de l'adaptation au changement climatique pour EDF dans la mesure où le groupe anticipait la survenue d'épisode semblables, mais à un horizon plus éloigné de 15 ou 20 ans. Le projet ADAPT est désormais présenté comme l'outil central de la stratégie d'adaptation opérationnelle de la DPNT, mais il reste à la décliner site par site d'ici à 2025.

Le budget alloué à ces démarches correspond d'une part à celui du service climatique dont une partie est spécifique aux actions du plan ADAPT, et d'autre part à des actions de recherche et développement dédiées à l'adaptation. Le service climatique a été créé pour partager ses analyses avec l'ensemble du Groupe EDF. Progressivement des actions spécifiques ont été engagées en complément pour évaluer l'impact du changement climatique sur le fonctionnement des installations d'EDF. Ces budgets (estimés, car disséminés dans de nombreux projets) sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau n° 5 : estimation du budget Service climatique et projet ADAPT - EDF

	2021	2022	2023
Service climatique (milliers d'€)	1500	1600	2000
Dont financement spécifique projet ADAPT	150	270	550
Actions R&D dédiées à l'adaptation (milliers €)	1300	1900	2730

Source : EDF

2 - La déclinaison pour les projets du « nouveau nucléaire »

La démarche d'ensemble des plans d'adaptation au changement climatique est également appliquée aux projets du « nouveau nucléaire », mais cette fois dès la phase de conception. Si l'approche adoptée (sur les projets Flamanville 3 et projets d'EPR2) par la DIPNN s'appuie sur une gestion et une atténuation des risques, elle nécessite comme pour la DPNT l'identification des risques climatiques en première approche. La démarche se décline de la manière suivante :

- phases 1 et 2 : identification et analyse des risques climatiques ;
- phase 3 : identification des mesures d'adaptation supplémentaires potentiellement nécessaires ;
- phase 4 : mise en œuvre et suivi du plan d'actions.

À ces quatre phases, la DIPNN en ajoute une cinquième qui consiste à réévaluer annuellement le plan d'actions dans le cadre de la revue des risques prioritaires.

Cette approche a permis dans le cas de Flamanville 3 de faire évoluer la méthode de quantification de l'intensité ou la fréquence d'aléas naturels augmentés par le changement climatique en y intégrant explicitement les scénarios du GIEC à l'horizon de fin d'exploitation du réacteur et a conclu à la nécessité de prendre des marges de conception spécifiques (ex. : protection contre les inondations externes). Par la suite, et compte-tenu de l'évolution des connaissances et de la perception des enjeux, le projet EPR2 a enrichi cette approche en intégrant ces éléments dans les volets « Inconvénients »⁵⁹ et « Production » (dimensionnement des systèmes nécessaires à la production), et dans la démarche de prise en compte de l'environnement à la conception, afin de couvrir les risques associés (principalement technico-économiques). L'analyse des sites potentiels intègre également ces risques au travers de différents paramètres. D'autres champs restent à étudier dans le cadre du plan d'adaptation comme les impacts potentiels sur la chaîne d'approvisionnements (« *supply chain* »). Il est prévu que ces activités bénéficieront des études en cours dans le cadre du projet ADAPT.

C - L'intérêt d'une approche systémique en matière d'adaptation

La nécessité d'une approche systémique a régulièrement été évoquée par les acteurs principaux de la filière nucléaire (exploitant, ASN, IRSN). Pour l'IRSN par exemple⁶⁰, une telle approche doit englober l'environnement, les organisations humaines, et les territoires (cf. annexe n° 9). Elle devrait également couvrir l'ensemble du système électrique, et ses différents acteurs (production, transport et distribution d'électricité), dans lequel la centrale s'insère et joue un rôle moteur.

Mais ces acteurs, lorsqu'ils évoquent leur vision systémique de l'adaptation, font état d'une approche qui correspond soit à leur périmètre d'intervention et à leurs champs d'action, soit au-delà, mais sans pour autant en définir clairement les limites et les interactions. À cet égard, l'ASN a indiqué que dans une perspective de long terme il convenait de privilégier une approche large (et non en silos) c'est-à-dire une approche systémique, intégratrice et territoriale. L'IRSN de son côté évoque la nécessité de partager les connaissances, les compétences et les données.

Cette hétérogénéité de périmètres, de champs d'action, mais également de méthodologie et de maturité concernant la prise en compte du caractère systémique de l'adaptation au changement climatique pose la question de la coordination des acteurs et de la cohérence de leurs conceptions ou approches. Il appartient à l'État d'y veiller, particulièrement en ce qui concerne les projets de futurs réacteurs nucléaires, qui peuvent soulever des questions d'adaptation (accessibilité du site par exemple) allant au-delà des responsabilités de l'exploitant ou de l'autorité de sûreté.

⁵⁹ Il s'agit de la « démonstration de maîtrise des inconvénients », conformément aux exigences réglementaires, qui demandent une description « des incidences du projet sur le climat et de la vulnérabilité du projet au changement climatique » (Article R122-5 du Code de l'Environnement).

⁶⁰ Cette approche systémique est un des axes majeurs explorés par l'IRSN sur le sujet de l'adaptation, et fera l'objet en 2023 d'un « rendu abouti » du groupe de travail sur le changement climatique mis en place dans le cadre du comité d'orientation des recherches de l'IRSN (COR). Il s'agira de dresser un panorama le plus exhaustif possible des thématiques associées aux effets du changement climatique en termes de sûreté nucléaire et de radioprotection, allant des effets directs du climat sur les installations nucléaires jusqu'à ceux sur les organisations humaines pouvant avoir un impact sur le parc nucléaire.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le dernier rapport du GIEC éclaire les évolutions attendues pour chaque champ du climat (air, eau, mer) et leurs interactions. Il pose les bases probabilistes des scénarios climatiques à horizon 2100, qui servent aujourd'hui très largement aux travaux de projections climatiques et d'adaptation menés par EDF, l'exploitant du parc nucléaire français.

EDF a progressivement développé depuis les années 90 une connaissance fine des enjeux climatiques et de leurs impacts pour les températures, la ressource en eau ou le niveau de la mer, et a plus récemment mis en place une gouvernance, une organisation interne et des projets de recherche et développement pour y répondre. Le parc de 56 réacteurs actuellement en fonctionnement sur 18 sites est d'ores et déjà confronté à la nécessité de s'adapter au changement climatique. Ce sera plus encore le cas de futurs EPR2, dont le premier de série pourrait être mis en service à Penly à l'horizon de 2035.

Si EDF comme l'IRSN intègrent déjà un volet systémique à leurs démarches de prise en compte de l'adaptation au changement climatique, une approche intégrée, territorialisée et partagée par l'ensemble des acteurs concernés par la fourniture d'électricité d'origine nucléaire apparaît nécessaire, pour que le parc nucléaire puisse assurer dans la durée le service attendu en matière de production d'électricité (cf. recommandation n° 5 pour le nouveau parc nucléaire au chapitre II).

Chapitre II

Des effets pris en compte au titre de la sûreté, encore limités pour la disponibilité du parc existant, à anticiper pour le nouveau nucléaire

Le changement climatique et les aléas qui lui sont associés ont un impact sur la sûreté des centrales (I). Ils peuvent également affecter leur disponibilité, donc leur production (II). La conception et l'implantation du futur parc doivent en tenir compte (III).

I - Une prise en compte des risques à la conception et lors des examens périodiques de sûreté

Intégrés dans les démonstrations de sûreté et régulièrement réévalués, les risques consécutifs au changement climatique ne doivent pas affecter le niveau de sûreté du parc nucléaire.

A - Le dimensionnement du parc actuel contre les agressions

La conception des centrales du parc actuel et les dispositions relatives à la sûreté nucléaire n'ont, à l'origine, pas intégré les effets du changement climatique. Les niveaux de protection du parc en exploitation alors retenus résultaient de la prise en compte d'un niveau de référence pour faire face aux agressions externes d'origine naturelle, auquel ont été ajoutées des marges supplémentaires. Certains aléas, comme la canicule ou l'étiage, n'étaient ainsi pas pris en compte au titre de la protection contre les agressions mais au titre du dimensionnement des matériels. Ce dernier point a évolué au fil des réexamens de sûreté. La démarche d'analyse des agressions repose actuellement sur les notions de « marges » et de « conservatismes », depuis le niveau d'aléas retenus jusqu'au dimensionnement des dispositions de protection permettant de faire face aux risques identifiés.

Les notions de marge de conception et d'approche conservative

La maîtrise de la sûreté nucléaire au stade de la conception des installations est assurée par une démarche déterministe prudente basée sur la prise en compte du principe de défense en profondeur dans la conception des structures, systèmes et composants (cf. art. 3.1 et 3.2 de l'arrêté INB⁶¹). Le principe de défense en profondeur consiste à prévoir plusieurs niveaux de défense suffisamment indépendants, chacun pouvant intervenir après la défaillance du précédent, afin de prévenir la survenue d'un incident ou d'un accident, ou d'en limiter les conséquences sur la population et sur l'environnement. Les notions de « marge de conception » et « d'approche conservative » sont utilisées dans cette démarche de conception prudente.

La notion d'approche conservative est utilisée pour désigner une démarche (étude d'une problématique, réalisation de calculs) fondée sur des hypothèses qui majorent les effets des phénomènes pouvant altérer les performances d'un matériau, d'un équipement ou d'une installation, susceptibles d'affecter la sûreté nucléaire ou la radioprotection. Cette majoration des effets des phénomènes est volontaire afin de concevoir des installations disposant de marges de conception. Il peut s'agir de la prise en compte d'exigences supplémentaires pour la conception de structures, systèmes ou composants, de la majoration pénalisante de certains paramètres physiques utilisés dans les calculs de dimensionnement (température d'air, flux thermique, niveau d'eau), de choix de matériels ayant des performances supérieures à celles strictement requises par les études.

La marge de conception correspond à une marge de sécurité prise volontairement dans la conception d'une structure, d'un système ou d'un composant contribuant à la sûreté nucléaire pour s'assurer que ces éléments sont en mesure d'assurer leurs fonctions dans des situations plus contraignantes ou plus intenses que celles strictement nécessaires à la sûreté de l'installation. Ces marges visent, entre autres, à prendre en compte les différentes incertitudes pouvant peser sur la quantification des situations prévues et, dans le cas du changement climatique, de s'assurer que la sûreté d'une installation est garantie entre les réexamens de sûreté.

Selon l'aléa considéré, des niveaux de référence ont été définis à partir de valeurs maximales observées (température d'air ou débit faible d'eau) ou de valeurs millénales (cas de l'inondation). Des marges leur ont été ajoutées, définissant les niveaux de protection retenus. Ces derniers ont ensuite fait l'objet d'une validation par l'autorité de sûreté nucléaire. Le tableau ci-après illustre ces éléments pour les agressions pouvant avoir un impact avéré et pénalisant dans un contexte de changement climatique.

⁶¹ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires.

Tableau n° 6 : prise en compte des agressions sur le parc en exploitation

CONCEPTION INITIALE					
Agression		Palier CP0 1980	Palier CPY 1981	Palier 1300 1980 - 1988	Palier N4 1983
Canicule	Air	Les températures d'air considérées à la conception initiale des systèmes de refroidissement n'ont pas fait l'objet d'un calcul de niveau de retour. Des températures entre 30 et 40°C (selon les sites et selon l'exposition des systèmes à la température extérieure) ont été prises en compte pour le dimensionnement des systèmes de ventilation. Des marges de conception ont été prises sur : (i) les puissances thermiques à évacuer et (ii) l'humidité extérieure considérée⁶². L'ensemble de ces éléments permet d'indiquer que les niveaux de protection mis en œuvre à la conception permettaient d'être protégé contre des aléas de niveau centennal.			
	Eau	Les températures d'eau considérées à la conception initiale des systèmes de refroidissement n'ont pas fait l'objet d'un calcul de niveau de retour. Les températures retenues pour cette conception se basent sur des valeurs maximales observées et sur des prises de marges. Ces marges de conception sont prises sur : - (i) la température (ex. : à Bugey, une marge de 6°C est prise par rapport à une valeur maximale mesurée) et (ii) les puissances thermiques à évacuer. L'ensemble de ces éléments permet d'indiquer que les niveaux de protection mis en œuvre à la conception permettaient d'être protégé contre des aléas de niveau centennal.			
Inondation	Bord de mer (niveau marin)	Sans objet (pas de site CP0 installé en bord de mer)	Niveau supérieur au niveau 1 000 ans. Ce niveau est obtenu en prenant une marge par rapport au niveau d'une marée de coefficient 120 ⁶³ associé à une surcote ⁶⁴ millénale.	Niveau supérieur au niveau 1 000 ans. Ce niveau est obtenu en prenant une marge par rapport au niveau d'une marée de coefficient 120 ⁶⁵ et d'une surcote ⁶⁶ millénale.	Sans objet (pas de site N4 installé en bord de mer)
	Bord de rivière	Niveau supérieur au niveau 1 000 ans. Ce niveau a été obtenu en cherchant à se protéger contre une crue supérieure d'au moins 15 % à la crue millénale⁶⁷. Le niveau de protection finalement retenu vise à envelopper différentes situations dont celle ci-dessus, mais également des situations qui considèrent des ruptures de barrages situés en amont des sites nucléaires.			
Étiage (sites bord de rivière)		Les débits d'eau à prendre en compte n'ont pas fait l'objet d'un calcul de niveau de retour. La présence des barrages hydrauliques ne permettait pas, à l'époque, de faire cette évaluation en raison de l'influence de leur mode de pilotage sur le débit mesuré. Ces niveaux ont été estimés sur la base de débits minimaux observés (ex. : étiage historique de la Loire en 1949) avec application d'une marge (ex. : 20% à Chinon). Des dispositions de conception particulière ont également été prises sur certains sites (ex. : Cattenom, Civaux). L'ensemble de ces éléments permet d'indiquer que les niveaux de protection mis en œuvre à la conception permettaient d'être protégé contre des aléas de niveau centennal au moins.			

Source : EDF

⁶² Celle-ci peut aller jusqu'à 60 % ce qui, associé à une température chaude, induit un « surdimensionnement » des systèmes frigorifiques.

⁶³ Ce coefficient correspond au coefficient maximal possible pour les marées en France.

⁶⁴ La surcote correspond à une augmentation du niveau de la mer liée, par exemple, à la présence d'une dépression atmosphérique.

⁶⁵ Ce coefficient correspond au coefficient maximal possible pour les marées en France.

⁶⁶ La surcote correspond à une augmentation du niveau de la mer liée, par exemple, à la présence d'une dépression atmosphérique.

⁶⁷ Cette crue est appelée « crue millénale majorée ».

Les centrales actuellement en exploitation ont été initialement conçues avec des règles et des conservatismes permettant de faire face à des aléas de niveau centennal au moins, sans prise en compte spécifique du changement climatique. Au cours des réexamens périodiques de sûreté successifs, et en particulier après l'épisode caniculaire de l'été 2003, les effets du changement climatique ont été intégrés aux valeurs de conception afin de couvrir, *a minima*, la période entre deux réexamens.

Pour sa part, l'EPR de Flamanville a été conçu pour résister à des aléas climatiques d'un niveau au moins centennal, en intégrant les effets du changement climatique à l'horizon 2100. Le tableau ci-après illustre ces éléments.

Tableau n° 7 : prise en compte des agressions pour la conception de l'EPR de Flamanville

AGRESSION	CONCEPTION INITIALE – FLAMANVILLE 3	
<i>Canicule</i>	Air	Niveau supérieur au niveau 100 ans avec prise en compte du changement climatique à horizon fin de siècle Ce niveau est obtenu en utilisant la température maximale journalière avec un niveau de retour 100 ans et intégrant les effets du changement climatique sur la durée de vie de l'installation.
	Eau	Niveau supérieur au niveau 100 ans avec prise en compte du changement climatique à horizon fin de siècle Ce niveau est obtenu en utilisant la température maximale journalière avec un niveau de retour 100 ans et intégrant les effets du changement climatique sur la durée de vie de l'installation.
<i>Inondation</i>	Bord de mer	Niveau supérieur au niveau 1 000 ans avec prise en compte du changement climatique à horizon fin de siècle Ce niveau est obtenu en prenant une marge par rapport au niveau de haute mer pour une marée de coefficient 120 associée à un phénomène de surcote millénale. Le niveau de protection finalement retenu prend en compte plusieurs situations dont le tsunami ou les tempêtes. Une marge supplémentaire de 75 cm est prise en compte pour intégrer les effets du changement climatique.
	Bord de rivière	Sans objet (pas de site EPR en bord de rivière)
<i>Bas niveau d'eau</i>	Niveau supérieur au niveau 1 000 ans. Flamanville 3 étant un site en bord de mer, ce niveau est obtenu en prenant une marge par rapport au niveau de basse mer pour une marée de coefficient 120, associée à un phénomène de décote millénale dû à une surpression atmosphérique et au vent. Le site étant en bord de mer, le changement climatique n'est pas pris en compte sur cet aléa par conservatisme.	

Source : EDF

Le scénario utilisé pour prendre en compte le changement climatique dans ces aléas est le plus dégradé du quatrième rapport du GIEC. À la publication du cinquième rapport, il a été vérifié que les niveaux pris en référence n'étaient pas remis en cause.

B - Une réévaluation continue des risques associés aux agressions d'origine naturelle dans la démonstration de sûreté

Dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté, *a minima* lors des visites décennales propres à chaque réacteur, les référentiels de sûreté sont réévalués en tenant compte du retour d'expérience national et international, de l'évolution des connaissances et des meilleures pratiques disponibles. Les référentiels mis en œuvre dans le cadre de la durée de fonctionnement des réacteurs (correspondant aux réexamens périodiques VD4 900, RP4 1300 et RP3 N4) constituent à ce jour les référentiels de sûreté les plus avancés du parc en fonctionnement, notamment s'agissant des agressions externes naturelles. L'annexe n° 10 précise les différentes phases des réexamens périodiques ainsi que leur calendrier.

1 - Les températures élevées de l'air et de l'eau

Les températures maximales prises en compte à la conception des installations sont propres à chaque site. S'agissant des températures d'air, les valeurs maximales pour le dimensionnement des ventilations sont comprises entre 30°C et 40°C. Les températures de l'eau retenues pour le dimensionnement des échangeurs de refroidissement des auxiliaires de sûreté varient de 20 à 30,4°C.

À la suite de l'épisode caniculaire de l'été 2003, EDF a mis en œuvre sur son parc nucléaire un plan d'actions « canicule et sécheresse » comportant des objectifs de court terme pour traiter les vulnérabilités les plus sensibles, mais également des objectifs à plus long terme visant à proposer des évolutions de référentiels. A ainsi été conçu un référentiel « grands chauds » en 2006⁶⁸ définissant, notamment, des niveaux d'aléa de températures de l'air et de l'eau projetées à l'horizon de 2030 par une méthode statistique d'extrapolation des tendances des températures maximales observées. Les valeurs maximales de température de l'air, propres à chaque site, peuvent varier et atteindre 46°C. Pour le CNPE de Tricastin par exemple, le niveau d'aléa de température d'air est de 45,7°C. Pour la température de l'eau, les valeurs maximales sont comprises entre 22°C et 37°C.

La capacité des installations à faire face aux aléas de température du référentiel « grands chauds » a conduit à la mise en œuvre de modifications d'ampleur, au rythme des réexamens périodiques ou de manière anticipée entre les visites décennales, selon les paliers. Sur le palier 900, ces améliorations ont été déployées entre 2013 et 2017, puis en 2018 et 2019 sur les quatre tranches du site de Bugey. Sur les autres paliers, ces améliorations seront complètement intégrées à l'issue des VD3 1300 (de 2015 à 2024) et des VD2 N4 (de 2019 à 2025). Cette robustesse est renforcée par les analyses complémentaires réalisées dans le cadre des quatrièmes visites décennales en cours des réacteurs de 900 MWe (VD4 900) et par les modifications en résultant.

En plus de la prise en compte de la dernière veille climatique intégrant notamment le retour d'expérience des épisodes caniculaires de l'année 2019, les niveaux d'aléas de référence retenus à compter des VD4 900 tiennent compte du passage à une période de retour centennale⁶⁹ et à un horizon d'extrapolation porté à 2049. Ceci a conduit à une augmentation de la température maximale de l'air prise en compte en cas d'agression « canicule » sur certains sites (passage d'une température d'air de 38°C à 43,1°C pour le CNPE de Gravelines par exemple).

⁶⁸ Pour les tranches du palier 900 MW, des référentiels équivalents pour les autres paliers ont été élaborés par la suite.

⁶⁹ La période de retour est la durée moyenne au cours de laquelle, statistiquement, un événement d'une même intensité se reproduit. Une période de retour centennale signifie qu'elle a 1 % de risque de se produire chaque année ou qu'elle « revient » en moyenne une fois tous les 100 ans.

En complément, il est réalisé une vérification de la robustesse des installations vis-à-vis des agressions naturelles en tenant compte d'un aléa de période de retour de 10 000 ans, en cohérence avec les préconisations de l'association WENRA⁷⁰. S'agissant des températures de l'air, ceci conduit à vérifier le bon comportement des installations en retenant une marge de robustesse de + 2°C par rapport à l'aléa de l'agression de référence. Pour le CNPE de Tricastin par exemple, cette démarche conduit donc à considérer une température maximale de l'air de 47,7°C.

Des analyses similaires seront réalisées pour les réacteurs de 1 300 MWe dans le cadre des quatrième visites décennales (RP4 1300) et pour les réacteurs de 1 450 MWe dans le cadre des troisième visites décennales (RP3 N4).

Modifications réalisées dans le cadre de la déclinaison du référentiel « grands chauds » applicable aux centrales de 900 MW

Ces améliorations portent sur :

- le conditionnement thermique de certains bâtiments contenant des matériels de sûreté (locaux électriques, bâtiment combustible, stations de pompage d'eau brute de sûreté, bâtiments des groupes diesels de secours) : augmentation des débits de ventilation et/ou de la capacité frigorifique, ajout de climatisations, remplacement de matériels électriques par des matériels dissipant moins de chaleur, remplacement de groupes de production d'eau glacée et mise en place de dispositifs de brumisation.
- la tenue à la température de certains matériels de sûreté pouvant être sensibles vis-à-vis de ce phénomène, notamment par le remplacement de certains composants thermosensibles par des composants répondant aux nouvelles exigences du référentiel grands chauds ou par leur protection (remplacement de moteurs électriques, câbles, de capteurs, installation d'écrans de protection thermiques, renforcement de supports de tuyauteries des circuits de refroidissement pour prendre en compte les efforts supplémentaires de dilatation).
- le refroidissement de certains matériels (installation d'hydropourfroids et remplacement de vannes thermostatiques).
- la capacité d'échange thermique des échangeurs entre le système de réfrigération intermédiaire et le système d'eau brute secourue de certains sites par l'ajout de plaques et l'amélioration du suivi en continu de leur capacité d'échange.

Exemples de modifications mises en œuvre en VD4 900 vis-à-vis du risque de température élevée de l'air :

- modification du système de ventilation des locaux électriques moyenne tension/basse tension et relayage pour augmenter sa capacité de conditionnement thermique vis-à-vis des matériels qui y sont installés ;
- ajout d'un aérotherme dans les locaux des groupes froids du système de production et de distribution d'eau glacée de l'îlot nucléaire vis-à-vis des conditions de température élevée de l'air ;
- remplacement des moteurs des aérorefroidisseurs des groupes diesels de secours par des matériels dimensionnés pour les températures maximales atteintes en cas d'agression canicule ;
- climatisation ou amélioration de la ventilation des locaux électriques de certaines stations de pompage.

⁷⁰ Western European Nuclear Regulator's Association : association des autorités de sûreté européennes.

2 - Le niveau marin

À la conception, la prise en compte du risque d'inondation des sites de bord de mer s'est traduite par la construction de plates-formes intégrant le niveau marin moyen et le coefficient de marée théorique le plus élevé associé à un phénomène de surcote (effet conjugué d'une dépression et du vent pouvant résulter d'une tempête). L'ASN a défini en 1984 une surcote de période de retour millénale dans le scénario de débordement de la source froide pour les sites situés en bord de mer, avec la publication d'une règle fondamentale de sûreté (RFS 1.2-e)⁷¹ « Prise en compte du risque d'inondation d'origine externe ».

Bien que cette exigence ait été prise en compte pour la construction de la digue périphérique de la centrale du Blayais, ce site a subi à l'occasion de la tempête de 1999 une inondation partielle qui s'est traduite par le franchissement de la protection par la houle.

Inondation du site du Blayais en 1999

La tempête des 27 au 28 décembre 1999 a provoqué une inondation partielle de la plate-forme du site de la centrale du Blayais qui a conduit au déclenchement du plan d'urgence interne (PUI) pour procéder aux opérations de pompage d'environ 100 000 m³ d'eau qui ont été régulièrement contrôlés avant d'être rejetés dans la Gironde avec l'accord de l'État. Aucune radioactivité n'a été décelée dans les échantillons prélevés.

À la suite de cet événement, classé comme incident de niveau 2 de l'échelle INES, plusieurs dispositions ont été prises pour renforcer la protection du site contre les inondations : rehausse de la digue, mise en place d'enrochements, mise en place d'un mur pare-houle, amélioration du système d'alerte, modélisation du phénomène de propagation de l'eau dans l'estuaire de la Gironde par le Code Télémac⁷².

Le retour d'expérience du Blayais a conduit EDF à effectuer en 2001 et 2002 des travaux, notamment sur la digue périphérique (annexe n° 11). Par ailleurs, un réexamen global des principes de protection des centrales contre le risque d'inondation externe a été effectué. Les aléas définis par la RFS 1.2.e pour le risque de submersion marine ont été complétés par l'examen de scénarios intégrant notamment le risque de franchissement des protections par les effets d'une houle résultant de tempêtes extrêmes. Cette nouvelle exigence a conduit à la mise en place de protections périphériques complémentaires à l'occasion de la maintenance de la digue du Blayais en 2010 et d'une réhausse du muret du canal d'amenée de Gravelines en 2004 puis en 2014 (annexe n° 11).

Prenant en compte les acquis issus du retour d'expérience de l'événement du Blayais puis des résultats des « stress tests » réalisés après l'accident de Fukushima en 2011 et documentés dans les rapports d'évaluation complémentaire de sûreté (RECS), l'ASN a publié en 2013 le guide n°13 « Protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes » en remplacement de la RFS 1.2.e. Concernant le risque d'inondation par submersion marine, en complément de la révision des méthodes d'évaluation statistique des surcotes extrêmes, ce guide prévoit la prise en compte de l'impact de l'évolution du climat sur le niveau marin moyen entre deux réexamens.

⁷¹ Sur divers sujets techniques concernant les INB, l'ASN a élaboré des règles fondamentales de sûreté (RFS), recommandations qui précisent des objectifs de sûreté et décrivent les pratiques que l'ASN juge satisfaisantes. Dans le cadre de la restructuration actuelle de la réglementation technique générale applicable aux INB, les RFS sont progressivement remplacées par des guides de l'ASN.

⁷² Le code TELEMAC modélise la réinjection de graviers en rivière. La R&D d'EDF a développé un outil numérique TELEMAC2D-GAIA pour modéliser le transport de sédiments et en particulier les opérations de réinjection de graviers à l'aval des ouvrages hydroélectriques en rivière.

À titre d'illustration, dans le cadre du réexamen périodique associé à la quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MWe, la déclinaison du guide n° 13 a conduit à retenir une marge de 20 cm supplémentaire pour cet aléa, de façon à couvrir les évolutions climatiques jusqu'au prochain réexamen périodique. Le planning général de réalisation des études et de mise en œuvre des modifications associées issues de la déclinaison de ce guide est calé sur le deuxième réexamen périodique des réacteurs de 1 450 MWe (N4) et le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. Il l'est de façon progressive jusqu'en 2023 pour les réacteurs de 1300 MWe et décorrélé du réexamen périodique associé aux troisièmes visites décennales⁷³.

Les modifications complémentaires de protection résultant de la déclinaison de ce guide pour ce qui concerne le risque de submersion marine correspondent à la construction d'une protection périphérique (digue) sur le CNPE de Gravelines, à une nouvelle réhausse de la digue du Blayais ainsi qu'à la réhausse de la protection volumétrique en station de pompage des CNPE de Paluel, Flamanville et Penly.

Ces renforcements sont des acquis pour la sûreté des installations. Ils gagneraient toutefois à s'accompagner d'une réflexion plus globale sur l'environnement des centrales susceptible d'être soumis au risque de submersion dans le cadre d'une approche intégrée et territorialisée de ce risque, prenant en compte par exemple les potentielles difficultés d'accès aux axes routiers conduisant au site.

3 - Le risque d'étiage

Le risque d'étiage pour les sites de bord de rivière est analysé par EDF en prenant en considération une agression naturelle correspondant à ce que la terminologie qualifie de « plus basses eaux de sécurité » (PBES).

À la conception du parc nucléaire, la situation d'étiage exceptionnel a été prise en compte et les dispositions de protection contre cette agression ont été dimensionnées site par site en fonction des configurations locales, en intégrant des marges de conception. Ces protections se sont matérialisées par l'installation d'un seuil hydraulique permettant de garantir un niveau d'eau minimum au niveau de la centrale, la création de lacs artificiels (comme le lac du Mirgenbach à Cattenom) ou encore l'installation d'aéroréfrigérants spécifiques. En complément de ces dispositifs de protection physique, EDF peut recourir, en cas de faible débit d'eau, à une diminution du débit prélevé dans le milieu naturel par arrêt progressif des pompes de refroidissement nécessaires à la production d'électricité.

Des scénarios complémentaires ont été intégrés dans l'évaluation du risque d'étiage en 2004, puis en 2012, pour prendre en compte les risques de ruptures d'ouvrage (barrages) en aval des centrales. Pour les sites fluviaux, la méthode de détermination des niveaux de l'agression « PBES » actuellement en vigueur consiste à rechercher le scénario dimensionnant conduisant au niveau le plus bas, comprenant l'étiage exceptionnel qui correspond à une période de retour globale de 10 000 ans. Cette méthode n'a pas démontré de besoin de modification des dispositifs de protection d'origine.

⁷³ Sur le palier 1300, l'impact du changement climatique sur le niveau marin est pris en compte dès la VD3 (donc avant 2023).

Une tendance à la baisse des moyennes de débit d'étiage est observée en France depuis plusieurs années. Les méthodes permettant de traduire cette tendance sur les valeurs exceptionnelles à l'échelle locale sont en cours de développement⁷⁴ et la méthodologie de détermination des plus basses eaux de sécurité utilisée adopte une démarche dite pénalisante consistant, en plus de la prise en compte de marges de conception et d'un niveau d'aléa décennal, à ne pas tenir compte de l'effet positif des réservoirs de soutien d'étiage⁷⁵. En parallèle, une veille scientifique et climatique est réalisée pour alimenter les réévaluations décennales de sûreté.

C - Le renforcement de la prévention contre les agressions naturelles après l'accident de Fukushima

L'accident de Fukushima-Daiichi au Japon survenu le 11 mars 2011 est consécutif à la submersion de la plateforme des sites par un tsunami initié par un séisme de grande ampleur au large des côtes japonaises⁷⁶. Il a entraîné la perte totale des sources électriques et de la source froide sur l'ensemble du site. Il a conduit à la fusion de trois réacteurs et à la perte du refroidissement des piscines d'entreposage du combustible. Cet accident a mis en évidence la nécessité de renforcer la résilience des installations et des organisations face à des situations extrêmes.

L'ASN a demandé, dès le 5 mai 2011, de procéder à des évaluations complémentaires de sûreté (ECS)⁷⁷ avant d'arrêter un ensemble de décisions en date du 26 juin 2012 demandant à EDF de mettre en place, notamment, un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles visant, en cas d'agression extrême d'origine externe, à prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression, à limiter les rejets radioactifs massifs et à permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent en situation d'urgence. L'ASN a complété ses demandes par un ensemble de décisions en date du 21 janvier 2014, précisant certaines dispositions de conception du noyau dur, en particulier, la définition et la justification des niveaux d'agressions naturelles extrêmes d'origine externe à retenir.

La démarche pour définir les niveaux d'aléas pour les agressions naturelles du noyau dur a consisté à ajouter des marges significatives aux valeurs figurant dans les référentiels. Son déploiement s'est fait au fil des réexamens périodiques de sûreté. Toutes les tranches du parc en exploitation (56) disposent aujourd'hui d'un diesel d'ultime secours (DUS) d'une puissance de 3 MWe raccordé à la tranche permettant de faire face à une situation de perte totale des sources électriques qui affecterait l'ensemble des tranches du site. Ils complètent les groupes ultimes de secours existants. Toutes les tranches disposent également d'une nouvelle source d'eau ultime permettant l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (GV) et l'appoint à la piscine combustible. Le déploiement des dispositions du noyau dur fait l'objet d'un contrôle de l'ASN. Il est conforme aux plannings prévisionnels.

⁷⁴ Service de Recherche et développement (R & D) et la division technique générale (DTG) d'EDF.

⁷⁵ Sauf dans le cas de Nogent-sur-Seine car 75 % du débit est constitué de soutien d'étiage en lien avec l'établissement public territorial de bassin Seine Grands Lacs. Une valeur plus pénalisante a donc été retenue.

⁷⁶ Le phénomène naturel qui a entraîné le séisme puis le tsunami est lié à la configuration particulière des plaques tectoniques océaniques (zone de subduction où une plaque tectonique océanique plonge sous une autre) au large des côtes à l'Est du Japon. Ce phénomène est propre cette zone géographique.

⁷⁷ Les conclusions de ces évaluations ont fait l'objet d'une position de l'ASN le 3 janvier 2012, ainsi que d'un examen par des pairs européens, en avril 2012, dans le cadre des stress tests européens.

D'autres dispositions organisationnelles prévoient le renforcement du personnel présent en permanence sur site, l'amélioration de l'organisation de crise, ou encore la mise en place de la force d'action rapide du nucléaire (FARN). La FARN est opérationnelle depuis le 1er janvier 2016. Les équipes ont une capacité d'intervention simultanée sur l'ensemble des réacteurs d'un site en moins de 24 heures⁷⁸ (jusqu'à six réacteurs dans le cas du site de Gravelines). De nouveaux centres de crise locaux (CCL), dont le premier opérationnel à Flamanville, sont en cours de construction sur l'ensemble des sites. Ils sont dimensionnés pour résister aux niveaux d'agressions externes naturelles pris en compte pour la conception du noyau dur⁷⁹. Les annexes n° 12 et 13 décrivent plus précisément ces principaux dispositifs.

D - Les positions adoptées par l'ASN sur les réexamens périodiques

À l'occasion de la phase générique du réexamen périodique associé aux quatrième visites décennales des réacteurs de 900 MWe (VD4 900), l'ASN a validé en 2021 la démarche engagée par EDF tout en formulant un certain nombre de demandes complémentaires⁸⁰.

L'ASN a considéré que l'état des connaissances sur lequel se fondait la démarche de veille climatique mise en œuvre par EDF pour le quatrième réexamen périodique était satisfaisante. Elle a toutefois observé que les « événements climatiques majeurs » déclenchant des analyses spécifiques n'étaient pas définis pour certains aléas, notamment pour les agressions relatives aux inondations externes causées par la pluie, au vent, aux tornades, au grand froid et à la neige. L'ASN a considéré qu'EDF devait définir de tels événements pour l'ensemble des agressions et que, de façon plus générale, les critères associés aux « événements climatiques majeurs » devaient correspondre à un record régional ou à un événement de période de retour estimée centennale. EDF a répondu en ce sens à l'ASN fin 2021⁸¹.

L'ASN a également considéré que la démarche d'EDF de réévaluation des températures de « longue durée » et des « températures exceptionnelles » était conforme à ses demandes⁸². Elle a cependant exigé des améliorations complémentaires en matière de veille climatique pour réaliser ses extrapolations de tendances climatiques qui se fondent actuellement sur des méthodes statistiques ne tenant pas suffisamment compte des autres modèles climatiques. L'ASN a ainsi demandé qu'EDF compare les températures de l'air évaluées à partir des modèles statistiques et les températures évaluées par des approches utilisant les résultats des modèles climatiques lors de la prochaine mise à jour de la veille climatique. EDF s'est conformée à cette demande et a répondu en ce sens à l'ASN à la fin de l'année 2022⁸³. Cette réponse montre que les températures prises en référence pour le 4^{ème} réexamen de sûreté avec des approches statistiques sont toujours supérieures à celles évaluées avec des approches utilisant les résultats des modèles climatiques.

⁷⁸ En cas d'agression extrême, EDF retient dans ses études des délais supérieurs à 24 heures pour la réalisation en situation très dégradée de certaines actions, comme le raccordement de l'échangeur du nouveau système EASu à la source d'eau froide (dite source froide ultime).

⁷⁹ Ils permettent de gérer une crise de type Fukushima dans la durée grâce à une accessibilité et une habitabilité, permanentes.

⁸⁰ Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2021-007988 du 4 mars 2021 : Position de l'ASN sur la phase générique du quatrième réexamen périodique.

⁸¹ Courrier d'EDF à l'ASN du 23 décembre 2021 (réf. D455621120170).

⁸² Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016 : Orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrième visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF (VD4-900).

⁸³ Courrier d'EDF à l'ASN du 5 décembre 2022 (réf. D455622097763).

Pour l'étiage, enfin, l'ASN a considéré que la méthode utilisée par EDF se fondait sur une estimation des débits des cours d'eau en régime stationnaire, sans prendre en compte leur évolution dans le temps. Elle a demandé à EDF de fournir, à la prochaine mise à jour de la veille climatique, une évaluation quantifiée des effets possibles de l'évolution climatique, notamment concernant le risque de perte de la source froide en situation d'étiage.

Concernant les réacteurs de 1300 MWe, l'ASN a pris position en 2015⁸⁴ sur la phase générique du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe. Elle n'a pas identifié d'éléments mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ces réacteurs. La phase générique du réexamen associé aux troisièmes visites décennales (VD3 1300) est désormais clôturée. La dernière prise de position de l'ASN⁸⁵ en date de 2021 contient quelques observations et demandes ciblées sur les agressions externes naturelles qui ne remettent pas en cause ce positionnement.

La phase générique du réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe (RP4 1300) est pour sa part en cours d'études, le groupe permanent d'experts dédié aux études d'agressions devant se prononcer d'ici le milieu de l'année 2024. Une phase de réexamen périodique dite « spécifique » sur chaque réacteur s'échelonnera entre 2027 et 2035. Elle permettra d'apprécier pour chaque installation, son état et son environnement, le bon niveau d'adaptation aux agressions naturelles et climatiques.

Ce quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe est également l'occasion d'achever l'intégration des modifications qui découlent des prescriptions de l'ASN émises à l'issue des études complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi. Par ailleurs, EDF a indiqué en 2009 souhaiter étendre la durée de fonctionnement significativement au-delà de quarante ans et maintenir ouverte l'option d'une durée de fonctionnement de 60 ans pour l'ensemble des réacteurs. Dans cette hypothèse, les réacteurs de 1300 MWe pourraient coexister durablement avec des réacteurs de troisième génération, de type EPR ou équivalent, dont la conception répond à des exigences de sûreté significativement renforcées. La réévaluation du niveau de sûreté de ces réacteurs sera réalisée au regard de ces nouvelles exigences, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires et de la durée de fonctionnement. Les objectifs de sûreté à retenir pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe seront donc définis au regard des objectifs applicables aux réacteurs de nouvelle génération en application du principe général de sûreté exigeant de tendre à la mise à niveau des installations nucléaires en activité sur celui des installations les plus récentes.

Le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe conduit ainsi EDF à tendre, dans le cadre du processus d'amélioration continue de la sûreté, vers les objectifs de sûreté fixés pour les réacteurs de 3ème génération, tout en intégrant l'ensemble des dispositions du noyau dur qui ont été prescrites par l'ASN. Cette démarche est similaire à celle retenue pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe (cf. supra). L'ASN a ainsi déjà formulé des demandes relatives aux agressions externes naturelles dans le cadre des orientations de ce réexamen⁸⁶.

⁸⁴ Courrier ASN CODEP-DCN-2015-008144 du 20 mars 2015 relatif au bilan des études génériques réalisées dans le cadre des réexamens associés aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe.

⁸⁵ Courrier ASN CODEP-DCN-2021-017626 du 07/07/2021 - « Instructions complémentaires de la phase générique du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe ».

⁸⁶ Courrier CODEP-DCN-2019-009228 du 11/12/2019 - « Orientations de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe d'EDF – RP4 1300 ».

Concernant, enfin, les réacteurs de 1 450 MWe, la phase générique du réexamen associé aux deuxièmes visites décennales (VD2 N4) vient de s'achever. L'ASN a rendu au mois de juin 2022, son avis sur la phase générique de ce réexamen⁸⁷. L'autorité souligne « le travail conséquent » effectué par EDF et considère que la mise en œuvre des modifications prévues « apportera des améliorations significatives à la sûreté de ces réacteurs ». Cet avis comporte quelques demandes ciblées sur la thématique des « grands chauds » applicables à ce réexamen qui portent principalement sur la réalisation des études de sûreté et le dimensionnement de certains moyens de lutte contre la canicule.

Ces ajustements montrent l'intérêt du dialogue approfondi engagé entre l'ASN et EDF lors des visites décennales. Toutefois, ce pas de temps décennal n'est pas nécessairement adapté à toutes les problématiques liées au réchauffement climatique, notamment dans les scénarios de prolongation de l'exploitation de réacteurs. C'est pourquoi l'ASN a lancé avec EDF une démarche d'analyse des enjeux liés à la poursuite de fonctionnement des réacteurs actuels jusqu'à, et au-delà, de 60 ans. La mise en œuvre des préconisations de l'ASN qui seront issues de cette démarche pourrait nécessiter des adaptations du cadre réglementaire.

E - Un coût de l'adaptation qui n'est pas encore pleinement mesuré

EDF ne comptabilise pas séparément les investissements réalisés en lien direct avec l'adaptation au changement climatique. À la demande de la Cour, elle a toutefois produit des tableaux agrégeant les dépenses se rapportant aux principales adaptations consécutives aux plans de l'entreprise (notamment « Grands Chauds ») ou à certains investissements liés aux visites décennales.

L'entreprise a indiqué que « dans le cadre du projet Grands Chauds déployé sur le palier 900 MW avant la quatrième visite décennale d'une part, et des réexamens périodiques (VD4 900 MW, VD3 1300 MW et VD2 N4) d'autre part, la mise en œuvre de dispositifs sur la thématique climat/météo (grands chauds ou rénovation d'aéroréfrigérants ; tornades et digues) représente un montant d'investissements déjà réalisés de 960 M€, sur la période 2006-2021 ».

Tableau n° 8 : investissements réalisés liés aux événements météorologiques extrêmes à fin 2021 (en M€)

		Dépenses
<i>Grands Chauds</i>	VD4 900	12,3
	VD3 1300	319,1
	VD2 N4	18,0
<i>Projet agressions externes (Grands Chauds)</i>	Palier 900 MW avant VD4	429,3
<i>Autres</i>	Source froide	125,3
	Tornades	1,8
	Digues	52,3
	Autres	3,8
<i>Total</i>		961,8

Source : EDF

⁸⁷ Courrier CODEP-DCN-2022-000945 du 27 juin 2022 – « Clôture de la phase générique du deuxième réexamen périodique des réacteurs de 1450 MWe (type N4) ».

Les dépenses programmées en lien avec l'adaptation au changement climatique sur la période 2022-2038 s'élèveraient à environ 612 M€.

**Tableau n° 9 : investissements d'adaptation programmés
sur la période 2022-2038 (en M€)**

		Dépenses
<i>Grands Chauds</i>	VD4 900	52,2
	VD3 N4	100,7
	VD2 N4	8,0
<i>Autres</i>	Source froide	238,1
	Tornades	158,4
	Digues	53,6
	Autres	1,6
<i>Total</i>		612,6

Source : EDF

L'exploitant met en avant la difficulté d'isoler ce qui relève spécifiquement du changement climatique dans les investissements de sûreté, tout en reconnaissant qu'il doit remédier à cette difficulté. EDF entend y travailler en s'appuyant sur les plans d'adaptation que les grandes entités du groupe doivent élaborer dans le cadre de la politique RSE du Groupe.

L'effort de recherche qui correspond à ces investissements pourrait également être mesuré et l'entreprise aurait intérêt à comptabiliser les dépenses de fonctionnement associées. Ces éléments alimenteraient ainsi la déclaration de performance extra-financière qu'EDF est tenue de publier en application du socle réglementaire de l'Union européenne⁸⁸ transposé dans le code de commerce français⁸⁹. Cette dernière comprend, notamment, des informations relatives aux objectifs environnementaux du règlement européen « taxonomie » qui inclut l'atténuation et l'adaptation au changement climatique.

Il est donc nécessaire, au titre de sa politique de responsabilité sociale et environnementale comme de sa communication financière, qu'EDF puisse disposer dans l'avenir d'une information précise sur le coût de l'adaptation climatique pour l'entreprise.

⁸⁸ Directive 2013/34, règlement (CE) n° 1221/2009 du 25 novembre 2009 concernant la participation volontaire des organisations à un système communautaire de management environnemental et d'audit (EMAS) également appelé Eco-Audit, règlement européen 2020/852 du 18 juin 2020 dit « taxonomie », règlement 2019/2088 dit « disclosure » du 27 novembre 2019 et règlement 2016/1011 du Parlement européen et du Conseil du 8 juin 2016.

⁸⁹ L'ensemble de ce dispositif est codifié dans les articles L225-100-1 et L225-102-1 R. 225-104 à R. 225-105-2, L. 22-10-36, R. 22-10-29 et A. 225-1 à A. 225-4 du code de commerce : sont concernées les sociétés anonymes cotées de 20 M€ de bilan ou 40 M€ de CA et 500 personnes pour les sociétés non cotées de 100 M€ de bilan ou 100 M€ de CA et 500 personnes.

II - Des effets modérés mais croissants des évolutions climatiques sur la disponibilité du parc

À côté des paramètres liés à la sûreté, l'adaptation du parc nucléaire doit prendre en considération les contraintes qui pèsent sur l'exploitation et la disponibilité du parc, donc sur la production. Ces contraintes portent principalement sur le respect des réglementations associées aux prélèvements d'eau et aux rejets thermiques. Le réchauffement climatique conduisant d'une part à un accroissement des périodes de canicule, d'autre part à une augmentation de la fréquence des sécheresses, ces tendances auront un effet direct croissant sur la source froide des réacteurs nucléaires, et potentiellement sur leur disponibilité.

A - La sensibilité du parc aux normes environnementales

1 - Les normes de prélèvements et rejets

L'exploitation d'une installation nucléaire est régie par un cadre législatif et réglementaire qui intègre la mesure et la surveillance de son impact sur l'environnement⁹⁰. Les autorisations de prélèvement d'eau et de rejets accordées à l'exploitant des centrales nucléaires sont délivrées par l'ASN et relèvent des dispositions de l'article R. 593-38 du code de l'environnement, qui prescrit les conditions dans lesquelles l'exploitant peut procéder à des prélèvements d'eau ou à des rejets directs ou indirects d'effluents dans le milieu ambiant. Ces textes sont propres à chaque CNPE⁹¹.

Ces limites, variables selon les cours d'eau concernés et les périodes de l'année, sont établies sur la base d'une étude d'impact fournie par l'exploitant qui analyse les conséquences environnementales et sanitaires de l'installation et des rejets de différentes natures. L'impact des prélèvements d'eau et des rejets sur l'environnement est évalué sur les différents compartiments de l'écosystème aquatique et terrestre en prenant en compte les interactions du fonctionnement de la centrale avec l'environnement (impacts des seuils et prises d'eau, des rejets chimiques liquides, thermiques, radioactifs).

⁹⁰ Ce cadre est défini par la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN) dont les principales dispositions ont été codifiées dans le code de l'environnement par l'ordonnance du n° 2012-6 du 5 janvier 2012, ainsi que le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de bases et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives.

⁹¹ Une première décision de l'ASN fixe les limites de rejet dans l'environnement des effluents liquides et gazeux. Cette décision est homologuée par un arrêté signé du ministre chargé de la sûreté nucléaire. Ces limites concernent :

- les rejets des effluents radioactifs gazeux ;
- les rejets d'effluents radioactifs liquides ;
- les rejets chimiques liquides et gazeux ;
- les rejets thermiques.

Une seconde décision de l'ASN fixe les prescriptions relatives aux modalités de prélèvements et de consommation d'eau et de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux. Elle porte notamment sur :

- les prélèvements et la consommation d'eau ;
- les rejets d'effluents dans l'environnement ;
- la surveillance de l'environnement autour du site ;
- le contrôle exercé par les autorités ;
- l'information du public.

EDF met en œuvre un programme de surveillance des eaux de surface pour l'ensemble des sites nucléaires. Il permet de suivre et d'étudier l'évolution de l'écosystème aquatique sur le long terme et de déceler toute évolution anormale⁹². Chaque CNPE réalise annuellement, sous le contrôle de l'ASN, plusieurs milliers d'analyses (chimiques, physico-chimiques, de radioactivité, microbiologiques) sur des échantillons représentatifs des compartiments atmosphérique, terrestre et aquatique. Ces suivis, réalisés depuis la mise en service des centrales, font l'objet d'une publication annuelle. L'ASN réalise également ses propres inspections et fait réaliser des contrôles sur les rejets par des organismes indépendants.

2 - Les rejets thermiques

Les limites de rejets thermiques sont spécifiques à chaque site en raison de conceptions différentes de la source froide et de l'environnement : bord de rivière ou en bord de mer, circuit ouvert ou fermé⁹³. Les canicules de 2003, 2005 et 2006 ont conduit l'État à adopter des modifications temporaires des limites autorisées pour certains CNPE en raison de ruptures possibles de l'équilibre du système électrique⁹⁴. Le cadre réglementaire a ensuite été réformé en 2006 pour permettre de maintenir la production nucléaire de certains sites.

Les limites prévues par les régimes de rejet en bord de cours d'eau

Les limites en conditions climatiques normales appliquées la majeure partie du temps, avec parfois des limites variant suivant la période de l'année. Lorsque ces limites ne peuvent être respectées en raison principalement de la température de l'eau à l'amont de la centrale, la puissance des réacteurs est abaissée pour réduire l'effet des rejets thermiques sur le milieu naturel. Ceci peut conduire à l'arrêt complet du réacteur.

Les limites en conditions climatiques exceptionnelles (CCE)⁹⁵ : ce second niveau s'applique lors de périodes de température élevées et ne peut être utilisé que si RTE exprime le besoin pour assurer la sécurité du réseau électrique. Il s'applique sans décision de l'ASN qui en est informée. Il est associé à un programme de surveillance renforcée de l'environnement. Depuis 2006, l'application de cette procédure n'est intervenue qu'à deux reprises, pour la centrale de Golfech le 6 août 2018 (pour une durée de 36 heures) ainsi que pour quelques jours cours de l'été 2022.

⁹² Des suivis hydroécologiques des écosystèmes fluviaux sont constitués, a minima :

- d'une campagne annuelle sur chacun des compartiments biologiques (poissons, macro-invertébrés benthiques, macro-phytes, diatomées) ;
- de six campagnes annuelles de physico-chimie (pH, température, oxygène dissous, conductivité, matières en suspension, matière organique, matières azotées et phosphorées, etc.).

⁹³ Les principaux paramètres réglementés sont :

- en bord de rivière : une limite d'échauffement amont-aval (ΔT), calculé après mélange complet dans le cours d'eau, et une limite de température aval ($T^{\circ}\text{aval}$) après mélange qui dépend de la température en amont et de l'échauffement après mélange apporté par le CNPE.
- en bord de mer : une limite d'échauffement au rejet (écart de température entre rejet et prise d'eau), une limite de température au rejet et une limite de température en mer, en champ proche des rejets.

⁹⁴ En août 2003, les centrales du Tricastin et de Golfech ont fonctionné un peu plus d'une dizaine de jours en application des dispositions temporaires de l'arrêt du 12 août 2003 ; en juin 2005, la centrale du Tricastin a fonctionné trois jours en application des dispositions temporaires de l'arrêt du 11 juin 2004 ; en juillet 2006, les centrales de Bugey, Tricastin et Golfech ont fonctionné une quinzaine de jours en application des dispositions temporaires des arrêts du 11 juin 2004.

⁹⁵ Ces valeurs limites applicables aux rejets sont fixées selon :

- un delta de température entre l'amont et l'aval (échauffement) après mélange des effluents,
- et / ou une température en aval après mélange à ne pas dépasser supérieure à la maximale autorisée en conditions normales, pouvant être relaxée de 1 à 2°C selon les sites.

Un troisième échelon dérogatoire - situations dites « exceptionnelles » - correspond au cas où les valeurs limites pourraient ne pas être respectées alors que, dans le même temps, le besoin de maintenir le fonctionnement des réacteurs concernés relèverait d'une nécessité publique. Les dispositions du II de l'article R. 593-40 du code de l'environnement⁹⁶ permettent à l'ASN, de sa propre initiative ou sur la demande motivée d'EDF, de modifier temporairement ses prescriptions encadrant les rejets thermiques. De telles modifications temporaires ont été autorisées pour la première fois à l'été 2022 par le ministère de la Transition Énergétique pour les CNPE de Bugey, Blayais, Saint-Alban, Golfech et Tricastin pour poursuivre le fonctionnement des centrales⁹⁷. Le programme de surveillance renforcée associé à cette situation n'a pas relevé de conséquence sur l'environnement.

Les principaux CNPE confrontés à des baisses de production sont les sites thermosensibles de Bugey, St-Alban, Tricastin, Golfech et Blayais, dont les limites thermiques contraignent à des baisses de puissance en raison de l'atteinte d'un ou plusieurs paramètres réglementés, en période de canicule ou d'étiage. Ces sites correspondent à des réacteurs pour la plupart en circuit ouvert : Bugey (tranches 2 et 3), Saint Alban, Tricastin et Blayais qui sont sensibles à la combinaison des débits et des températures d'eau rencontrées en amont du CNPE. Le site de Golfech est lui en circuit fermé, mais situé sur la Garonne dont les températures peuvent être très élevées en été. Ces sites disposent de limites adaptées pour rendre compatible leur fonctionnement avec le milieu aquatique. Mais en cas de canicule sévère ou d'étiage, ils peuvent être très fortement contraints⁹⁸, comme l'illustre le tableau suivant.

Tableau n° 10 : estimation du nombre de jours d'arrêt de production en conditions climatiques normales et de jours de fonctionnement en conditions climatiques exceptionnelles et en situation exceptionnelle sur la période du 1^{er} mai au 30 septembre pour les années 2002 à 2022⁹⁹

Sites (1)	Arrêts de production en conditions normales	Fonctionnement en conditions climatiques exceptionnelles	Fonctionnement en situation exceptionnelle
Blayais	32 (2)	-	-
Golfech	42 (3)	10,5 (4)	6 (5)
Bugey	73 (6)	-	8 (7)
Saint-Alban	101 (8)	-	1 (9)
Tricastin	74 (10)	-	9 (11)

Source : Cour des comptes à partir des données EDF

(1) principaux sites sensibles aux températures

(2) dont 19 jours en 2003 ; 3,9 jours en 2004 ; 2,1 jours en 2006

(3) dont 17,7 jours en 2003 et 12,1 jours en 2006

(4) 1 jour en 2018 (6/08) et 9 jours en 2022 (du 15 au 22/07 et le 4/08)

(5) Du 9/08 au 14/08/2022

(6) Dont 25 jours en 2003 ; 11,6 en 2005 ; 11,8 en 2018

(7) 8 jours en 2022 répartis en 4 périodes (19 et 20/07 ; 4/08 ; 8 et 9/08 ; 13 et 14/08)

(8) dont 14,4 en 2003 ; 10 en 2005 ; 9,4 en 2006 ; 18,5 en 2017 et 19,4 en 2018

(9) le 12/08/2022

(10) dont 28,7 en 2003 ; 23,6 en 2005 ; 10,5 en 2006 ; 4,7 en 2018

(11) du 7/08 au 15/08/2022

⁹⁶ « Si, du fait d'une situation exceptionnelle, la poursuite du fonctionnement d'une installation nucléaire de base nécessite une modification temporaire de certaines prescriptions, et si ce fonctionnement constitue une nécessité publique, l'autorité peut décider cette modification sans procéder aux consultations préalables prévues par le présent article. Cette modification temporaire cesse de produire ses effets au plus tard au terme de la procédure normale de modification, si elle a été engagée, ou, à défaut, à l'expiration d'un délai d'un an. »

⁹⁷ Par décisions de l'ASN les 13, 15 et 21 juillet 2022 pour une période allant jusqu'au 7 août 2022, prolongées jusqu'au 11 septembre par décision du 4 août 2022, homologuées par la ministre chargée de la sûreté nucléaire le 5 août 2022.

⁹⁸ Les deux tranches du CNPE de Golfech ont ainsi été arrêtées entre le 23 et le 28 juillet 2019 en raison de l'atteinte d'une température d'eau en Garonne de 28°C à l'amont du site (RTE n'ayant pas demandé d'utiliser les limites en CCE).

⁹⁹ Régimes mis en place à partir de 2006.

Pour les principaux sites thermosensibles, les régimes de températures qui prévalaient avant 2006 ont conduit à de nombreux jours d'arrêts de production, notamment en 2003. La modification du cadre réglementaire intervenue en 2006 a permis limiter cette tendance au cours de la période suivante. Toutefois, depuis 2018, et plus encore lors de l'été 2022, l'accentuation des vagues de chaleur a conduit à faire application des régimes de dérogation exceptionnels.

Face au risque que la situation rencontrée cet été ne se renouvelle désormais régulièrement au cours des trente prochaines années, ce constat soulève ainsi deux questions : d'une part, celle de l'impact sur l'environnement (cf. *infra*) des régimes d'exploitation exceptionnels, d'autre part, en fonction de la réponse qui pourra être plus précisément apportée à cette première question, celle de savoir jusqu'à quel point l'exploitation des réacteurs thermosensibles pourra être assurée en période estivale par une adaptation du cadre réglementaire.

Les autres sites en circuit fermé ont des rejets thermiques plus faibles en été en raison d'une performance accrue de leurs aéroréfrigérants (air sec et chaud). Les thermies rejetées en été sont ainsi 4 à 6 fois moins importantes qu'en hiver, avec des échauffements après mélange dans le cours d'eau de l'ordre de 0,1°C à 0,3°C. Cependant, une fois que la température de l'eau en amont du site a atteint la limite à respecter en aval, le CNPE est contraint d'arrêter la production, même si ces rejets sont très faibles. Cinq sites peuvent toutefois continuer à fonctionner quelle que soit la température du cours d'eau : il s'agit de ceux de Civaux (sur la Vienne) et des quatre sites sur la Loire (Chinon, Saint-Laurent, Dampierre, Belleville).

3 - Les prélèvements et la consommation d'eau

Les décisions de l'ASN propres à chaque CNPE portent sur les limites de prélèvements en eau et certaines modalités liées à ces prélèvements. Les contraintes réglementaires varient donc selon les centrales.

Les sites en bord de mer n'ont pas de limite de prélèvement pour les eaux marines utilisées pour le refroidissement. Ces CNPE sont toutefois réglementés pour les prélèvements en eau de surface principalement utilisée pour l'eau industrielle. Ils sont également réglementés pour les prélèvements en eaux douces de surface ou en nappes souterraines. Ces sites ne présentent pas d'enjeux liés aux volumes prélevés et ne présentent pas, à ce titre, de contraintes d'exploitation particulières.

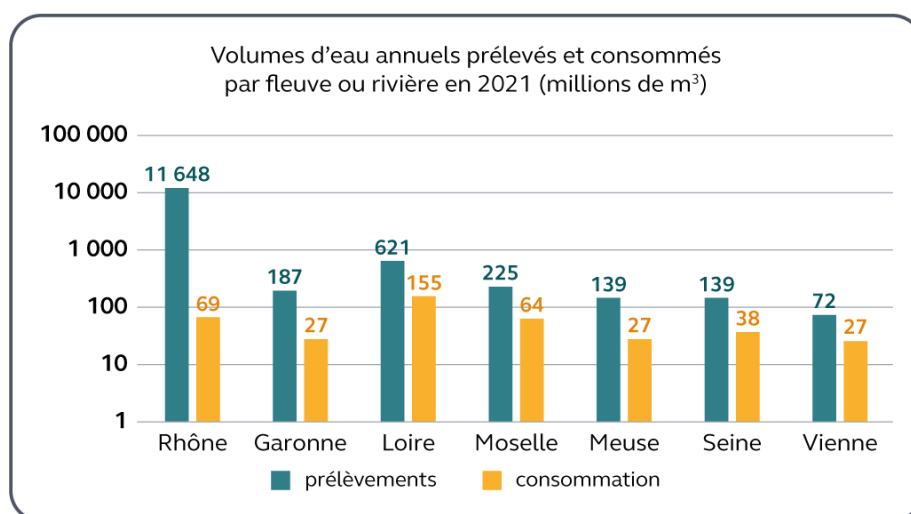
Les sites en bord de rivière comportent plusieurs types de limites pour les prélèvements dans les eaux de surface ou de nappe¹⁰⁰ qui peuvent entraîner des limitations du volume d'eau prélevé et/ou consommé (évaporé). Quatre sites présents sur des bassins à enjeu pour la ressource en eau (Loire, Garonne, Meuse) présentent des limites sur le débit moyen évaporé par les aéroréfrigérants : Civaux, Golfech, Nogent et Chooz. Les trois sites de Loire amont (Belleville, Dampierre, Saint-Laurent) ainsi que le site de Cattenom sur la Moselle présentent des dispositions particulières pouvant limiter les prélèvements d'eau suivant le débit. Pour les autres sites bord de rivière, de telles limitations en fonction du débit du cours d'eau n'existent pas.

Les prélèvements annuels restent inférieurs aux limites autorisées mais les sites de Chooz, Nogent et Golfech sont toutefois proches de ces limites et la limite de prélèvement applicable au site de Civaux ne comporte aucune marge. Ces quatre sites pourraient lors de longs épisodes chauds et secs présenter des contraintes par rapport au débit évaporé.

¹⁰⁰ Limite volumique annuelle, limite volumique journalière, et pour la plupart des sites un débit prélevé maximum instantané.

Les contraintes et risques portent principalement sur la disponibilité de la ressource d'un point de vue quantitatif et temporel en période d'été. Le graphique n° 8 ci-après représente les pressions liées aux prélèvements et consommations des CNPE par bassin hydrographique. La pression la plus importante en termes de prélèvements se situe sur le Rhône¹⁰¹. Un point remarquable se situe au niveau du bassin de la Loire où la configuration des sites fait que les prélèvements sont faibles mais que les volumes d'eau consommés sont très importants.

Graphique n° 8 : pressions liées aux prélèvements et consommations des CNPE par bassin hydrographique



Source : EDF ; Lecture : compte tenu de la valeur des écarts entre prélèvements et rejets, le graphique utilise une échelle logarithmique

La pression par consommation d'eau est également forte sur les bassins de la Moselle, de la Vienne, de la Seine et dans une moindre mesure de la Meuse.

4 - Les rejets liquides chimiques et radioactifs

Concernant les rejets d'effluents liquides, les contraintes sont principalement liées aux seuils de débit minimum et maximum associés aux autorisations de rejets des effluents liquides radioactifs¹⁰², puisqu'un site ne peut plus réaliser de rejets si le débit est trop faible ou trop fort. Les limites sont identiques pour chaque site et les valeurs à respecter dans le milieu en aval conduisent à mettre en place une coordination des rejets sur les bassins où ils peuvent se cumuler quand plusieurs CNPE sont situés sur le même fleuve.

¹⁰¹ 11 194 millions de m³ prélevés en 2019. La consommation pour l'usage de ces CNPE (représentant les deux tranches 4 et 5 du CNPE de Bugey et les quatre tranches du CNPE de Cruas en circuit de refroidissement fermé) était en 2019 de 85 Millions de m³ (environ 5 % de l'ensemble des consommations du bassin).

¹⁰² Le seuil de débit minimum associé aux périodes d'été correspond à une situation de moindre dilution et permet d'éviter des niveaux d'activités trop élevées en aval. Le seuil de débit haut, associé au seuil de débit conduisant aux premiers débordements en aval, permet d'éviter de disperser la veine de rejet et les radionucléides sur les berges et dans les zones inondées, hors du lit mineur du cours d'eau.

Afin de garantir une bonne dilution de ces rejets et leur acceptabilité pour l'environnement et la santé humaine, l'ASN a fixé pour les centrales situées en bord de fleuve un débit minimal en deçà duquel ces rejets ne sont plus autorisés. Dans ce cas, EDF entrepose ces rejets dans des réservoirs dédiés dont certains, dits de secours, ne peuvent être utilisés qu'après accord de l'ASN, afin notamment de s'assurer qu'une capacité suffisante demeure disponible pour faire face à un éventuel incident ou accident. Au cours de l'été 2022, plusieurs fleuves ont connu de faibles débits, interdisant tout rejet radioactif, sur des périodes de quelques jours, dont en particulier la Loire, la Seine et la Moselle. Cette situation a conduit l'ASN à accepter, pour cinq centrales nucléaires, l'usage des réservoirs de secours. De plus, durant plusieurs semaines à compter du mois d'août 2022, les centrales nucléaires du bord de Loire ont été confrontées à la difficulté de ne pouvoir réaliser des rejets radioactifs qu'en fonction des décisions locales de soutien des étiages, lesquelles ont pris en compte l'ensemble des usages de la ressource en eau. Ces situations d'étiage prolongé ont ainsi mis en évidence le fait que les capacités d'entreposage avant rejet des effluents produits par une centrale risquaient d'être insuffisantes pour faire face aux évolutions de la ressource en eau en termes de débit dans un contexte de changement climatique.

Les principaux sites où la gestion des rejets d'effluent est délicate sont Civaux, Nogent et Chooz, et dans une moindre mesure quelques sites sur le Rhône (Cruas, St-Alban). Les problématiques liées aux rejets liquides n'ont pour l'instant pas conduit à des pertes de productibles et il n'existe pas d'étude permettant d'estimer si de telles pertes pourraient apparaître sur les prochaines années. Cependant les évolutions des débits, que ce soit en étiage ou en crue, vont renforcer les difficultés de gestion des effluents, la nécessité d'une coordination entre CNPE et surtout les besoins de soutiens d'étiage pour maintenir les débits en aval permettant ces rejets.

B - Des accords transfrontaliers contraignants

1 - L'accord franco-belge de 1998 sur la Meuse et ses conséquences pour la centrale de Chooz

La Meuse étant un cours d'eau frontalier, le fonctionnement de la centrale de Chooz¹⁰³ est soumis à un accord franco-belge¹⁰⁴ qui a fait l'objet de négociations entre les deux pays au moment de sa construction. À partir d'un débit minimal¹⁰⁵, l'accord impose que la totalité du débit en aval de Chooz soit réservé aux utilisateurs belges, notamment aux installations de production d'eau potable. Les limites prévues par l'accord sont reprises dans les décisions de l'ASN qui prescrivent les conditions de prélèvements et de rejets de la centrale¹⁰⁶.

¹⁰³ La centrale de Chooz, située, au bord de la Meuse dans le département des Ardennes, fait partie de la dernière génération (palier N4) de réacteurs à eau sous pression mis en service en France. Composée de deux unités de 1 450 MW chacun (mises en service en 1996 et 1997), la centrale a produit 17,9 TWh en 2019, ce qui représente près de 4,7 % de la production d'électricité nucléaire en France, et près de 42 % de la consommation d'électricité de la région Grand-Est.

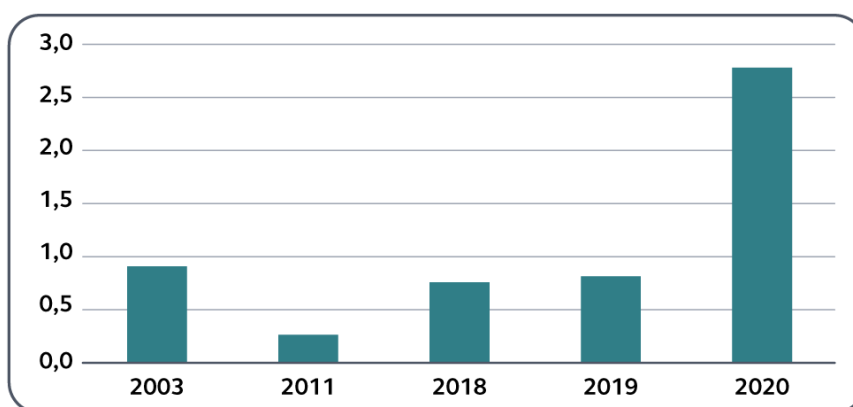
¹⁰⁴ Accord ratifié par la France avec le décret n° 98-1004 du 30 octobre 1998 portant publication de l'accord entre le Gouvernement de la république Française et le Gouvernement du Royaume de la Belgique sur la centrale électronucléaire de Chooz et les échanges d'informations en cas d'incident ou d'accident, signé à Bruxelles le 8 septembre 1998.

¹⁰⁵ Fixé à 20 m³/s en moyenne sur les douze derniers jours.

¹⁰⁶ Arrêté du 30 novembre 2009 portant homologation de la décision n° 2009-DC-0165 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 17 novembre 2009 fixant les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires de base n°139, n° 144 et n° 163 & décision n° 2009-DC-0164 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 17 novembre 2009 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvements et de consommation d'eau et de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires de base n° 139, n° 144 et n° 163.

Les arrêts de production les plus importants observés au cours des dernières années sont directement imputables à cette réglementation spécifique qui ne prévoit aucune disposition dérogatoire pour faire face aux besoins d'électricité en cas de « conditions climatiques exceptionnelles » ou de « situations exceptionnelles », comme cela prévaut sur les autres sites. EDF se trouve donc contrainte certaines années d'arrêter sa production, principalement au mois de septembre, pour respecter cet accord.

Graphique n° 9 : pertes de production environnementales du CNPE de Chooz (en TWh)



Source : EDF, DNPT

L'année 2020 a marqué un tournant, avec 75 jours cumulés d'application de l'accord, conduisant à une perte de production de 2,8 TWh. Si le niveau atteint en 2020 paraît exceptionnel, la fréquence des arrêts de production semble s'accroître ces dernières années. De plus, les évolutions liées au changement climatique font l'objet de nombreuses études sur le bassin Rhin-Meuse¹⁰⁷ et les scénarios prévoient généralement une baisse des débits de la Meuse à l'automne.

Dans le cadre réglementaire et international actuel, le nombre de jours d'arrêt de la production pourrait augmenter, alors même qu'aucun dispositif d'arbitrage en cas de tension sur l'équilibre offre demande du réseau d'un des deux pays n'a été défini. EDF souhaite que les limites de prélèvements auxquelles est tenue la centrale de Chooz soient revues et qu'un régime dérogatoire puisse être mis en œuvre en cas de situation exceptionnelle. Cela nécessiterait toutefois une révision de l'accord franco-belge, dans le respect des autres usages, notamment la distribution d'eau potable en territoire belge. Une telle démarche, qu'il reviendrait à l'État de piloter le cas échéant, devrait être précédée d'un diagnostic approfondi et partagé entre EDF, l'ASN et l'ensemble des administrations concernées (DGEC, DGPR, DGALN), tant sur les effets prévisibles du changement climatique sur le débit de la Meuse que sur l'appréciation des conflits d'usage avec la Belgique.

¹⁰⁷ Notamment l'étude annoncée sur les conséquences du changement climatique par l'EPAMA (établissement public d'aménagement de la Meuse et de ses affluents).

2 - L'accord franco-luxembourgeois de 1986

Un second accord concerne le CNPE de Cattenom sur la Moselle, en vertu d'une convention du 12 mars 1986 entre la France et le Luxembourg pour la réalisation et l'exploitation de certaines implantations industrielles sur la Moselle. Les dispositions de cette convention, intégrées dans les arrêtés puis décisions de l'ASN relatifs aux prélèvements et rejets de la centrale de Cattenom, prévoient que lorsque le débit moyen journalier à la frontière germano-luxembourgeoise est inférieur à 26 m³/s, les prélèvements d'eau sont subordonnés à la compensation par l'exploitant à l'aide de lâchers d'eau de la retenue du Vieux-Pré. Ces restrictions rendent l'exploitation de la centrale dépendante des conditions hydrologiques permettant de remplir la retenue. Pour la première fois en 2019, la retenue de Vieux-Pré a connu un niveau historiquement bas en raison d'importants déstockages, rendant difficile sa reconstitution pour l'année 2020 et obligeant EDF à optimiser sa gestion. Si aucune perte de production liée à l'impossibilité de compenser l'évaporation des tours aéroréfrigérantes n'a encore été observée à Cattenom, la contrainte de débit de l'accord franco-luxembourgeois apparaît cependant forte compte tenu de la pression de la consommation d'eau sur le bassin de la Moselle.

3 - Le cas spécifique des eaux du Rhône avec la Suisse

Une préoccupation pour les centrales situées sur le Rhône réside dans le maintien d'un niveau du fleuve suffisant à l'étiage, dans un contexte de changement climatique conduisant à des étés plus secs et un moindre apport à terme de la fonte des glaciers¹⁰⁸. Sur les tronçons régulés du Rhône amont, le maintien de cette cote dépend essentiellement du volume d'eau délivré par le barrage du Seujet à Genève, côté suisse du Rhône. Selon une convention franco-suisse de 1963, les eaux du bassin français de l'Arve, dérivées dans la retenue suisse d'Émosson, sont stockées dans le Léman en vue d'être écoulées à Genève à la demande des autorités françaises pour améliorer les conditions d'utilisation en France des eaux du Rhône. Les stockages dans le Léman et les lâchers supplémentaires depuis Genève sont toutefois soumis à restrictions, liées notamment au maintien de la cote des eaux du lac.

Les exploitants EDF et CNR ont conclu en 2020 un accord de droit privé avec le canton de Genève pour garantir un débit minimal à l'étiage assurant la production hydroélectrique et nucléaire. Cette « convention tripartite des mesures d'exécution sur le lâcher des eaux de l'Arve » prévoit des mécanismes de prévision et d'alerte anticipée en cas de difficultés pour la partie suisse à tenir ce débit minimal, ainsi que des mécanismes de lâchers d'eau exceptionnels en cas de besoin urgent côté français. Elle permet d'assurer un débit suffisant sur le Rhône amont français, même en étiage sévère sur le bassin.

Il n'est toutefois pas satisfaisant que la sécurisation des débits du Rhône ne dépende que d'un simple accord de droit privé. L'agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse et la DREAL de bassin ont engagé des travaux avec la partie suisse pour qu'un accord-cadre sur la régulation des eaux transfrontalières du Léman et le débit du Rhône soit conclu entre la France et la Suisse. Il ressort des informations communiquées pendant l'instruction que les négociations sont en bonne voie. La Cour prend acte qu'une signature est attendue en 2023.

¹⁰⁸ Dans la période actuelle, on observe toutefois un apport accru de la fonte des glaciers, comme au cours de l'année 2022. À long terme, avec la disparition progressive des glaciers, ces apports seront de plus en plus faibles et altéreront leur fonction de régulation.

C - Des pertes de production limitées mais des risques de tension croissants pour le réseau

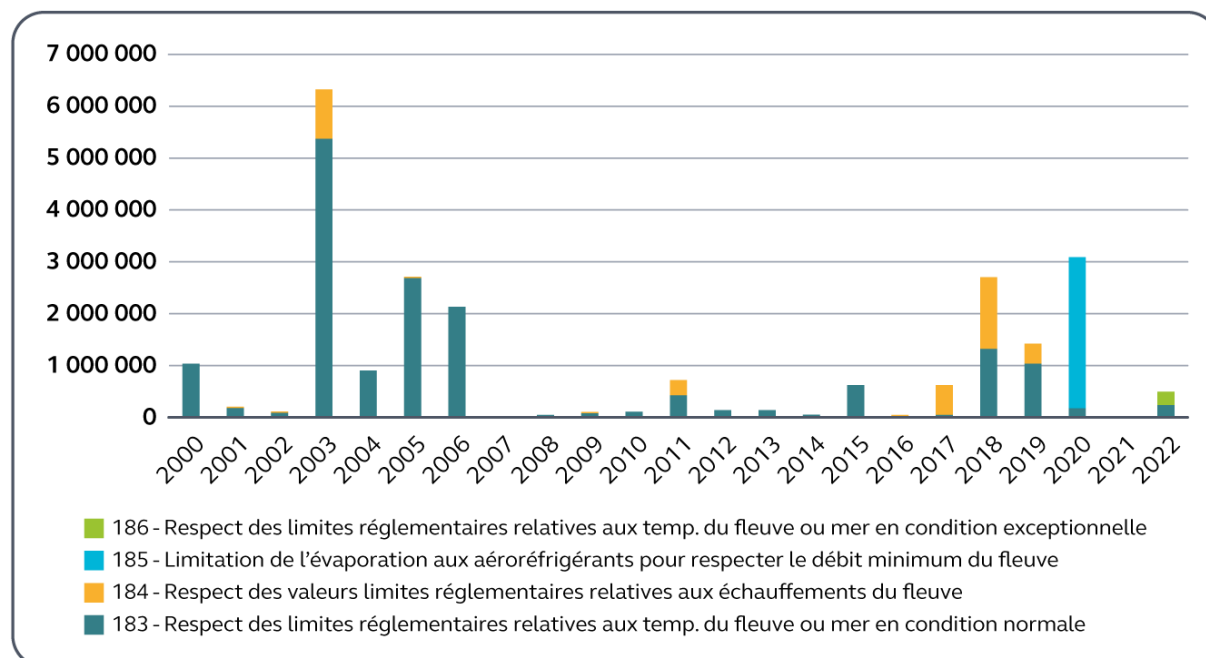
1 - Les pertes de productible

L'augmentation de la température des cours d'eau du fait des conditions hydrométéorologiques exceptionnelles (températures élevées potentiellement amplifiées par des débits de cours d'eau faibles), peuvent générer à certaines occasions des limitations de production pour les CNPE. De telles limitations peuvent également avoir lieu pour respecter les accords internationaux (cf. *supra*). Dans son système d'enregistrement des indisponibilités, EDF suit différents types d'aléas climatiques selon les critères suivants : respect des limites réglementaires relatives aux températures du fleuve ou mer en condition normale ; respect des valeurs limites réglementaires relatives aux échauffements du fleuve (faible débit des fleuves/étiage) ; limitation de l'évaporation aux aéroréfrigérants pour respecter le débit minimum du fleuve ; respect des limites réglementaires relatives aux températures en situation exceptionnelle. Ce système permet de classer les baisses de production selon qu'elles résultent du respect des limites des rejets thermiques ou de celles relatives aux débits¹⁰⁹.

Les graphiques 10 et 11 ci-après illustrent les pertes de production cumulées attribuées aux températures élevées (canicule) et aux faibles débits (étiage), par année et par site. Ces pertes sont comptabilisées par année, mais sont concentrées sur la période allant de mai à novembre, en lien avec les épisodes de canicules (de juin à août, avec des épisodes d'une à deux semaines), éventuellement combinés aux périodes d'étiages (du printemps à l'automne, avec des épisodes pouvant durer plusieurs mois, comme cela a été le cas au cours des années 2017 à 2019). Les tableaux n° 11 et 12 présentent les principales pertes de production (en MWh) par année et par site entre 2000 et 2022. Ces pertes sont détaillées dans le tableau n° 19 reproduit dans l'annexe n° 14.

¹⁰⁹ Un point concernant ce mode de comptabilisation justifie d'être précisé en raison des contraintes spécifiques liées aux prélèvements d'eau en étiages, distinctes des limites thermiques. Les phénomènes d'étiage impliquent également des contraintes de production, parfois sur des durées plus longues que les canicules. Ces pertes sont en lien avec les limites de consommation d'eau (liées au débit évaporé) afin de garantir un débit du cours d'eau minimum en aval des installations, mais aussi en lien avec les limites d'échauffement qui peuvent être atteintes en deçà d'un certain débit (dilution moindre). Ces deux contraintes, même rattachées à la même cause (débit faible), sont donc distinctes, mais elles sont comptabilisées par les sites sur le même critère environnemental de pertes de production. Une partie des pertes associées au critère de débit faible est donc en réalité attribuable aux contraintes de limites thermiques.

Graphique n° 10 : pertes de production (en MWh) par année attribuées aux températures élevées (canicule) et aux faibles débits (étiage)



Source : EDF

Le tableau ci-après présente les pertes cumulées (températures et débits) des années ayant connu des pertes de production significatives, rapportées à la production annuelle.

Tableau n° 11 : principales pertes cumulées rapportées à la production annuelle

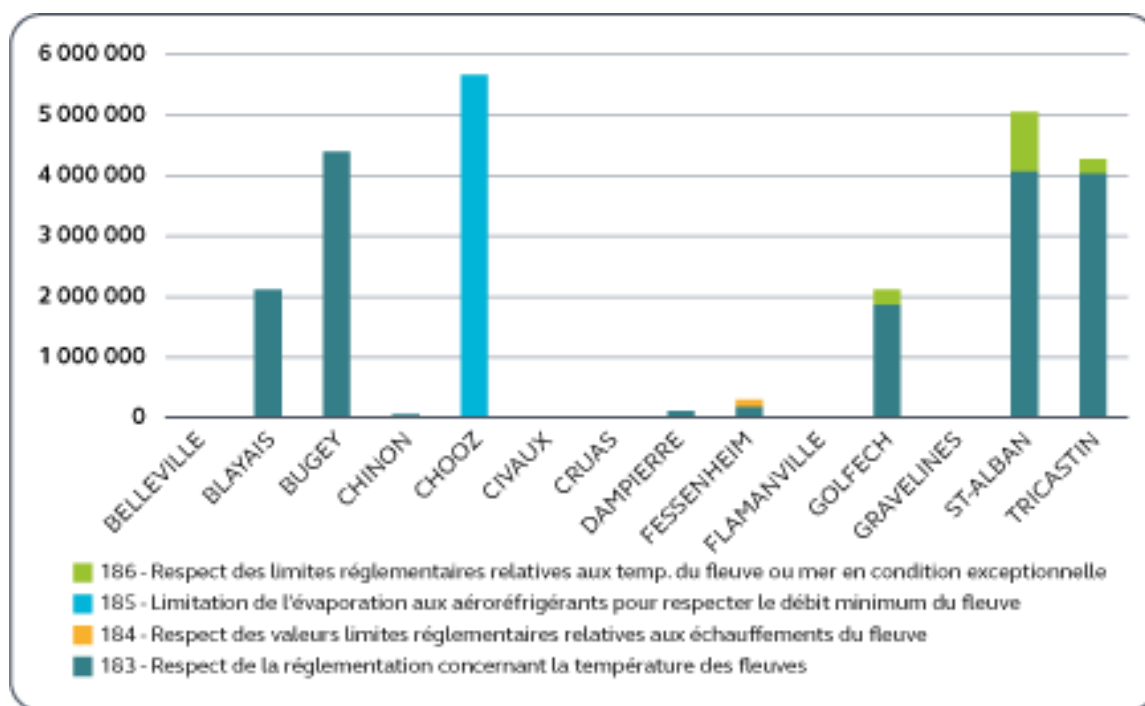
Année	Perte de production (GWh)	% Production annuelle
2000	1 075,8	0,25
2003	6 318,2	1,43
2005	2 690,2	0,62
2006	2 139,5	0,47
2011	743,7	0,16
2015	665,1	0,16
2017	643,8	0,17
2018	2 734,4	0,69
2019	1 448,3	0,38
2020	3 101,7	0,92
2022	501	0,18

Source : Cour des comptes

Ces pertes de production annuelles peuvent apparaître faibles mais la puissance perdue lors de ces aléas climatiques peut être ponctuellement conséquente. À titre d'exemple, lors de la canicule de juillet 2003, ces indisponibilités simultanées ont atteint plus de 6 GW, soit près de 10 % de la

capacité nucléaire installée¹¹⁰. Par ailleurs, les pertes de l'exercice 2022 sont minorées par le fait que de nombreux réacteurs étaient à l'arrêt pour d'autres motifs notamment en raison des dommages liés à la corrosion sous contrainte, principalement sur les centrales de 1300 et 1450 MW.

Graphique n° 11 : bilan des pertes de production (en MWh) par site pour les critères de débit (étiage) et température (canicule) entre 2000 et le 30/08/2022



Source : EDF

L'essentiel du risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse est aujourd'hui imputable à un nombre limité de sites nucléaires puisqu'au cours des vingt dernières années, l'essentiel des pertes de production est concentré sur six sites.

Les pertes de production maximales liées aux températures élevées des cours d'eau ont été enregistrées en 2003, année marquée par un épisode de canicule historique et au cours de laquelle la perte de productible a représenté l'équivalent de 1,4 % de la production nucléaire annuelle. Les pertes de 2003 à 2006 incluent les effets des autorisations temporaires accordées en 2003 et 2004, avant que ne soient autorisées les limites en conditions climatiques exceptionnelles. Les limites thermiques de certains CNPE ont par la suite évolué après la canicule de 2006, ainsi que l'organisation d'EDF pour anticiper les périodes de grand chaud, notamment en termes de planification des arrêts de tranches. Les données ne sont donc pas tout à fait comparables entre 2003 et les années suivantes¹¹¹. Les centrales concernées par ces pertes sont les sites dits thermosensibles : CNPE en circuit ouvert en bord de rivière ou estuaire (Saint-Alban, Tricastin, Bugey, Blayais), ainsi que le site de Golfech (circuit fermé).

¹¹⁰ Il faut toutefois souligner le caractère exceptionnel de la sécheresse de 2003 et prendre en considération que le cadre réglementaire concernant les régimes dérogatoires qui permettent de limiter les pertes de puissance a évolué par la suite.

¹¹¹ Les évolutions de limites depuis 2006 portent notamment sur le passage en moyenne journalière ou sur la suppression de quota pour le respect des limites en période estivale.

S'agissant des pertes de production comptabilisées comme étant liées aux contraintes de débits (étiage), dix des vingt dernières années ont été concernées. Toutefois, les pertes enregistrées sur certains CNPE (Saint-Alban, Tricastin, Bugey et Fessenheim) sont liées à la limite d'échauffement atteinte en raison de faibles débits du Rhône ou du Rhin, et non en raison de l'atteinte de limites de prélèvements d'eau, mais celles-ci sont enregistrées suivant le même code par les CNPE (cf. note méthodologique de bas de page n°112). Mis à part l'épisode de 2003, des canicules et étiages ont principalement eu lieu au cours des années 2017 à 2020 qui présentent des pertes de production élevées en raison d'étiages répétés particulièrement sévères et prolongés, sur la période automnale¹¹².

Tableau n° 12 : principales pertes de production liées au faible débit des fleuves

Année	Perte de production (GWh)	% Production annuelle	Sites
2003	913,4	0,22	Chooz
2011	267,8	0,06	Chooz
2018	757,1	0,19	Chooz
2019	819,8	0,21	Chooz
2020	2 886,1	0,86	Chooz

Source : Cour des comptes, données EDF

Les pertes liées au débit des fleuves sont principalement concentrées sur le CNPE de Chooz, très sensible aux débits. Elles sont consécutives aux limitations de l'évaporation aux aéroréfrigérants pour respecter le débit minimum de la Meuse (application de l'accord franco-belge de 1998). La situation plutôt favorable à l'échelle du parc s'explique par le fait que les soutiens d'étiage ont pu être mis en place de façon satisfaisante. Avec l'augmentation de la fréquence des étiages sévères, le remplissage des réservoirs amont assurant ce soutien peut être compromis, comme le montrent les difficultés rencontrées pour les réservoirs de Vieux-Pré en amont de Cattenom ou de Vassivière en amont de Civaux en 2018 et 2019. Le soutien d'étiage de la Loire a également été réduit pendant quelques jours en août 2019, montrant à cette occasion que la probabilité de défaillance des barrages de Naussac ou Villerest en période d'étiage sévère ne pouvait être écartée.

¹¹² Des canicules et étiages ont principalement eu lieu en 2018, 2019 et 2020, ce qui a conduit à l'arrêt :

- en 2018, d'une tranche de Fessenheim du 5 au 10 août et deux tranches de Bugey quelques jours entre fin juillet et début août pour respecter le critère de température maximale de rejet, ainsi qu'une tranche de Chooz du 12 au 25 octobre pour respecter le critère d'évaporation maximale, issu d'un accord franco-belge de 1998 ;
- en 2019 des tranches de Golfech entre le 23 et le 28 juillet pour respecter le critère de température maximale de rejet dans la Garonne à 28 °C et une tranche de Chooz du 12 au 29 septembre pour respecter le critère d'évaporation maximale, issu d'un accord franco-belge de 1998 ;
- en 2020 de la tranche 2 de Chooz du 20 août au 5 octobre et de la tranche 1 du 25 août au 28 octobre pour respecter le critère d'évaporation maximale, issu d'un accord franco-belge de 1998.

2 - L'évaluation financière des pertes

La différence entre la puissance qu'une centrale est en mesure de fournir et la puissance maximale imposée par les critères de température ou de débit du fleuve est renseignée en perte de production pour cause environnementale¹¹³. La valorisation de ces pertes d'opportunité économique est calculée en prenant comme facteurs le volume des énergies « perdues » ou « indisponibles », le prix SPOT horaire de l'électricité de la bourse EPEX ainsi qu'une valeur représentative du coût de production moyen des centrales nucléaires du parc¹¹⁴.

Tableau n° 13 : pertes de production et évaluation des pertes d'opportunité de 2002 à 2020

Année	Perte d'opportunité estimée (M€)	Energie (TWh)	Année	Perte d'opportunité estimée (M€)	Energie (TWh)
2002	1	0,07	2013	5	0,17
2003	166	6,46	2014	2	0,08
2004	15	0,94	2015	15	0,54
2005	87	2,73	2016	2	0,05
2006	147	2,17	2017	16	0,58
2007	0	0	2018	129	2,72
2008	5	0,08	2019	40	1,45
2009	2	0,09	2020	102	3,10
2010	3	0,13	2021	1	0
2011	25	0,75	2022	120 (*)	0,39
2012	6	0,18			

(*) Pour 2022, les prix Spot observés conduisent à une évaluation particulièrement élevée.

Source : EDF

Les pertes d'opportunités sont demeurées modérées au cours de la période considérée. L'année 2022 présente un profil particulier avec un montant de la perte d'opportunité au 31 juillet 2022 (120 M€) qui est principalement imputable à l'augmentation des prix SPOT. À titre illustratif, ces derniers atteignent en moyenne 300 €/MWh sur la période considérée de 2022, contre 42 €/MWh sur la période 2002-2020. Ces pertes étant faibles au regard de la production totale du parc, leur impact n'affecte presque pas le coût de production exprimé en €/MWh. Du point de vue de l'impact financier des pertes de production sur le bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement (EBITDA), celles-ci ne génèrent pas d'augmentation des coûts (il y a au contraire une réduction des coûts de combustible en l'absence de production), mais elles occasionnent des pertes de marges, que l'on estime à partir de la marge unitaire (prix de marché moins coût variable unitaire, de l'ordre de 11 €/MWh) appliquée aux volumes des pertes de production. En prenant en compte le prix de marché moyen constaté sur les périodes de pertes de production pour chacune des années 2017 à 2021, on obtient une estimation des réductions d'EBITDA suivantes pour un TWh de pertes de production :

¹¹³ Sur la base des modèles météorologiques, les services spécialisés d'EDF fournissent aux centrales des prévisions de débit et de température des fleuves. Les prévisions pour le lendemain servent à chaque centrale pour calculer un productible pour le jour considéré qui permet de ne pas dépasser les limites prescrites en température aval et/ou échauffement. Cette prévision de productible est envoyée à l'optimiseur de la production EDF pour prise en compte dans le programme. Ces prévisions sont réajustées le jour J si besoin heure par heure, et la production ajustée.

¹¹⁴ Perte d'opportunité = Σ pertes horaires_en_énergie * (prix SPOT – barème_moyen)

Tableau n° 14 : impact des pertes de production sur l'EBITDA

Année	Réduction d'EBITDA pour 1 TWh de pertes de production (En M€)	Prix de marché (€/MWh)	Coûts variables (€/MWh)
2017	- 32	43	11
2018	- 52	53	11
2019	- 29	40	11
2020	- 30	41	11
2021	- 150	161	11

Source : EDF

3 - L'augmentation prévisible des indisponibilités

Au début des années 2000, les pertes de productible ont atteint des niveaux significatifs avant de retomber à des niveaux plus faibles en raison de l'évolution, en 2006, de la réglementation qui a assoupli le régime des rejets thermiques¹¹⁵. Depuis 2018, une nouvelle augmentation significative des arrêts pour causes climatiques est observée, avec des pertes s'élevant à plusieurs térawattheures par an.

Un certain nombre d'études sont actuellement conduites par la direction de la recherche et développement d'EDF après l'acquisition des données auprès de Météo France. Leur intégration dans les modèles climatiques permettra d'alimenter les travaux d'adaptation des parcs nucléaire et hydraulique. L'une de ces études vise à modéliser les effets du climat sur la disponibilité du parc nucléaire. Les premières analyses mettent en évidence un effet réel de l'évolution du climat sur le parc nucléaire puisque les indisponibilités seraient multipliées par trois ou quatre d'ici à 2050.

Ces statistiques corroborent, en les amplifiant, les constats déjà établis par RTE dans le cadre de ses récents travaux¹¹⁶. Le réchauffement climatique conduisant à un accroissement des périodes de canicule et à une augmentation de la fréquence des sécheresses, ces tendances auront un effet direct et croissant sur la source froide des réacteurs nucléaires. Les conséquences sur la disponibilité des réacteurs seront contrastées en fonction de leur type de source froide, de leur localisation, de leur technologie de refroidissement et son dimensionnement. Un réacteur avec un circuit de refroidissement fermé est moins sensible au risque de canicule ou de sécheresse, les prélèvements et l'échauffement de l'eau y étant inférieurs et atteignant moins fréquemment les seuils réglementaires. La localisation de la tranche sera donc un critère majeur dans l'exposition au risque. Pour les sites en bord de mer, des seuils environnementaux sont associés à leurs sources froides mais le réchauffement climatique ne devrait toutefois pas induire leur dépassement. Pour les sites en bord de fleuve, à réglementation inchangée et sans adaptation des installations existantes, les risques d'indisponibilité des tranches augmenteront.

Le changement climatique devrait dans le même temps entraîner une augmentation de la demande d'électricité au cours de la période estivale, non seulement dans le contexte général d'électrification des usages pour les décarboner, mais plus spécifiquement du fait du développement de la climatisation. À terme pourrait ainsi apparaître une pointe de consommation l'été, comme c'est le cas en Amérique du Nord. EDF considère que les pertes qui pourraient résulter de ce besoin de consommation accru, associé à une indisponibilité

¹¹⁵ Conditions climatiques exceptionnelles et situations exceptionnelles.

¹¹⁶ Rapport « Futurs énergétiques 2050 », octobre 2021

croissante du parc nucléaire, demeurent modérées et n'envisage pas de mesures d'adaptation particulières, comme la modification du planning des arrêts de maintenance en fonction de la thermo-sensibilité des centrales. De son côté, l'Etat considère que cette question ne constitue pas un risque pour le réseau électrique et que les pertes de productions estivales seront compensées par une mobilisation accrue des énergies renouvelables.

D - La nécessité de mieux apprécier la contrainte hydrique

Les évolutions climatiques vont modifier l'état de l'environnement dans lequel les prélèvements et les rejets sont réalisés et sont ainsi susceptibles d'avoir une influence sur les résultats des études d'impact. Comme évoqué précédemment, les principales évolutions hydro-climatiques sont l'augmentation de la température de l'eau et les évolutions de débit des cours d'eau, ce dont peut découler une incertitude croissante sur la disponibilité de la ressource en eau et le régime thermique du cours d'eau en amont de chaque centrale.

1 - Les prévisions sur la ressource en eau

Comme cela a été évoqué dans la 1^{ère} partie du rapport consacrée à l'examen des conséquences des évolutions climatiques sur les débits des cours d'eau, l'Etat¹¹⁷, à travers le projet Explore 2070 travaille depuis 2012 sur les impacts du changement climatique sur les milieux aquatiques et la ressource en eau pour évaluer et élaborer des stratégies d'adaptation. Les nouvelles projections hydro-climatiques qui doivent être établies à l'issue du programme Explore 2 permettront de préparer les documents de planification des usages de l'eau.

Parallèlement, EDF conduit ses propres études. Certaines d'entre elles¹¹⁸ avaient été réalisées entre 2012 et 2014 sur les deux sites du Bugey et de Golfech¹¹⁹ pour étudier l'évolution de la disponibilité de leur source froide à horizon de 30 ans. Ces sites avaient été retenus pour leur sensibilité aux évolutions de débit et aux limites thermiques. Pour Golfech, la baisse de disponibilité calculée était de l'ordre de 2 à 3 % par an à horizon 2040 pour le scénario climatique le plus pénalisant, ces pertes étant liées aux contraintes réglementaires sur les rejets thermiques (12,5 jours perdus par an en moyenne). Pour la centrale du Bugey, en prenant la même base de comparaison, il a été calculé une baisse de disponibilité moyenne de l'ordre de 2 % sur la période 2020-2050, liées également aux contraintes réglementaires sur les rejets thermiques (les scénarios les plus pénalisants simulés donnent une baisse de 5,4 jours perdus en moyenne par an).

Dans le même temps, eu égard aux enjeux associés aux rejets radioactifs liquides des centrales nucléaires dans des situations d'étiage prolongé telles que rencontrées durant l'été 2022, il apparaît opportun que soit examiné le dimensionnement des capacités d'entreposage des centrales avant rejet des effluents liquides, d'autant que les effluents radioactifs sont produits de manière continue par un réacteur et que son arrêt ne permet non seulement pas d'en interrompre le flux mais peut l'amplifier. En outre, quatre centrales nucléaires étant situées sur chacun des deux fleuves Rhône et Loire (cinq en comptant Civaux sur la Vienne), l'impact des consommations en eau et des rejets radioactifs et chimiques peut dans ce cas se cumuler et les enjeux au regard de la masse d'eau concernée doivent être abordés en prenant en compte ces situations de cumul.

¹¹⁷ En collaboration avec les principaux organismes de recherche et centres universitaires français

¹¹⁸ Études menées par la direction de la R&D d'EDF dans le cadre du projet MATIS

¹¹⁹ Études menées entre 2012 et 2014 par la direction de la R&D d'EDF dans le cadre du projet MATIS

L'État, comme EDF, doivent donc poursuivre et généraliser à l'ensemble du parc les études et prévisions en cours dans les meilleurs délais, ce qui permettra de combiner les projections climatiques et le fonctionnement futur des tranches (consommation d'eau, limites thermiques) et d'étudier l'évolution globale de la disponibilité du parc sur les dix à vingt prochaines années.

2 - La justification des seuils de prélèvement et de rejet

L'effet de la température de l'eau sur les organismes aquatiques a constitué un thème central des recherches dans les années 1970, en réponse aux interrogations sur l'impact des installations industrielles utilisant l'eau comme source froide en la restituant, plus chaude, dans les cours d'eau¹²⁰. Des seuils de température (25°C) et d'échauffement (3°C) en rivière à partir desquels un effet serait observable sur les peuplements aquatiques ont été admis. La limite de 28°C en aval des installations (25°C + 3°C) est devenue la référence pour les masses d'eau réceptrices où sont installées les CNPE de bord de rivière¹²¹. Le seuil de température aval de 28°C reste donc aujourd'hui la référence de limite considérée comme n'ayant pas d'incidences notables pour le milieu aquatique.

Les valeurs de température ainsi identifiées ont grandement contribué à la définition des limites thermiques actuellement prescrites aux CNPE par l'ASN. La définition de ces seuils notamment depuis l'apparition plus fréquente d'épisodes caniculaires depuis 2003 est contestée par EDF qui souligne l'effet pénalisant des limites imposées à certains sites sur la température aval, alors que l'évolution des températures conduit à des dépassements de la température limite en amont des centrales. Ainsi, le CNPE de Golfech, bien que responsable d'un échauffement minime de quelques dixièmes de degrés, doit cesser sa production lorsque la température de la Garonne atteint 28°C en amont. Pour les réacteurs dotés d'un refroidissement en circuit fermé, EDF souhaiterait que ne soit appliquée qu'une limite d'échauffement entre l'amont et l'aval, seul paramètre de la responsabilité de l'exploitant.

Des recherches sur l'influence de la température sur le fonctionnement des écosystèmes aquatiques ont été conduites, notamment par l'agence de l'eau Rhône-Méditerranée avec l'étude thermique du Rhône (1999-2014)¹²² et par la direction de la recherche d'EDF avec le programme de recherche thermie-hydrobiologie (2008- 2013). Ce dernier programme a été reconduit sur la période 2016-2020¹²³. Il a fait l'objet en fin d'année 2022 d'une restitution scientifique ouverte à l'ensemble des parties prenantes (EDF, administrations, acteurs académiques). Un nouveau programme sera reconduit pour la période 2023-2027.

¹²⁰ Selon la biotypologie de Verneaux (1973), la structuration biologique des cours d'eau (poissons et invertébrés) est définie en fonction de la température, de la dureté de l'eau, de la section mouillée à l'étiage, de la pente et de la largeur du cours d'eau.

¹²¹ Ces seuils ont été repris dans les directives européennes (DCE), pour les eaux cyprinicoles et l'alimentation en eau potable, puis dans la réglementation française (arrêté ICPE du 2 février 1998) à laquelle fait référence l'arrêté INB et qui sont applicables à toutes les installations (nucléaires ou conventionnelles).

¹²² Cette étude fait actuellement l'objet d'une mise à jour dont les résultats devraient être rendus publics en 2023.

¹²³ Les actions de recherche menées dans le cadre de ce programme ont fait l'objet de partenariats de recherche nationaux et internationaux, en particulier avec l'INRAE et les universités de Lyon, Toulouse, Perpignan, Tours, Bielefeld (Allemagne) et Maastricht (Pays-Bas) et conduit à au moins 26 publications dans des journaux internationaux (dont *Science of The Total Environment*, *Freshwater Biology*, *Ecological Indicators*, *Ecography*).

Quelques enseignements des programmes de recherche thermie-hydrobiologie

Les suivis hydro-écologiques réglementaires des CNPE, mis en place depuis leur construction dans les années 1980 et 1990, ont permis d'acquérir des séries temporelles permettant d'étudier les évolutions des écosystèmes aquatiques des grands fleuves français.

La température de l'eau des fleuves étudiés a progressivement augmenté, notamment au printemps avec une augmentation moyenne de + 0.8°C par décennie. En parallèle, les débits ont diminué d'environ 5% par décennie. La qualité d'eau de ces fleuves a aussi drastiquement changé, notamment avec une forte réduction de l'eutrophisation, liée à une importante diminution des phosphates et de la chlorophylle-a.

Ces tendances ont eu des conséquences marquées à tous les niveaux du réseau trophique. Concernant les invertébrés benthiques et poissons, les changements observés sont concordants, avec une augmentation de la diversité des peuplements et de l'abondance de nombreuses espèces. Cependant, cet enrichissement apparent masque des changements profonds dans les stratégies écologiques des espèces, en lien notamment avec le remplacement d'espèces septentrionales à affinité pour les eaux fraîches par des espèces méridionales, thermophiles et historiquement non-présentes sur ces stations.

De manière systématique, aucune différence significative n'a été observée entre les tendances biologiques relevées sur les stations localisées à l'amont des CNPE et celles localisées à l'aval, que ce soit pour le phytoplancton, les invertébrés benthiques ou les poissons. Les changements globaux sont les déterminants principaux des évolutions biotiques constatées.

S'agissant de l'influence de la température sur l'état sanitaire de la faune piscicole, très peu d'études se sont intéressées à cette problématique dans un contexte d'échauffement artificiel des eaux (e.g. rejets thermiques). Néanmoins, une étude a suivi l'état sanitaire des populations piscicoles du Rhône en amont et en aval du CNPE de Tricastin. Celle-ci n'a pas mis en évidence de différence significative entre l'amont et l'aval après mélange dans les indices de condition moyens et dans la prévalence des lésions externes des poissons. De manière générale, il s'avère très difficile, voire impossible, de se prononcer de manière catégorique sur l'influence d'un échauffement de l'eau sur l'état sanitaire des peuplements piscicoles, en raison du trop grand nombre de paramètres intervenant dans l'établissement et la propagation des maladies.

Les programmes de recherche thermie-hydrobiologie ont permis d'appréhender l'évolution des écosystèmes aquatiques des grands fleuves français au cours des quatre dernières décennies. Si elles semblent conclure à ce stade au faible impact de la présence des centrales au regard des autres déterminants des évolutions constatées, il apparaît nécessaire de les poursuivre afin d'affiner la connaissance de l'évolution du milieu récepteur dans un contexte de changement climatique.

L'existence de seuils de températures pour les rejets des centrales est essentielle mais la fixation des valeurs est ancienne et mérite d'être interrogée. Les services de l'État, en lien avec l'ASN, doivent conduire ce travail en veillant à ce qu'une expertise indépendante puisse objectiver cette problématique, tant pour la préservation de la biodiversité autour des installations nucléaires que pour la sécurité et le bon fonctionnement de ces dernières. Ce travail devra associer EDF, qui dispose de données de mesures complètes et poursuit d'importants programmes de recherche en thermie-hydrobiologie.

E - Des innovations explorées mais sans perspectives opérationnelles à ce stade pour limiter la consommation d'eau du parc actuel

Les dispositions matérielles et organisationnelles répondant à l'augmentation des températures extérieures ou les risques d'inondations font l'objet de réévaluations régulières dans le cadre des réexamens de sûreté. S'agissant des sécheresses ou des canicules, elles peuvent également avoir des impacts sur la disponibilité du parc (cf. supra).

Dans ce contexte, une veille active est menée par l'exploitant en matière d'innovations émergentes ou existantes pour faire face au changement climatique. En s'appuyant sur les travaux menés par l'AIEA, EDF se concentre principalement sur les dispositifs pouvant être déployés à un niveau industriel et qui répondent aux enjeux principaux en matière d'aléas climatiques (températures d'air et d'eau élevées, sécheresse entraînant des débits de cours d'eau faibles, augmentation du niveau de la mer).

Les systèmes de refroidissement utilisés industriellement pour les besoins de sûreté (circuit SEC) ou de production d'électricité (circuit CRF) se répartissent en deux types de circuit, ouvert ou fermé (cf. supra). Lorsqu'ils utilisent un circuit fermé, l'échangeur de chaleur en contact avec l'environnement est un aéroréfrigérant humide (l'environnement correspond alors à l'air ambiant). Certaines installations industrielles, situées dans d'autres pays ou ayant des contraintes différentes, utilisent parfois des systèmes de refroidissement générant moins de rejets thermiques (par rapport au circuit ouvert) ou consommant moins d'eau (par rapport au circuit fermé sur aéroréfrigérant humide). Les principaux systèmes alternatifs sont l'utilisation d'un circuit mixte (avec refroidissement en circuit ouvert pour une partie de l'eau, et en circuit fermé sur aéroréfrigérant pour l'autre), d'un circuit fermé sur tour aéroréfrigérante sèche¹²⁴, ou encore d'un circuit fermé sur aérocondenseur¹²⁵.

À ce stade, EDF considère toutefois que les études dont elle dispose ne conduisent pas à faire évoluer la conception des sources froides des installations nucléaires, qu'il s'agisse des stations de pompage ou des échangeurs associés et aucune innovation n'a été déployée sur le parc en fonctionnement.

EDF estime en effet que le niveau de maturité de ces technologies, les retours d'expériences, le rapport coûts/bénéfices¹²⁶ associé à leur mise en œuvre ou encore la structuration des filières industrielles concernées la conduit à confirmer ses choix technologiques actuels : circuit ouvert pour des sites en bord de mer, aéroréfrigérants humides pour des sites en bord de rivière. Le circuit ouvert serait le plus pertinent vis-à-vis de la consommation d'eau dans les situations où la ressource

¹²⁴ La tour aéroréfrigérante sèche est constituée de tubes avec des ailettes dans lesquels circule l'eau chaude qui vient du condenseur et à l'extérieur desquels circule l'air. Il n'y a donc pas de contact direct entre l'eau à refroidir et l'air ambiant, et donc, pas d'évaporation d'eau. La consommation en eau de ce système de refroidissement est donc nulle.

¹²⁵ Un aérocondenseur condense directement la vapeur issue de la turbine. Le condenseur et la tour de refroidissement ne forment qu'un seul et même élément. Ce système est équivalent à un condenseur refroidi directement par de l'air. Il se compose d'un ensemble d'échangeurs thermiques permettant la condensation directe de la vapeur à l'intérieur de ses tubes, sans contact direct avec le fluide qui sert au refroidissement. Comme il n'y a pas de contact direct entre l'eau à refroidir et l'air, il n'y a pas d'évaporation et donc pas de consommation d'eau.

¹²⁶ Les coûts et bénéfices peuvent être financiers : coûts liés au développement ou à la fiabilisation de la technologie, pertes ou gains de production. Ils peuvent également être non financiers : aspects techniques, risques et opportunités associés à la mise en œuvre. Ils doivent également intégrer les aspects environnementaux et d'acceptabilité dans les territoires.

est disponible puisqu'il en consomme peu (la quasi-totalité de l'eau prélevée est rejetée), disposerait d'avantages environnementaux (empreinte au sol, moindre impact visuel, moindre bruit, pas de déchets de tartre ou de boues comme avec les aéroréfrigérants) et serait plus performant en matière de production d'électricité (meilleur rendement). De la même manière, le circuit fermé avec aéroréfrigérants humides serait le compromis le plus pertinent lorsque la ressource en eau est limitée (les aéroréfrigérants secs ou hybrides demandant des empreintes au sol supérieures, pour des coûts plus importants et des performances thermiques moindres).

Il en est de même des projets d'installation de tours aéroréfrigérantes sur les centrales à circuit ouvert. EDF a conduit des études exploratoires pour les trois sites potentiellement concernés situés en bord de Rhône : St Alban, Bugey (2-3) et Tricastin. Selon l'entreprise, « la faisabilité technique et foncière est très complexe et difficile à mettre en œuvre. Les coûts sont très élevés : un coût d'installation de l'ordre 500 millions d'euros et des coûts de maintenance significatifs restant à évaluer ». EDF souligne par ailleurs que la construction d'un aéroréfrigérant ne répondrait qu'imparfaitement aux enjeux climatiques en limitant l'augmentation de température du fleuve et la quantité d'eau prélevée, mais en générant d'autres inconvénients environnementaux (consommation d'eau du fleuve par évaporation et rejets). La construction de tours pose, enfin, des questions sur le plan paysager.

Dans ce cadre, les investissements réalisés en lien avec cette question sont restés pour le moment de nature plus modeste. Ainsi, dans le cadre du 4^e réexamen de sûreté de Tricastin, les moteurs des aéroréfrigérants ont été remplacés par de nouveaux moteurs dimensionnés pour résister à des températures plus élevées et de nouveaux groupes frigorifiques ont été mis en place pour augmenter les capacités de refroidissement pour le bâtiment abritant le réacteur et celui hébergeant des circuits auxiliaires.

Toutefois, en dépit des contraintes qui découleraient de la construction d'un aéroréfrigérant mentionnées ci-dessus, et au regard des perspectives d'évolutions climatiques qui rendent la question de l'eau de plus en plus sensible, EDF n'exclut pas de recourir à de tels investissements à partir des cinquièmes visites décennales, notamment dans l'hypothèse où l'entreprise solliciterait une poursuite de fonctionnement supplémentaire de certains réacteurs.

Il demeure que, pour l'heure, aucune innovation technique notable résultant de la veille scientifique n'a été mise en œuvre par l'entreprise sur le parc existant pour permettre une moindre consommation d'eau ou améliorer la capacité de dilution du milieu récepteur en situation d'étiage. Au titre de la R&D sur les systèmes de refroidissement sobres en eau et le réemploi de l'eau, l'entreprise a indiqué qu'elle a réalisé en 2022 une analyse préliminaire d'un procédé de récupération d'eau des panaches d'aéroréfrigérants et qu'un démonstrateur de ce procédé serait mis en œuvre à partir de 2023 sur le site de Bugey.

Par ailleurs, la technologie d'aéroréfrigérants impose, du fait du développement microbiologique pathogène, de réaliser des traitements biocides qui sont source d'effluents chimiques¹²⁷. Les effets du changement climatique rendent dès à présent nécessaire de réaliser ces traitements plus fréquemment et sur des périodes plus longues. Accélérer la recherche en ce domaine s'avère nécessaire dans la perspective d'une réduction des débits des cours d'eau, d'une dilution moindre des rejets d'effluents chimiques et de leurs effets cumulés sur un même cours d'eau au bord duquel plusieurs centrales dotées de cette technologie sont présentes.

¹²⁷ Des légionelles et amibes peuvent se former dans les circuits et les tours aéroréfrigérantes, notamment lorsque la température de l'air et de l'eau du cours d'eau sont élevées.

L'entreprise doit ainsi s'attacher à poursuivre les études qu'elle conduit et mettre en œuvre des solutions technologiques innovantes, non seulement sur les systèmes de refroidissement sobres en eau, mais également sur des systèmes de traitement biocide plus sobres en réactifs chimiques rejetés dans le milieu naturel.

III - Les futures installations soumises à des exigences fortes du fait des évolutions climatiques à long terme

Le parc actuellement en fonctionnement a été conçu puis réalisé à une période où le changement climatique n'était pas encore perçu comme une contrainte forte ; ce parc va être confronté au cours des vingt à trente prochaines années, jusqu'à sa fin de vie et en fonction de scénarios de poursuite de fonctionnement des réacteurs, à une accentuation progressive du dérèglement climatique en cours, dont l'impact pourrait encore rester limité.

La situation sera très différente pour un futur parc : d'une part, le changement climatique s'impose désormais de façon explicite parmi les différentes contraintes à prendre en considération dès le stade de la conception de nouveaux réacteurs, en particulier au titre de la consommation d'eau ou de l'élévation du niveau de la mer ; d'autre part, un tel parc, fonctionnant pour l'essentiel pendant la seconde moitié du XXI^e siècle, pourrait être alors confronté à des évolutions du climat et à leurs diverses conséquences d'une autre ampleur que celles des vingt à trente prochaines années.

A - Les solutions technologiques et les expériences internationales

Les questions climatiques sont un domaine de recherche largement partagé au niveau international, non seulement du point de vue de l'adaptation au changement climatique mais également parce que certaines unités de production d'électricité (qu'elle soit d'origine nucléaire ou non) sont installés dans des zones de la planète où le climat est déjà particulièrement éprouvant pour les infrastructures. La centrale d'Abu Dhabi « Barakah »¹²⁸, située sur la façade maritime ouest de l'Émirat, comme le CEPR de Taichan¹²⁹ au sud de la Chine dont le climat est subtropical chaud, en sont des exemples ; cela a nécessité d'adapter les infrastructures à ces climats, qui peuvent être qualifiés d'extrêmes par rapport à celui tempéré de la France.

Les spécificités de la centrale de Palo Verde, située aux Etats-Unis dans l'Arizona, composée de trois réacteurs, peuvent être soulignées, dans la mesure où elle présente la particularité de n'être située ni à proximité d'un fleuve, ni du littoral. Elle est la première et la seule au monde à utiliser exclusivement des eaux usées pour le refroidissement de ses circuits.

¹²⁸ Barakah a été construite par un consortium mené par Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC) et par le sud-coréen Korea Electric Power Corporation (KEPCO). Elle est la première centrale nucléaire dans le monde arabe. Mise en service en 2020, Baraka-1 est le premier des quatre réacteurs prévus qui doivent fournir, ensemble, un quart des besoins en électricité des quelques 9 millions d'habitants des Émirats arabes unis (EAU) soit 5600 MWe.

¹²⁹ Construction de deux réacteurs nucléaires de type EPR (ou CEPR pour *Chinese Evolutionary Power Reactor*) en Chine. Ce projet a été dirigé par *Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited* (TNPJVC), une coentreprise qui est détenue à 51 % par China General Nuclear Power Corporation (CGNPC), 19 % par Guangdong YUDEAN Group (YUDEAN) et à 30 % par Électricité de France (EDF). Les réacteurs ont été mis en service en 2018 et 2019.

Palo Verde, une centrale nucléaire dans le désert qui utilise les eaux usées des villes

La centrale de Palo Verde, de par sa localisation en plein désert de l'Arizona, est la première et la seule au monde à utiliser exclusivement des eaux usées traitées pour le refroidissement de ses circuits. Sa construction en plein désert de l'Arizona tendait à répondre à un développement démographique qui réclamait des ressources complémentaires en électricité. L'Arizona Public Service (APS) a alors proposé de construire une centrale nucléaire en plein milieu du désert et un consortium de villes dont Phoenix a passé un accord avec l'APS pour transférer une partie de ses eaux usées, de l'ordre de 100 millions de mètres cubes par an, vers la future centrale.

La mise en service de la centrale (construction sur 12 ans) débute en 1986 pour les deux premières tranches (type réacteur à eau pressurisée de puissance nominale 1300 MW), et en 1988 pour la troisième.

Ce sont les eaux usées de la station de traitement de la 91e avenue à Phoenix (*91st Avenue Wastewater Treatment Plant*) qui sont traitées et réutilisées, pour le refroidissement des trois réacteurs de la centrale, munis chacun de trois tours de refroidissement. L'eau est transportée par gravité puis par pompage dans des conduites souterraines pendant 46 km jusqu'au site de Palo Verde où elle est stockée dans deux réservoirs de surface. Ces bassins constituent la source en eau pour répondre aux besoins du site : eau des circuits primaire et secondaire, eau potable, eau de refroidissement, etc. Après passages dans les aéroréfrigérants, l'eau de refroidissement est déversée dans des bassins artificiels d'évaporation creusés. Le site ne rejette donc pas d'effluents dans un point d'eau naturel et ne déclare donc aucun rejet liquide.



Les systèmes de refroidissement, au-delà de leur efficacité technique, ont des coûts d'investissement et d'exploitation différents qui font l'objet d'arbitrages au moment de la construction des centrales. Mais les coûts peuvent également être importants si une adaptation ultérieure doit être réalisée pour prendre en compte l'évolution des risques, par exemple la raréfaction de la source froide en cours d'exploitation. Les approches et les choix en matière de risques économiques sur cette question diffèrent d'un pays à l'autre.

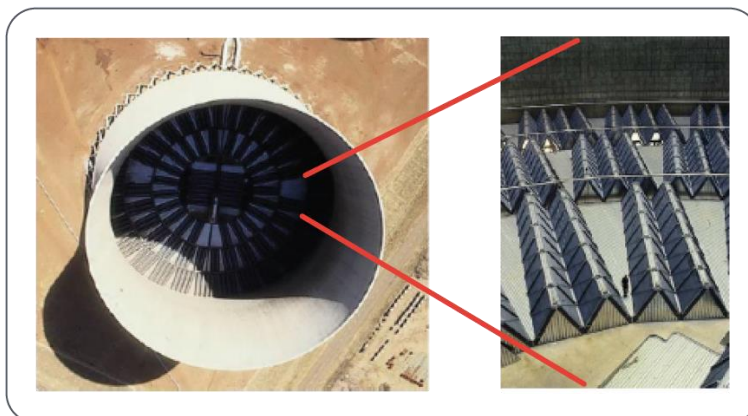
Comme exposé précédemment, le refroidissement en circuit ouvert, dont la conception est la plus simple, implique des coûts d'investissement et d'exploitation minimes ; de plus, la température relativement basse de l'eau prélevée contribue à un rendement élevé. En revanche, les systèmes à cycle fermé nécessitent des investissements plus importants au titre de la construction de tours aéroréfrigérantes ou de bassins, auxquels il faut ajouter une consommation d'électricité pour la circulation de l'eau ou parfois l'alimentation de ventilateurs, ce qui augmente les coûts opérationnels¹³⁰.

Il existe également des systèmes de refroidissement à circuit sec, sans contact direct entre l'eau à refroidir et l'air ambiant (ex : tour aéroréfrigérante sèche ou aérocondenseur). Ils utilisent une quantité négligeable d'eau, tant en termes de prélèvement que de consommation et constituent donc un système optimal à cet égard. Ces systèmes sont néanmoins complexes à concevoir et ont un rendement moindre en matière de transfert de chaleur ; ils coûteraient de trois à cinq fois plus cher que les systèmes humides à cycle fermé¹³¹.

Seule la centrale nucléaire de Bilibino (quatre unités de 12 MWe) en Russie utilise le refroidissement à sec, mais il existe des exemples de centrales à combustible fossile qui utilisent cette technologie, en Afrique du Sud, en Turquie et aux États-Unis (Nevada, Texas et Nouveau-Mexique).

Enfin des circuits mixtes, c'est-à-dire utilisant un refroidissement en circuit ouvert pour une partie de l'eau, et en circuit fermé sur aéroréfrigérant pour l'autre partie, existent également. Ce type de système peut être utilisé lorsque l'objectif recherché est lié à certaines conditions qui reviennent régulièrement (ex. : saisonnalité, jour/nuit etc.).

**Photo n° 1 : circuit fermé sur tour aéroréfrigérante sèche -
Centrale thermique au charbon de Kendall, Afrique du Sud**



Source : EDF

¹³⁰ Une étude du Département américain de l'énergie (DOE, 2008) montre qu'un système thermoélectrique (charbon et nucléaire) qui passerait d'un système de refroidissement à cycle ouvert vers un système de refroidissement à cycle fermé avec des tours entraînerait une diminution globale de 4 % de la capacité nominale.

¹³¹ « Water Use by Thermoelectric Power Plants in the United States », Yang et Dziegielewski, 2007.

B - Le changement climatique, élément fondamental, de la conception et de la localisation des futures centrales

1 - Le design générique des nouveaux réacteurs et la dimension adaptation au changement climatique

La première tranche de trois paires de réacteurs EPR2, puis la seconde de quatre paires supplémentaires en option sont ici plus particulièrement considérées, dans un scénario de mise en service progressive de 14 réacteurs à horizon 2050. Les évolutions éventuelles en matière de design se feront par tranches. Elles restent ainsi envisageables pour les quatre paires de réacteurs EPR2 en option, mais non pour les trois premières dont le design est en voie d'être figé en 2023.

Toutefois, dans son rapport Futurs énergétiques 2050, RTE envisage également, dans l'un de ses six scénarios, l'hypothèse de déployer des *Small Modular Reactor* (SMR), en plus de 14 EPR2, pour une puissance cumulée de 4 GW (soit environ 24 SMR équivalents à 3 EPR2). En effet, les 14 EPR2 envisagés, en tranches ferme et optionnelle à ce jour, pourraient ne pas être suffisants à horizon de 2050 pour couvrir une consommation d'électricité qui aurait d'ici là sensiblement augmenté, pour atteindre de l'ordre de 650 TWh, et si une part du nucléaire autour de 50 % était souhaitée à cette échéance. Le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), EDF, Naval Group et TechnicAtome travaillent depuis 2019 sur le projet Nuward TM de petit réacteur modulaire de ce type. De puissance limitée (170 MW unitaire, dans le cadre d'une installation par paire, 340 MW au total), il pourrait être plus facilement dupliqué et installé que des réacteurs de type EPR. Sa mise au point à un coût raisonnable n'est toutefois pas attendue avant la prochaine décennie.

Dans ce contexte, il convient, d'une part, de veiller à ce que le projet Nuward prenne bien en compte l'adaptation au changement climatique, tant dans la conception des SMR que dans leur implantation, avant le démarrage d'une éventuelle phase opérationnelle et, d'autre part, d'étudier, au-delà des 14 EPR2 envisagés, les possibilités d'implantation d'EPR2 supplémentaires pour répondre à la demande en électricité à l'horizon de 2050 dans l'hypothèse où ce projet de SMR n'aboutirait pas.

La logique industrielle retenue pour la conception des EPR2, dans un souci d'optimisation des études, est de définir un design générique adapté à la plupart des sites d'implantation en France. Ce design générique intègre des marges afin d'absorber d'éventuels besoins de changement de dimensionnement sans modification de conception ; il distingue les EPR2 en bord de mer sans aéroréfrigérants, des EPR2 en bord de fleuve, dorénavant systématiquement équipés d'aéroréfrigérants. Ces choix de conception sont encadrés réglementairement : l'article 4.1.7 de l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base prévoit que le refroidissement en circuit ouvert pour les sites en bord de rivière est interdit, sauf justification en particulier sur l'acceptabilité des rejets thermiques dans le milieu. Une unique option de conception est ainsi désormais définie selon le cas de figure (bord de mer/bord de fleuve).

L'État a commandé deux audits externes en 2019 et en 2021 sur les éléments techniques et économiques des EPR2. Le coût de construction d'un programme de trois paires d'EPR2 était estimé à 51,7 Md€₂₀₂₀ en scénario médian et hors coûts de financement¹³². Ce montant correspond à un coût sec de 43,1 Md€ auxquels s'ajoutent 1,7 Md€₂₀₂₀ de provisions nucléaires pour le démantèlement des installations et la gestion des déchets nucléaires à long terme et 6,9 Md€₂₀₂₀ de provisions pour incertitudes, risques, aléas et opportunités. L'estimation du projet à 51,7 Md€ était considérée par les auditeurs comme une estimation robuste d'un scénario médian. Il est néanmoins indispensable de poursuivre la prise en compte du retour d'expérience des autres chantiers d'EPR, ainsi que les travaux d'affermissement et de levée des risques du projet. La robustesse des coûts estimés pour les paires 2 et 3 sera également très dépendante du déroulé de la construction de la première paire, qui devra permettre de confirmer la levée des risques liés à la maîtrise des fabrications, telle que prévue aujourd'hui dans les estimations d'EDF.

La Cour relève que si l'adaptation au changement climatique, d'un point de vue technique et financier, fait l'objet, du côté de l'exploitant comme du côté des autorités de sûreté, d'une analyse précise, critères par critères, selon les référentiels et les guides de sûreté en vigueur, elle pâtit d'une approche fragmentée qui ne permet pas d'appréhender la démarche dans sa globalité et d'extraire un « coût » de l'adaptation au changement climatique dans l'architecture budgétaire des futurs programmes.

Le rapport du gouvernement sur les travaux relatifs au nouveau nucléaire de février 2022 précise ainsi que : « *Le chiffrage d'EDF intègre certains risques auxquels la filière nucléaire est exposée, mais pas l'ensemble des surcoûts possibles. EDF a réalisé une analyse de risques comportant une trentaine de macro-risques caractérisés sur les phases de conception et de réalisation d'une première paire d'EPR2, pour certains également sur les paires suivantes. Cette analyse couvre plusieurs familles d'événements, dont ceux qui ont été préjudiciables au chantier de l'EPR de Flamanville : organisation inadaptée du projet, schéma industriel défaillant, défaut de ressources humaines, aléas sur le chantier de construction, difficultés d'intégration au sein de la filière des évolutions de méthode et d'outil portées par EDF. Certains risques identifiables ne sont toutefois pas intégrés dans le chiffrage d'EDF, notamment les aléas suivants, et devront faire l'objet d'un suivi particulier : [...] des événements climatiques et météorologiques très perturbants (inondations, intempéries, canicules, vagues de froid) ainsi que le risque pandémique, ou plus généralement de situation de crise systémique, qui peuvent être particulièrement préjudiciables à un chantier nucléaire en raison du haut niveau de coactivité sur site* ».

D'une façon plus générale, cette problématique est également soulignée dans le dernier rapport annuel du HCC, qui pointe des approches dispersées et peu lisibles en termes d'appréhension de l'adaptation au changement climatique dans le cadre du PNACC. La clarification et la nécessité de changement de paradigme sont d'autant plus prégnantes que les risques de mal-adaptation¹³³ augmentent et font l'objet d'une vigilance accrue du GIEC et du HCC. Par ailleurs, comme évoqué *supra*, chaque acteur concerné par l'adaptation au changement climatique des réacteurs nucléaires a développé, sans la partager, sa propre vision systémique de l'adaptation, en lien avec son périmètre d'actions et ses champs d'intervention.

¹³² Afin de préparer les décisions futures sur le mix énergétique français à moyen et long terme, le Gouvernement a conduit une analyse des conditions techniques et économiques d'une décision de construction de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2. Le rapport répond à la demande de la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 adoptée le 21 avril 2020. Il synthétise les travaux conduits depuis 2019 avec la filière nucléaire, l'ANDRA et les administrations sur les coûts, le calendrier et les conditions de déploiement en France de nouveaux réacteurs nucléaires de technologie EPR2.

¹³³ La mal-adaptation désigne les actions susceptibles in fine d'aggraver le risque de conséquences néfastes associées au climat en ayant un effet négatif directement sur l'aléa ou la vulnérabilité ou bien en contribuant à renforcer le niveau de changement climatique (exemple de mal-adaptation : la climatisation)

Il est également nécessaire de développer ou de maintenir les moyens humains et les compétences nécessaires à la conduite des politiques d'adaptation. La Cour relève ainsi que si l'ASN dispose de spécialistes de l'impact des agressions climatiques sur la sûreté ou de spécialistes en protection de l'environnement, elle ne compte pas en propre d'effectifs affectés à ces questions climatiques et s'appuie sur les compétences de l'IRSN, elles-mêmes assez modestes en volume. La Cour engage à veiller à ce que ces deux acteurs disposent effectivement des compétences et des moyens humains nécessaires à l'anticipation et à la prise en compte concertées des questions liées à l'adaptation du parc nucléaire au changement climatique.

2 - Le choix des futurs sites d'installation conditionné entre autres par les facteurs climatiques

Les questions climatiques sont l'une des données d'entrée concernant le choix d'implantation de nouveaux EPR.

EDF a évalué la possibilité d'implantation de premières paires de réacteurs EPR2 sur les sites nucléaires déjà existants, au terme d'études techniques de préfaisabilité.

Ces études ont ainsi été menées de 2016 à 2018, et ont permis de désigner de premiers sites d'implantation, Penly et Gravelines, puis le Bugey ou Tricastin. Dix critères sont considérés (voir tableau n° 15). Le facteur changement climatique est ainsi pris en compte au travers de ces critères lorsqu'ils y sont sensibles ; par exemple, sur le critère source froide, la disponibilité de la ressource en eau est analysée au regard des projections climatiques. L'adaptation au changement climatique ne fait donc pas l'objet d'une analyse ou d'une étude « systémique » ou structurée¹³⁴, comme évoqué supra, mais chaque critère (cf. tableau 15), qui abrite un facteur sensible au changement climatique, est examiné au regard de ses perspectives d'évolution. EDF rappelle à cet effet que *« les paramètres pris en compte pour étudier la préfaisabilité d'implantation d'une ou de plusieurs tranches de type EPR (i.e. : EPR et EPR2) en France sont nombreux et couvrent des domaines très différents (ex. : sismicité, environnement, ...). Les effets du changement climatique sont intégrés dans ces paramètres au même titre que d'autres, tout aussi importants comme, par exemple, la nature des sols ou l'environnement. Un arbre de décisions basé uniquement sur les paramètres liés au changement climatique ne serait pas pertinent »*.

¹³⁴ « Structurée » signifie ici que l'adaptation au changement climatique et l'ensemble de ses champs d'application ne sont pas décorrélés des autres sujets à impact sur la conception et l'implantation des réacteurs.

Tableau n° 15 : critères des études de pré faisabilité pour l'implantation des EPR et sensibilité au changement climatique

Critères	Sensibilité au changement climatique	Facteurs
Le plan de masse et la constructibilité	Oui	Réhausse des niveaux marins
Le foncier et l'urbanisme	Oui	(Pour les sites de bord de mer / submersion)
La source froide (sûreté et production)	Oui	Disponibilité de la ressource en eau Température de l'eau
Le risque inondation externe	Oui	Submersions, inondations
L'aléa sismique	?	Liens en cours d'étude
Les contraintes liées au sol	Oui	
La sensibilité environnementale des sites	Oui	Environnement aquatique, disponibilité de la ressource Sensibilité thermique du milieu Sensibilité de la biocénose à la thermie
Les impacts environnementaux des rejets	Oui	Débit des fleuves et calculs d'impacts environnemental et sanitaire liés aux rejets chimiques et radioactifs Débit des fleuves et calculs d'échauffement liés aux rejets thermiques
La connexion au réseau haute tension 400 kV	Oui	Dans le cadre d'une approche systémique
La capacité d'injection et la stabilité du réseau	N/A	

Source : Cour des comptes sur la base d'éléments transmis par EDF

S'agissant des projets de réacteurs EPR2 de bord de mer, dont la situation est différente, les futurs réacteurs de Penly seront installés à 11 mètres au-dessus du niveau de la mer, ce qui n'est pas le cas de ceux de Gravelines. Comme indiqué précédemment, EDF prend en compte une prévision qui permet de couvrir l'élévation du niveau marin due au changement climatique à horizon 2100 selon le scénario le plus pessimiste du GIEC. Ces nouveaux réacteurs sont conçus pour résister à des aléas climatiques de niveau décennal et intègrent une marge de + 1 mètre, sans toutefois inclure une marge à la hauteur des effets éventuels d'une accélération possible de la fonte des calottes glaciaires. Il s'agit d'un événement à faible probabilité mais à fort impact, dont le HCC estime qu'il est prudent de tenir compte pour des installations sensibles de long termes, et qui induit dès 2075 une élévation du niveau de la mer de 0,9 à 1,25 mètres, soit plus de deux fois ce qui est projeté à la même date dans le scénario SSP5-8.5¹³⁵.

Pour les huit EPR2 en option dont les sites n'ont pas encore été désignés, EDF a précisé que de nouveaux sites d'implantation ne sont pas envisagés à ce stade et qu'en l'état actuel des connaissances, aucun site en exploitation n'est exclu. Au vu des analyses menées par l'exploitant, il convient d'appeler l'attention sur les conséquences à terme de la thermo-sensibilité de certains sites, pour lesquels le réchauffement climatique devrait accroître les pertes de productible à horizon 2050. Ce risque pourrait être accentué en cas d'effets de cumul des rejets résultant de la prolongation du parc actuel et de la concentration d'EPR2 sur certains fleuves.

La question du choix de la localisation des huit EPR2 en option devra être attentivement examinée lors des études de pré faisabilité (cf. tableau 15). La consolidation du plan de déploiement de ces EPR2, et en particulier les plannings de construction et de mise en service, peuvent en effet difficilement être entérinés en l'absence de ces études.

¹³⁵ cf. courbes SSP5-8.5 Low confidence 83rd percentile et SSP5-8.5 Low confidence 95rd percentile du Graphique 5.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le changement climatique ne faisait pas partie des déterminants qui ont présidé à la conception initiale des centrales actuelles. Les impératifs de sûreté nucléaire ont toutefois conduit à appréhender les phénomènes climatiques et les aléas naturels à travers l'examen des risques d'agressions externes. Les importantes marges retenues pour le dimensionnement de la résistance à ces phénomènes et leurs évolutions successives ont, de fait, permis d'intégrer les évolutions climatiques. À l'occasion des visites décennales, l'ASN a renforcé ses prescriptions et ses référentiels qui ont été mis en œuvre par EDF dans le cadre des démonstrations de sûreté contre les agressions. Ainsi intégrés et régulièrement réévalués, les risques consécutifs au changement climatique seraient donc, selon l'ASN, sans incidence sur le niveau de sûreté du parc nucléaire. EDF a toutefois du mal à évaluer précisément le coût de l'adaptation du parc actuel au changement climatique, qui demeure modeste en termes d'investissements. L'entreprise devra s'employer à identifier et mesurer l'ensemble de ces coûts, en fonctionnement comme en investissement.

À côté des paramètres pris en compte au titre de la sûreté, le parc nucléaire est soumis à des normes environnementales de prélèvements d'eau et de rejets thermiques, propres à chaque site, conçues pour limiter les impacts sur le milieu aquatique en aval et permettre le partage de la ressource en eau pour d'autres usages. Des accords transfrontaliers peuvent, en outre, assujettir certains CNPE à un cadre restrictif. Ces normes, associées à des épisodes de canicule et de sécheresse, de plus en plus fréquents, peuvent contraindre l'exploitation et la disponibilité du parc, notamment pour les sites thermosensibles en bord de fleuves.

Les pertes de production découlant du changement climatique demeurent limitées en moyenne annuelle mais peuvent être ponctuellement importantes. Le risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse est essentiellement concentré sur cinq sites. Depuis quelques années, une nouvelle augmentation significative des arrêts pour causes climatiques a néanmoins été constatée et les études prospectives mettent en évidence une multiplication par trois ou quatre des indisponibilités liées au réchauffement climatique à échéance de 2050 ; des risques de tension accrus sur le réseau et des pertes potentiellement plus significatives sur le plan économique pourraient en résulter.

Cette intensification des contraintes nécessitera pour l'État de mieux apprécier la contrainte hydrique pour les centrales comme pour l'environnement en poursuivant les études sur l'évolution quantitative et qualitative de la ressource en eau et en mettant à jour les fondements scientifiques justifiant les limites réglementaires applicables aux rejets thermiques des réacteurs. EDF devra, pour sa part, renforcer la recherche et la mise en œuvre de systèmes de refroidissement sobres en eau et de systèmes de traitement biocide plus sobres en réactifs chimiques rejetés dans le milieu naturel.

Le changement climatique est pris en compte dans le cadre du nouveau programme nucléaire, et intégré à la conception des EPR2, sans faire l'objet toutefois ni d'une approche qui permettrait un chiffrage précis dans les budgets à venir de la part correspondant à l'adaptation au changement climatique, ni d'une approche systémique commune à l'ensemble des parties prenantes.

S'agissant de la localisation des 8 EPR2 en option, les réponses apportées par l'exploitant n'apparaissent pas suffisantes à ce stade pour assurer et consolider le projet et le calendrier de déploiement de cette tranche optionnelle. Si les critères climatiques ont été pris en compte pour les six EPR2 de la tranche ferme (choix de sites littoraux ou sur le Rhône), ces mêmes critères peuvent d'ores et déjà éclairer les contraintes existantes pour les sites les plus thermosensibles, pour lesquels une implantation semble difficile sans innovations technologiques fortes sur la question du prélèvement, de la consommation et des rejets en eau. À ce stade et au regard des expériences internationales en matière d'innovations sur ces sujets, l'approche de l'exploitant apparaît encore peu opérationnelle.

En conséquence, la Cour formule les recommandations suivantes :

- 1. identifier et mesurer les coûts d'adaptation au changement climatique du parc de production nucléaire, en fonctionnement et en investissement (EDF, 2023).*
 - 2. mesurer et publier les impacts de la contrainte hydrique sur les centrales nucléaires situées en bord de rivière ou d'estuaire et adapter si nécessaire leurs capacités d'entreposage avant rejet des effluents liquides (EDF, MTE, 2023).*
 - 3. consolider et mettre à jour les fondements scientifiques justifiant les limites réglementaires applicables aux rejets thermiques des réacteurs nucléaires (MTE, ASN, 2023).*
 - 4. renforcer la recherche et développement sur les systèmes de refroidissement sobres en eau ainsi que sur des systèmes de traitement biocide plus sobres en réactifs chimiques rejetés dans le milieu naturel (EDF, 2023).*
 - 5. développer une approche commune de l'adaptation au changement climatique pour le nouveau nucléaire, intégrée et déclinée par site (MTE, ASN, IRSN, EDF, 2024).*
 - 6. produire les études de préfaisabilité prenant en compte le changement climatique concernant les huit EPR2 en option (MTE, EDF, 2025).*
-

Liste des abréviations

AEN	Agence pour l'énergie nucléaire
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ASN.....	Autorité de sûreté nucléaire
BRGM.....	Bureau de recherches géologiques et minières
CDF-t.....	(Cumulative Distribution Function – Transform) méthode statistique développée pour générer les fonctions de répartition d'une variable climatique locale en climat futur à partir des fonctions de répartition de cette même variable observée dans le climat de référence et estimée par les simulations climatiques pour la période historique et pour les périodes futures.
CERFACS	Centre européen de recherche et de formation avancée en calculs scientifiques
CEREMA	Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
CNPE	Centre nucléaire de production d'électricité (EDF).
CMIP	Coupled Model Intercomparison Project
Corium.....	Amas de combustibles et d'éléments de structure du cœur d'un réacteur nucléaire fondus et mélangés, pouvant se former en cas d'accident grave
DGALN.....	Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature
DPNT	Direction de la production nucléaire et thermique
DRIAS.....	Portail d'accès aux scénarios climatiques régionalisés français pour l'impact et l'adaptation de nos sociétés et environnements
DUS.....	Diesel d'ultime secours
EAS-ND	Circuit de refroidissement permettant le refroidissement du cœur fondu ainsi que l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte
ECS	Sensibilité climatique à l'équilibre
Effluent radioactif	Gaz ou liquide contenant des substances radioactives, sous-produit d'un processus industriel ou de laboratoire, qui peut être recyclé, traité ou rejeté dans l'environnement après que son activité a été réduite par des dispositifs appropriés avant le rejet ou l'utilisation
Effluents gazeux.....	Les effluents gazeux émis dans une installation nucléaire de base sont collectés puis traités. Ils sont également stockés dans des réservoirs, afin de laisser décroître leur radioactivité qui est mesurée périodiquement. Le contenu de ces réservoirs est ensuite relâché dans l'atmosphère par une cheminée. Les capteurs situés dans cette cheminée mesurent la radioactivité effectivement rejetée dans l'environnement
ENSREG	European Nuclear Safety REGulators Group (groupe à haut niveau de l'Union européenne sur la sûreté nucléaire et la gestion des déchets – anciennement GHN).
EPR	Evolutionary Pressurized Reactor
EPTP	Établissement public territorial de bassin
EURO-CORDEX	Branche européenne de l'initiative CORDEX, créée par le programme mondial de recherche sur le climat (WCRP) pour générer des projections régionales du changement climatique pour toutes les régions terrestres
FARN	Force d'action rapide nucléaire

GCM/RCM	Global Climate Model modèles climatiques globaux / Regional Climate Model modèles climatiques régionaux
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution de Climat
GLOBEC	Modélisation du climat et de son changement global (CERFACS)
HCC	Haut conseil pour le climat
INB	Installations nucléaires de base
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire
LPEC	Loi de programmation énergie climat
MTECT	Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires
ONERC	Observatoire national sur les effets du réchauffement climatique
PBES	Plus basses eaux de sécurité
PNACC	Plan national d'adaptation au changement climatique
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
Radier	Dalle de fondation en béton armé de forte épaisseur servant d'assise stable sous le bâtiment du réacteur.
RCP	<i>Representative Concentration Pathways</i> ou profils représentatifs d'évolution de concentration
RECS	Rapports d'évaluation complémentaire de sûreté
RFS	Règle fondamentale de sûreté
RPC	Règles particulières de conduite
RP4 1300	Quatrièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe
SEU	Source d'eau ultime
SNBC	Stratégie nationale bas carbone
VD3 1300	Troisièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe
VD4 900	Quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe
WCRP	Programme mondial de recherche sur le climat
WENRA	Association des autorités de sûreté européennes (<i>Western European Nuclear Regulators' Association</i>)

Annexes

Annexe n° 1 : courriers.....	90
Annexe n° 2 : liste des personnes rencontrées.....	94
Annexe n° 3 : source de refroidissement des réacteurs nucléaires français : le circuit ouvert ou le circuit fermé	98
Annexe n° 4 : scénarios d'émissions de gaz à effets de serre	99
Annexe n° 5 : présentation générale d'un réacteur à eau pressurisée et de ses besoins principaux en eau	102
Annexe n° 6 : besoin en eau d'une centrale nucléaire.....	104
Annexe n° 7 : les rejets thermiques et les rejets d'effluents liquides (chimiques et radioactifs)	105
Annexe n° 8 : bilan des interactions des sites nucléaires avec le milieu aquatique.....	106
Annexe n° 9 : approche systémique des effets du changement climatique sur la sûreté nucléaire et la radioprotection IRSN.....	107
Annexe n° 10 : les réexamens périodiques de sûreté	108
Annexe n° 11 : illustrations d'aménagements contre le risque d'inondation par submersion marine	110
Annexe n° 12 : principaux dispositifs prévus dans le cadre du déploiement du noyau dur	112
Annexe n° 13 : organisation de la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) d'EDF	114
Annexe n° 14 : bilan des pertes de production	115

Annexe n° 1 : courriers

R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E



Monsieur Pierre MOSCOVICI
Premier président de la Cour des Comptes
13, rue Cambon
75100 PARIS Cedex 01

Paris, le 18 janvier 2022

CLAUDE RAYNAL

Réf : CF_2022_FDT_0016

Monsieur le Premier président, *Cher Pierre,*

PRÉSIDENT
DE LA COMMISSION
DES FINANCES

J'ai l'honneur de vous demander, au nom de la commission des finances du Sénat, la réalisation par la Cour des comptes, en application de l'article 58-2 de la loi organique du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, de quatre enquêtes portant respectivement sur les thèmes suivants :

- les scénarios de financement des collectivités territoriales ;
- l'adaptation du parc de réacteurs nucléaires au changement climatique ;
- l'installation des agriculteurs ;
- la scolarisation des élèves allophones.

Ces enquêtes pourraient être remises de manière échelonnée entre septembre 2022 et mars 2023.

Le champ, les modalités et la date de remise de ces enquêtes pourront, comme les années précédentes, être précisés lors d'échanges entre les rapporteurs spéciaux et les présidents de chambre et magistrats concernés.

Enfin, la commission des finances du Sénat se réserve la possibilité de commander une autre enquête, dont le champ serait défini ultérieurement avec la Cour.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier président, à l'assurance de mes meilleures salutations.

Amicalement,


Claude RAYNAL

Cour des comptes

MCC 02200168 KES
25/01/2022

Le Premier président

Le 25 JAN. 2022

Monsieur le Président, *C. Gu...*

En réponse à votre courrier du 18 janvier dernier concernant la réalisation d'enquêtes en application du 2^e de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, j'ai le plaisir de vous confirmer que la Cour devrait être en mesure de réaliser les travaux que vous avez demandés, conformément au tableau ci-après :

Intitulé	Formation délibérante	Président(e)	Remise
Les scénarios de financement des collectivités territoriales	1 ^{re} chambre	Christian Charpy	Septembre 2022
L'adaptation du parc de réacteurs nucléaires au changement climatique	2 ^{ème} chambre	Annie Podeur	Janvier 2023
L'installation des agriculteurs	2 ^{ème} chambre	Annie Podeur	Mars 2023
La scolarisation des élèves allophones	3 ^{ème} chambre	Louis Gautier	Septembre 2022

Je vous propose que, comme les années précédentes, des échanges entre les rapporteurs spéciaux et les présidents de chambre et magistrats concernés puissent avoir lieu très rapidement, afin de préciser le champ, l'approche et la date de remise de ces enquêtes.

Mme Carine Camby, présidente de chambre, rapporteure générale du comité du rapport public et des programmes, se tient à votre disposition sur l'ensemble de ces sujets.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma haute considération.

P. Moscovici

Pierre Moscovici

Monsieur Claude Raynal
Président de la Commission des
finances
SÉNAT
15, rue de Vaugirard
75006 Paris

Cour des comptes

KCC D2200650 KXX
01/04/2022

Le - 1 AVR. 2022

Le Premier président

Monsieur le Président, *Che Claude*

Par lettre du 18 janvier 2022, vous m'avez saisi du souhait de la commission des finances de confier à la Cour des comptes, dans le cadre du 2^e de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2011 relative aux lois de finances, une enquête sur l'adaptation au changement climatique du parc de réacteurs nucléaires.

Je vous ai confirmé l'accord de la Cour par courrier du 25 janvier 2022.

Mme Annie Podeur, présidente de la deuxième chambre, ainsi que l'équipe chargée de cette enquête, ont rencontré le 14 février dernier Mme Christine Lavarde, vice-présidente de la commission des finances.

À la suite de cet échange, je puis vous confirmer que la Cour examinera les effets prévisibles du changement climatique sur l'exploitation du parc actuel et sur les nouveaux projets de réacteurs électronucléaires.

Le rapport de la Cour analysera ses conséquences sur l'adaptation de la gestion des installations actuelles, et en estimera le cas échéant les surcoûts ou les possibles réductions de capacités de production. S'agissant des projets de nouveaux réacteurs, le rapport appréciera la façon dont le changement climatique est pris en compte par Électricité de France et ses conséquences sur la localisation, les perspectives d'exploitation et la rentabilité de ces projets.

L'enquête s'appuiera, dans la mesure du possible, sur des comparaisons internationales avec les pays les plus pertinents.

Sous la supervision de la présidente de la deuxième chambre et du président de la section Énergie, l'enquête sera réalisée par M. Jean-François Tricaud, conseiller maître, et Mme Rizlane Bibaoui, conseillère référendaire en service extraordinaire. M. Antoine Guérault, conseiller maître, assurera le contre-rapport.

Monsieur Claude RAYNAL
Président de la commission des finances
Sénat
15, rue de Vaugirard
75006 Paris

Il est d'ores et déjà prévu que l'équipe rencontre à nouveau Mme la sénatrice Christine Lavarde au cours de la première quinzaine du mois de juillet pour effectuer un point d'étape. Le rapport vous sera transmis à la fin du mois de janvier 2023.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Président, l'expression de ma haute considération.

Arto,

Pierre Moscovici

Pierre MOSCOVICI

Annexe n° 2 : liste des personnes rencontrées

EDF

Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT)

- M. Cédric LEWANDOWSKI, directeur
- M. Etienne DUTHEIL, directeur de la division production nucléaire
- Mme Cécile LAUGIER, directrice environnement et prospective
- M. Pierre THOMSON, direction gestion finance
- Direction du pôle ADAPT / RSE
- Mme Catherine HALBWACHS, directrice du projet ADAPT
- Mme Aurélie FRIONNET, équipe projet ADAPT
- Mme Tiphaine HAUDUROY, équipe projet ADAPT
- Division de l'Ingénierie du Parc et de l'Environnement (DIPDE)
- M. Thierry BERNARD-COFFRE, coordinateur État-Major – Design Authority

Direction de l'Ingénierie et Projet du Nouveau Nucléaire (DIPNN)

- M. Xavier URSAT, directeur
- M. Hervé CORDIER, chef du Groupe « Doctrine Aggressions »

EDF Hydro – Direction Technique Générale (DTG)

- M. Joël GAILHARD, ingénieur hydrologue

Direction de la R&D

Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement (LNHE)

- M. Vito BACCHI, chef du projet MOÏSE
- Mme Laure PELLET, cheffe de département
- M. Bruno CARLOTTI, ingénieur-chercheur
- M. Frédéric HENDRICKX, ingénieur-chercheur
- M. Clément BUVAT, ingénieur-chercheur
- M. Anthony MAIRE, ingénieur-chercheur
- Mme Céline BOUTELEUX, ingénieure-chercheur

Groupe « Météo, Climat, et Prévisions EnR »

- Mme Valérie MERIGUET, cheffe de groupe « Météo, Climat et Prévisions EnR »
- Mme Sylvie PAREY, ingénieur-chercheur
- M. Paul-Antoine MICHELANGELI, ingénieur-chercheur

CNPE de Nogent

- M. Laurent ARQUIN, directeur technique

DGEC (MTE)

- M. Laurent MICHEL, directeur général de l'énergie et du climat
- M. Guillaume BOUYT, sous-directeur de l'industrie nucléaire
- M. Pierre JANJEVSKI, bureau des politiques publiques et des tutelles
- M. Eric BRUN, secrétaire général de l'ONERC
- Mme Marie GARREGA, adjointe au secrétaire général de l'ONERC

DGPR (MTE)

- M. Cédric BOURILLET, directeur général de la prévention des risques

DGALN/direction de l'eau (MTE)

- Mme Stéphanie DUPUY-LYON, directrice générale du logement, de l'aménagement et de la nature
- Mme Marie-Laure METAYER, adjointe au directeur de l'eau et de la biodiversité
- M. Pierre-Edouard GUILLAIN, adjoint au directeur de l'eau et de biodiversité
- Mme Amélie COANTIC, sous-directrice de l'eau et des ressources minérales
- M. Charles HAZET, adjoint à la sous-direction Préservation et gestion de l'eau et ressources minérales
- Mme Guglielmina OLIVEROS-TORO, adjointe à la sous-direction Préservation et gestion de l'eau et ressources minérales
- Mme Claire-Cécile GARNIER, chef du bureau de la ressource en eau et des milieux aquatiques
- M. Géraud LAVEISSIERE, chef de cabinet du directeur

Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

- M. Bernard DOROSZCZUK, président
- M. Olivier GUPTA, directeur général
- M. Julien COLLET, directeur général adjoint
- M. Rémi CATTEAU, directeur des centrales nucléaires
- M. Cyril BERNABE, direction des centrales nucléaires, responsable environnement
- M. Vincent CLOITRE, directeur de cabinet du directeur général

Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)

- M. Jean-Christophe NIEL, directeur général
- Mme Karine HERVIOU, directrice générale adjointe

- Mme Claire-Marie DULUC, adjointe au chef du service de caractérisation des sites et des aléas naturels
- M. Didier GAY, adjoint au directeur, direction de la stratégie

Réseau de transport d'électricité (RTE)

- M. Xavier PIECHACZYK, président du directoire
- M. Thomas VEYRENC, directeur exécutif pôle stratégie, prospective et évaluation
- M. Olivier HOUVENAGEL, directeur adjoint de l'économie du système électrique
- Mme Pauline LE BERTRE, directrice de cabinet du Président

Haut Conseil pour le Climat

- Mme Valérie MASSON-DELMOTTE
- Mme Magali REGHEZZA-ZIT
- M. Jean-Claude JANCOVICI
- M. Alain GRANDJEAN

Météo France

- Mme Virginie SCHWARZ, présidente-directrice générale
- M. Patrick JOSSE, directeur climatologie et services climatiques

Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

- M. François-Marie BREON, Laboratoire des sciences du climat et de l'environnement (LSCE)
- M. Philippe CHAPELOT,

BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières)

- M. Christophe POINSOT, directeur général délégué et directeur scientifique
- M. Karim BEN SLIMANE, directeur risques et prévention

CEREMA (centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement)

- M. Pascal BERTEAUD, directeur général
- M. Didier SOULAGE, directeur délégué en charge du climat

Compagnie générale du Rhône (CNR)

- M. Julien FRANCAIS, directeur général
- M. Martin ROCHAT, direction valorisation des énergies, responsable équipe prévision
- M. Robin NAULET, direction gestion d'actif et concessions, référent hydrologie

**Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
(DREAL) Auvergne Rhône-Alpes**

- M. Jean-Philippe DENEUVY, directeur régional
- Mme Estelle RONDREUX, adjointe au directeur
- Mme Marie-Hélène GRAVIER, chef de service eau, hydroélectricité, nature
- Mme Nicole CARRIE, cheffe de service, prévention des risques naturels et hydrauliques

Établissement public territorial de bassin (EPTB) Seine Grands Lacs

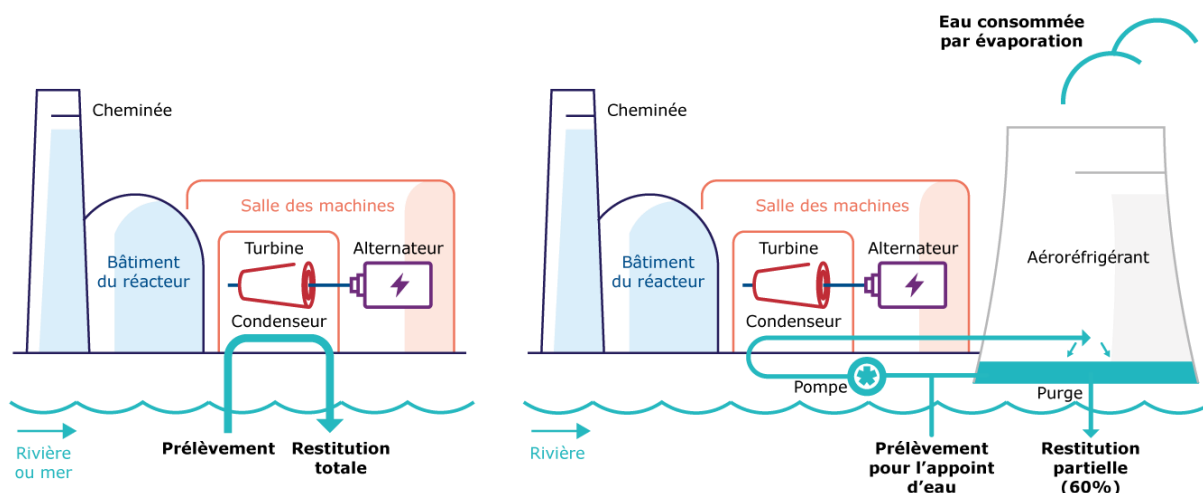
- Mme Elise LAUDE, directrice générale adjointe ressources
- M. Grégoire ISIDORE, directeur de l'hydrologie
- Mme Delphine BIZOUARD, responsable du service hydrologie

Agence pour l'énergie nucléaire (AEN)

- M. Michel BERTHELEMY, économiste de l'énergie

Annexe n° 3 : source de refroidissement des réacteurs nucléaires français : le circuit ouvert ou le circuit fermé

Schéma n° 2 : fonctionnement d'une centrale en cycle ouvert (à gauche) et en cycle fermé avec aéroréfrigérant (à droite)



Source : RTE Futurs énergétiques 2050, d'après EDF

Il existe en France deux types de systèmes de refroidissement pour les réacteurs nucléaires, les réacteurs à circuit ouvert et les réacteurs à circuit fermé.

- Réacteurs fonctionnant en circuit ouvert (14 réacteurs en bord de mer et 12 réacteurs en bord de fleuve)

L'eau froide est pompée dans le fleuve ou dans la mer, vient refroidir le circuit secondaire à travers le condenseur, puis est rejetée dans le fleuve avec une température augmentée. Il y a donc un échauffement de l'eau, mais une consommation nette quasi nulle.

- Réacteurs en circuit fermé (30 réacteurs en bord de fleuve)

L'eau prélevée et réchauffée dans le condenseur circule ensuite dans l'aéroréfrigérant, où elle est refroidie avant d'être rejetée dans le fleuve. Ce processus entraîne une consommation nette d'eau par évaporation de l'ordre de 23 % en 2020 et 24 % en 2021 pour ce type de réacteur¹³⁶, mais le prélèvement initial est bien plus faible que pour une centrale à cycle ouvert. Ce type de fonctionnement permet un échauffement plus faible du cours d'eau par rapport à la température de prélèvement.

¹³⁶ Pour la centrale de Civaux, cette perte par évaporation s'élève à environ 40 % de l'eau prélevée.

Annexe n° 4 : scénarios d'émissions de gaz à effets de serre

Dans les rapports du GIEC successifs, les scénarios de trajectoires de gaz à effet de serre selon les évolutions socio-économiques mondiales qui servent à forcer les modèles climatiques, sont représentés selon des approches et des dénominations qui évoluent.

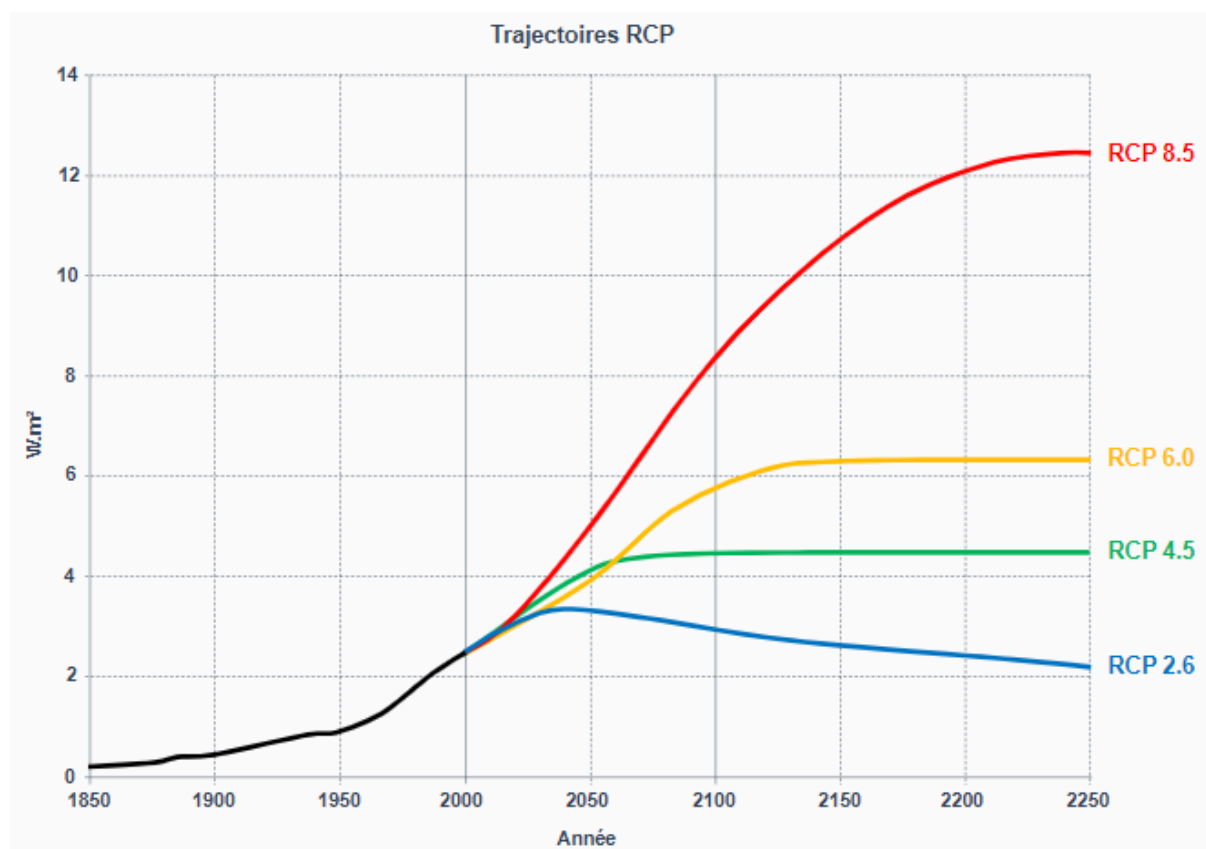
Les trajectoires RCP

Jusqu'au quatrième rapport d'évaluation du GIEC, les projections climatiques étaient fondées sur les scénarios dits SRES (*Special Reports on Emission Scenarios*), proposant plusieurs évolutions socio-économiques (A1, A2, B1, B2, A1B). Avec son cinquième rapport publié en 2014, le GIEC a changé d'approche, en séparant les travaux sur les hypothèses socio-économiques, de ceux sur l'évolution des concentrations de gaz à effet de serre. Ainsi les trajectoires RCP (*Representative Concentration Pathway* ou profils représentatifs d'évolution de concentration) représentent différentes évolutions possibles de la concentration en gaz à effet de serre. Chaque trajectoire peut ensuite être reliée à des hypothèses socio-économiques. L'idée de ce changement d'approche, est de ne pas changer les trajectoires à chaque rapport, du fait de l'évolution des hypothèses socio-économiques, permettant d'avoir ainsi une certaine stabilité dans le temps des trajectoires RCP.

Les trajectoires RCP sont exprimées en forçage radiatif (en Watts par mètre carré), c'est-à-dire la différence entre l'énergie radiative reçue et l'énergie radiative émise par le système climatique (Terre), un forçage radiatif positif correspond donc à du réchauffement. Les trajectoires sont au nombre de quatre pour le cinquième rapport du GIEC, décrivent des profils d'évolution possible, et sont nommées en fonction de l'augmentation du forçage radiatif en 2100 par rapport à l'année 2000 :

- + 2,6 W.m² pour RCP 2.6 ;
- + 4,5 W.m² pour RCP 4.5 ;
- + 6,0 W.m² pour RCP 6.0 ;
- + 8,5 W.m² pour RCP 8.5.

Graphique n° 12 : évolution du forçage radiatif pour les quatre trajectoires RCP



Source : d'après le rapport « Le climat de la France au XXI^e siècle », Volume 4, Scénarios régionalisés : édition 2014 pour la métropole et les régions d'outre-mer, G. Ouzeau, M. Déqué, M. Jouini, S. Planton, R. Vautard, sous la direction de Jean Jouzel.

Les scénarios SSP

Les scénarios SSP (*Shared Socio-economic Pathways*) sont des narratifs qui débutent en 2015, et qui couvrent un large spectre des évolutions futures possibles des facteurs anthropiques, traduits en ensembles d'hypothèses socio-économiques (population, éducation, urbanisation, PIB). Ces narratifs décrivent des évolutions alternatives de la société future en l'absence de changement climatique ou de politique climatique.

Cinq narratifs ont été construits par le GIEC dans le cadre du sixième rapport :

- Les SSP1 et SSP5 envisagent des tendances relativement optimistes pour le développement humain, avec des investissements substantiels dans l'éducation et la santé, une croissance économique rapide et des institutions qui fonctionnent bien. Cependant, le SSP5 suppose une économie à forte intensité énergétique et basée sur les combustibles fossiles, alors que le SSP1 prévoit une évolution croissante vers des pratiques durables.

- Les SSP3 et SSP4 envisagent des tendances de développement plus pessimistes, avec peu d'investissements dans l'éducation ou la santé, une croissance démographique rapide et des inégalités croissantes. Dans le SSP3, les pays donnent la priorité à la sécurité régionale, tandis que dans le SSP4, les grandes inégalités au sein des pays et entre pays dominant, conduisant dans les deux cas à des sociétés qui sont hautement vulnérables au changement climatique.
- Le scénario SSP2 envisage une trajectoire intermédiaire dans laquelle les tendances se poursuivent sans déviations substantielles.

Ces narratifs sont ensuite couplés à une valeur de forçage radiatif (en W/m^2)¹³⁷ atteint en fin de siècle, c'est ainsi que les SSP, qui représentent les évolutions socio-économiques possibles, sont couplés aux RCP qui représentent différentes évolutions possibles de la concentration en gaz à effet de serre et aérosols et en changements d'usage des sols. Le couplage donne lieu aux cinq principaux scénarios utilisés dans le sixième rapport du GIEC :

- SSP3-7.0 et SSP5-8.5 sont des scénarios d'émissions de GES élevées et très élevées, avec des émissions de CO_2 atteignant près du double des niveaux actuels d'ici à 2100 et 2050,
 - SSP2-4.5 est un scénario d'émissions de GES intermédiaires avec des émissions de CO_2 qui restent proches des niveaux actuels jusqu'au milieu du siècle,
 - SSP1-1.9 et SSP1-2.6 sont des scénarios d'émissions très basses et basses de GES, avec des émissions de CO_2 diminuant jusqu'à des émissions nettes égales à zéro vers ou après 2050, suivies de niveaux variables d'émissions nettes négatives de CO_2 .
-

Annexe n° 5 : présentation générale d'un réacteur à eau pressurisée et de ses besoins principaux en eau

Le changement climatique a une influence majeure sur la ressource en eau, élément essentiel pour le fonctionnement des centrales nucléaires, et plus précisément pour les circuits de refroidissement. Un réacteur nucléaire comporte deux parties, une première partie dans laquelle la fission nucléaire produit de la chaleur, l'îlot nucléaire, et une seconde partie où cette chaleur est transformée en courant électrique, l'îlot conventionnel.

Trois circuits d'eau principaux circulent dans les deux îlots précités. Ils ont pour objet d'évacuer la chaleur dégagée du réacteur et de convertir l'énergie thermique en énergie électrique.

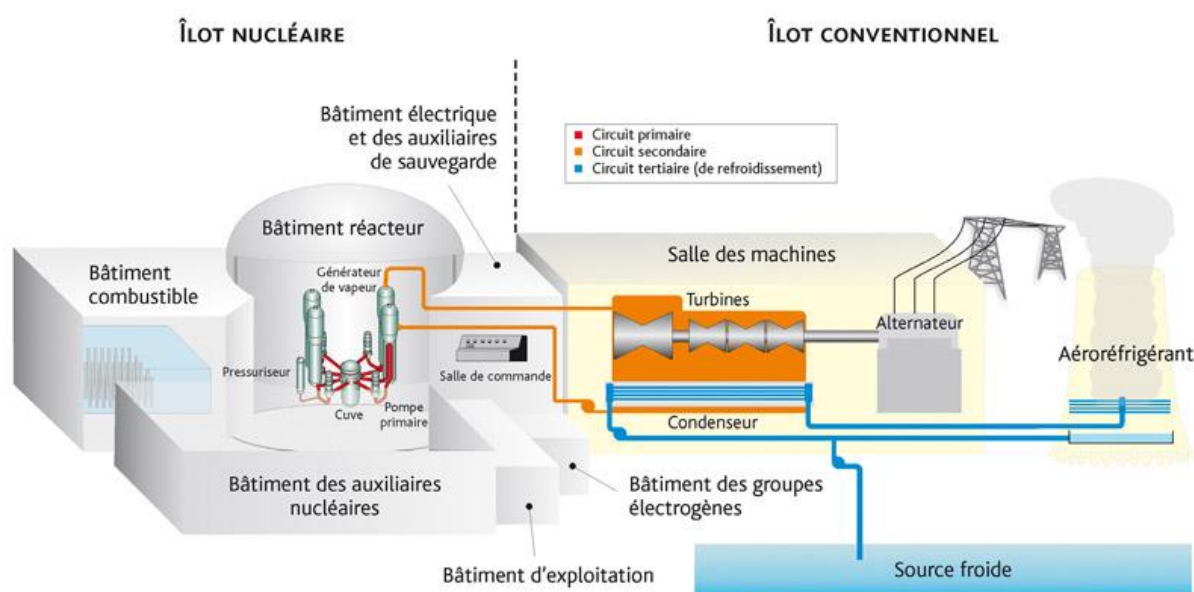
Le circuit primaire est un circuit fermé, il évacue la chaleur dégagée dans le cœur du réacteur grâce à une circulation d'eau sous pression dans des boucles de refroidissement. Le circuit secondaire est également un circuit fermé, il est utilisé pour convertir l'énergie thermique produite par le cœur du réacteur en énergie électrique grâce à des générateurs de vapeur qui font tourner les turbines qui produisent l'électricité. La vapeur est ensuite condensée en eau et retourne dans le circuit. La question du prélèvement et du rejet de l'eau dans son environnement concerne en majeure partie le circuit tertiaire. Ce circuit est en contact direct avec « la source froide »¹³⁸, il prélève l'eau nécessaire pour alimenter en eau froide le condenseur. Il est présent sur toutes les centrales et selon le modèle de réacteur¹³⁹, l'eau peut être ensuite rejetée à la source à une température légèrement plus élevée (réacteur sans aéroréfrigérant¹⁴⁰) ou bien refroidie dans un aéroréfrigérant puis réinjecté dans le circuit de refroidissement (réacteur avec aéroréfrigérant).

¹³⁸ La source froide est la mer ou le cours d'eau dans lequel est prélevé l'eau nécessaire aux circuits de refroidissement.

¹³⁹ Réacteurs en circuit ouvert sans aéroréfrigérants ou en circuit fermé avec aéroréfrigérants.

¹⁴⁰ Les tours aéroréfrigérantes permettent l'échange thermique non plus avec l'eau, comme en circuit ouvert, mais avec l'air de l'atmosphère.

Schéma n° 3 : réacteur à eau sous pression et ses principaux circuits



Source : IRSN

Il existe plusieurs paliers de réacteurs nucléaires en fonction de leur puissance

- 32 réacteurs de près de 900 MWe :

Palier CP0 : quatre réacteurs (tous dans le Bugey). Ce sont les plus anciens réacteurs en service, depuis la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Palier CPY : 28 réacteurs (dans les centrales du Blayais, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Tricastin, Chinon, Cruas-Meysses et Saint-Laurent-des-Eaux).

- 20 réacteurs de près de 1 300 MWe :

Palier P4 : huit réacteurs (dans les centrales de Flamanville, Paluel et Saint-Alban)

Palier P'4 : 12 réacteurs (centrales de Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent-sur-Seine et Penly)

- Quatre réacteurs de près de 1 450 MWe :

Palier N4 : deux réacteurs à Chooz et deux à Civaux.

Annexe n° 6 : besoin en eau d'une centrale nucléaire

L'eau prélevée dans le milieu naturel sert au refroidissement des condenseurs des groupes turbo-alternateurs des centrales et des circuits auxiliaires (circuit de protection contre l'incendie, échangeurs de chaleur assurant le refroidissement du réacteur à l'arrêt...). Les quantités prélevées sont fonction du type de circuit de refroidissement : ouvert ou fermé.

En circuit ouvert, l'énergie thermique extraite au condenseur est intégralement transférée au milieu aquatique (mer ou cours d'eau). En circuit fermé, la chaleur est au contraire quasiment totalement cédée à l'atmosphère via les aéroréfrigérants.

L'eau prélevée par les 18 centrales nucléaires françaises est restituée à 98,5 % au milieu, à proximité du point de prélèvement (100 % pour les centrales de bord de mer, 96 % pour les centrales en bord de rivière).

Tableau n° 16 : ordre de grandeur des débits d'eau prélevés par réacteur – circuit ouvert

Types de sites et palier de puissance	Débit d'eau prélevée par réacteurs
Sites fluviaux	
Palier 900 MWe (6 réacteurs)	45 m ³ /s
Palier 1300 MWe (2 réacteurs)	57 m ³ /s
Sites marins + estuaires	
Palier 900 MWe (10 réacteurs)	38-40 m ³ /s
Palier 1300 MWe (8 réacteurs)	45 m ³ /s
EPR 1650 MWe (1 réacteur)	61 m ³ /s

Source : EDF

Note : Le débit d'eau nécessaire au refroidissement des centrales en circuit ouvert dépend de la puissance thermique à évacuer et de la contrainte fixée en matière d'échauffement. L'échauffement de l'eau et le débit prélevé sont donc directement liés.

Tableau n° 17 : ordre de grandeur des débits d'eau prélevés et évaporés par réacteur – circuit fermé

Palier de puissance	Débits d'eau prélevés et évaporés par réacteurs
Palier 900 MWe (16 réacteurs)	2 m ³ /s dont 0.67 m ³ /s évaporé
Palier 1300 MWe (10 réacteurs)	2 m ³ /s dont 0.75 m ³ /s évaporé
Palier 1450 MWe (4 réacteurs)	2 m ³ /s dont 0.85 m ³ /s évaporé

Source : EDF

Note : L'eau prélevée sert donc à compenser la quantité d'eau évaporée dans l'aéroréfrigérant et la purge du circuit.

Annexe n° 7 : les rejets thermiques et les rejets d'effluents liquides (chimiques et radioactifs)

Les rejets thermiques

Dans une centrale, l'énergie thermique extraite du réacteur est convertie en énergie électrique, suivant un rendement de l'ordre de 30 %. L'énergie qui n'est pas transformée en puissance électrique via la turbine est évacuée en puissance thermique par l'eau du circuit de refroidissement du condenseur. Dans un circuit de refroidissement ouvert, l'énergie non transformée en électricité est cédée en totalité au milieu aquatique (fleuve ou mer). L'eau du circuit de refroidissement est échauffée de 10°C à 15°C avant son rejet dans le milieu. La dilution du rejet varie suivant le milieu récepteur (mer, fleuve) et la configuration hydraulique spécifique à chaque site. En circuit fermé, 95 % de l'énergie non transformée en électricité est transférée à l'atmosphère par l'intermédiaire des tours aéroréfrigérantes où elle se dissipe par évaporation (principalement) et par convection. Environ 5 % seulement de l'énergie restante sont transférés dans le cours d'eau (via les purges de déconcentration des bassins froids des aéroréfrigérants).

Ainsi, la puissance rejetée dans le milieu aquatique représente le double de la puissance électrique pour les circuits ouverts et 3 % en moyenne de la puissance électrique pour les circuits fermés (valeur qui varie avec les conditions météo, les aéroréfrigérants étant plus efficaces en été qu'en hiver – les thermies rejetées sont quatre à six fois plus importantes en hiver qu'en été par exemple). Au final, les échauffements apportés au milieu aquatique varient suivant la conception du circuit de refroidissement et la capacité de dilution du milieu récepteur (notamment le débit du cours d'eau). En ordre de grandeur, sur les cours d'eau, l'échauffement entre l'aval et l'amont est de quelques degrés pour les centrales refroidies en circuit ouvert et de quelques dixièmes de degré dans le cas des centrales équipées d'aéroréfrigérants. Quel que soit le mode de refroidissement, l'échauffement du milieu aquatique qui en résulte est limité par les prescriptions réglementaires de rejets propres à chaque site.

Les rejets d'effluents liquides (chimiques ou radioactifs)

Le fonctionnement d'une centrale nucléaire nécessite l'utilisation de substances chimiques, ce qui donne lieu à des rejets d'effluents chimiques par voie liquide dans l'environnement (et dans une moindre mesure, à des rejets par voie atmosphérique). Ces rejets chimiques sont liés principalement à l'usure des condenseurs, au conditionnement des circuits primaire et secondaire, aux traitements biocides et antitartre nécessaires au conditionnement du circuit de refroidissement, ainsi qu'aux rejets de la station de déminéralisation et, dans une moindre mesure, aux rejets des stations d'épuration des sites (STEP). Par ailleurs, le réacteur nucléaire est le siège de la formation de produits radioactifs (produits de fission, produits d'activation, actinides), dont une infime partie se retrouve dans les effluents liquides rejetés dans l'environnement. Les rejets liquides sont également réglementés suivant des limites propres à chaque site et varient avec les types de conditionnement retenus pour chaque installation.

Annexe n° 8 : bilan des interactions des sites nucléaires avec le milieu aquatique

Le tableau ci-après fait une synthèse des interactions des installations avec le milieu aquatique et de leur sensibilité aux conditions hydro-climatiques.

Tableau n° 18 : bilan des interactions des sites nucléaires avec le milieu aquatique

Interactions avec le milieu aquatique					
Type de CNPE	Prélèvements - consommation d'eau	Rejets thermiques	Rejets liquides chimiques - radioactifs	Microbiologie	Autres risques
Bord de rivière – circuit fermé (tours aéro)	Sensibilité liée au débit du cours d'eau en étiage = site à risque étiage	Sensibilité liée aux températures élevées de l'eau (canicule) = site thermosensible	Contrainte de gestion des effluents liée au débit du cours d'eau en étiage (ou en crue) = site à risque étiage ou crue	Sensibilité liée aux températures élevées (air et eau) et aux étiages (pour amibes) = site à risque amibes / légionnelles	Colmatage Entartrage
Bord de rivière – circuit ouvert	<i>Pas de sensibilités spécifiques (sauf Bugey**)</i>	Sensibilités liées à la combinaison des T°eau élevées et/ou débit du cours d'eau en étiage = site thermosensible	Contrainte plus faible de gestion des effluents liée au débit du cours d'eau en étiage ou en crue	Risque de développement de pathogènes dans le milieu (cyanobactéries), sans moyen de maîtrise.	Colmatage Entartrage
Bord de mer – circuit ouvert	<i>Pas de sensibilités spécifiques</i>	Sensibilité liée T°eau élevée à la prise (pour le moment plus faible qu'en rivière, principalement Blayais*)	<i>Pas de sensibilités spécifiques</i>	Risque de développement de pathogènes dans le milieu (vibrions), sans moyen de maîtrise.	Colmatage Macrofouling

Source : EDF

(*) A noter qu'en juillet 2019, le site de Gravelines a pour la première fois atteint sa limite de T°rejet, ce qui a contraint le CNPE à baisser quelques heures une tranche pour respecter cette limite.

(**) seul le CNPE de Bugey, de par la conception historique de sa prise d'eau, doit disposer d'un débit minimum en amont afin de pouvoir fonctionner à pleine puissance en toute sûreté.

Annexe n° 9 : approche systémique des effets du changement climatique sur la sûreté nucléaire et la radioprotection IRSN



Source : IRSN

Annexe n° 10 : les réexamens périodiques de sûreté

Le principe des réexamens périodiques des installations nucléaires de bases (INB), tous les 10 ans, a été acté par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire du 13 juin 2006¹⁴¹, transposée en 2013 dans le code de l'environnement. Conformément aux textes réglementaires, l'exploitant d'une installation nucléaire de base doit procéder périodiquement au réexamen des risques¹⁴² que présente son installation en prenant notamment en compte le retour d'expérience acquis de manière générale (dans l'installation concernée par le réexamen mais aussi dans d'autres installations équivalentes) et les meilleures pratiques applicables les plus récentes. Ce réexamen doit permettre d'apprécier le niveau de sûreté de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables au moment du réexamen, et prend également en compte les modifications prévisibles de l'installation pour les années à venir.

Du fait de la standardisation du parc nucléaire en exploitation d'EDF (organisé par paliers), le processus de réexamen pour les réacteurs nucléaires se fait en deux grandes phases : une première phase dite « générique », traitant des aspects communs à tous les réacteurs du palier, et une seconde phase propre à chaque réacteur.

1. Phase générique du réexamen

Durant la phase générique, l'exploitant présente tout d'abord les grandes orientations de son programme de révision sur l'ensemble des réacteurs concernés et justifie le niveau d'analyse qu'il envisage pour chacun des aspects de la démonstration de sûreté. En tant que premier responsable de la sûreté de ses installations, c'est en effet à lui de prendre l'initiative des études à mener pour le réexamen.

L'examen de conformité

Il consiste à comparer l'état réel de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation applicables, comprenant notamment son décret d'autorisation de création et les prescriptions de l'ASN. Cet examen décennal de conformité ne dispense pas l'exploitant de son obligation de garantir en permanence la conformité de ses installations. Celle-ci est régulièrement contrôlée par l'ASN par l'intermédiaire des nombreuses inspections qu'elle diligente sur les sites.

La réévaluation de sûreté

Elle vise à apprécier la sûreté de l'installation et à l'améliorer au regard :

- des réglementations françaises, des objectifs et des pratiques de sûreté les plus récents, en France et à l'étranger ;
- du retour d'expérience d'exploitation de l'installation ;
- du retour d'expérience d'autres installations nucléaires en France et à l'étranger ;
- des enseignements tirés des autres installations ou équipements à risque.

¹⁴¹ Article 29 de la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite « loi TSN »).

¹⁴² Il s'agit des risques pour la sûreté, la radioprotection ainsi que des risques conventionnels.

L'ASN se prononce, après consultation éventuelle du groupe permanent d'experts pour la sûreté des réacteurs nucléaires (GPR), sur la liste des thèmes choisis pour faire l'objet d'études de réévaluation de sûreté, et les objectifs associés, lors de la phase dite d'orientation du réexamen périodique. L'IRSN instruit ce dossier d'orientation à la demande de l'ASN.

À l'issue de son expertise, l'IRSN présente la synthèse de son analyse au groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR). Celui-ci donne un avis à l'ASN, qui prend alors position et se prononce sur les objectifs généraux retenus pour le réexamen et notamment sur les thèmes devant faire l'objet d'un examen approfondi.

Sur chacun des thèmes retenus, EDF réalise des études génériques thématiques qui sont soumises à l'expertise de l'IRSN en vue d'un positionnement de l'ASN sur les conclusions des études génériques et les améliorations de sûreté qui en découlent. Pendant cette phase, l'IRSN examine l'atteinte des objectifs du réexamen en fonction des modifications prévues par EDF, vérifie l'absence de régression pour la sûreté qui pourrait être induite par les modifications prévues, et s'assure que les démonstrations de sûreté fournies par EDF sont pertinentes et suffisantes. Des modifications supplémentaires par rapport à celles prévues par EDF peuvent découler de cette phase.

2. Déploiement des améliorations issues du réexamen sur chaque réacteur

La deuxième phase du réexamen de sûreté concerne chacun des réacteurs. L'exploitant réalise les vérifications et contrôles permettant de statuer sur la conformité du réacteur au référentiel de sûreté et à la réglementation et met en œuvre l'ensemble des modifications actées. À l'issue des études réalisées par EDF sur chacun des thèmes retenus, des modifications permettant des améliorations de sûreté sont définies.

Les travaux sont réalisés la plupart du temps durant la « visite décennale », qui est un arrêt de réacteur particulier imposé par la réglementation tous les 10 ans afin de permettre la réalisation de tests et d'essais techniques spécifiques sur certains équipements, dont l'épreuve hydraulique du circuit primaire et l'épreuve d'étanchéité de l'enceinte de confinement. Pour déterminer le calendrier des visites décennales, EDF doit tenir compte des échéances de réalisation des épreuves hydrauliques fixées par la réglementation des équipements sous pression nucléaires et de la périodicité décennale des réexamens périodiques. L'ASN vérifie que les modifications permettent d'atteindre les objectifs du réexamen.

À l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de conclusions du réexamen (RCR) périodique. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité réglementaire de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux écarts constatés ou à améliorer la sûreté de l'installation. Le rapport de réexamen est composé des éléments prévus à l'article 24 du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié. L'ASN communique au ministre en charge de la sûreté nucléaire son analyse du rapport et peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires.

Annexe n° 11 : illustrations d'aménagements contre le risque d'inondation par submersion marine

Vues des digues de la centrale du Blayais

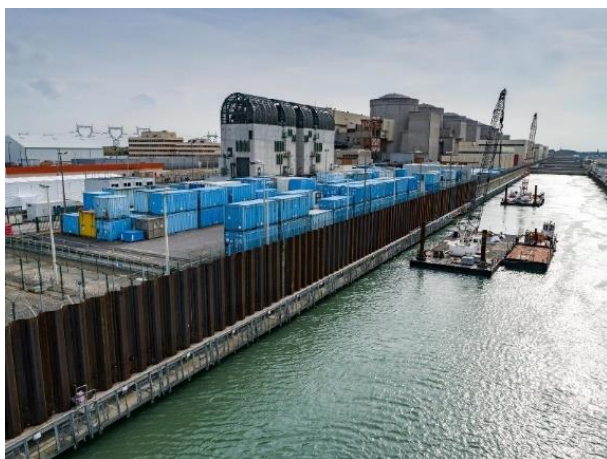


Source : © EDF 2009 – Didier Marc

Vues de la digue de la centrale de Gravelines



Source : © EDF 2014 – Jean-Louis Burnod



Source : EDF

Annexe n° 12 : principaux dispositifs prévus dans le cadre du déploiement du noyau dur

Le noyau dur est un ensemble de moyens matériels, complétés par des moyens organisationnels, visant à éviter des rejets radioactifs massifs et des effets durables dans l'environnement en cas de survenue de situations extrêmes issues du retour d'expérience de l'accident de Fukushima (perte de l'ensemble des sources électriques et/ou de la source froide sur un site) potentiellement consécutives à une agression naturelle externe (séisme, inondation, tornade) qui serait très au-delà des référentiels en vigueur.

Pour ces situations, le noyau dur déployé par EDF permet de prévenir la fusion du réacteur en permettant l'évacuation de la puissance résiduelle par les circuits secondaires, ainsi que de prévenir toute dégradation du combustible entreposé en piscine, y compris en cours de manutention. En cas de situation qui évoluerait vers la fusion du réacteur (situation dite « accident grave »), le noyau dur permet d'en limiter les conséquences en assurant l'évacuation de la puissance résiduelle sans nécessiter l'ouverture de l'évent filtré de l'enceinte et en stabilisant et refroidissant le corium¹⁴³ sur le radier¹⁴⁴ du bâtiment réacteur en cas de percée de la cuve.

La figure suivante présente les principales dispositions du noyau dur.



Source : EDF

¹⁴³ Amas de combustibles et d'éléments de structure du cœur d'un réacteur nucléaire fondus et mélangés, pouvant se former en cas d'accident grave.

¹⁴⁴ Dalle de fondation en béton armé de forte épaisseur servant d'assise stable sous le bâtiment du réacteur.

Force d'action rapide du nucléaire (FARN) : équipes en charge d'acheminer les moyens matériels et humains pour appuyer les équipes de la centrale dans la gestion d'une situation d'urgence.

Diesels d'ultime secours (DUS) : une alimentation électrique supplémentaire pour chaque réacteur, en cas de perte de l'ensemble des sources électriques.

Source d'eau diversifiée: permettant le refroidissement des réacteurs (via le système de refroidissement secondaire) et des piscines d'entreposage (« réalisée »).

Disposition de diversification du refroidissement de la piscine combustible (PTR-bis).

EAS-ND : circuit de refroidissement permettant le refroidissement du cœur fondu ainsi que l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte.

Source froide diversifiée mobile : circuit de refroidissement pour les dispositions EAS-ND ou PTR-bis, acheminé par la FARN.

Stabilisation du corium : dispositif en fond de réacteur pour conserver le cœur fondu sur le radier dans le bâtiment.

Refroidissement secondaire du noyau dur : alimentation de secours de générateurs de vapeur permettant l'évacuation de la puissance hors de l'enceinte.

Centre de crise local (CCL) : bâtiment permettant la gestion d'une situation d'urgence dans la durée, avec une accessibilité, une autonomie et une habitabilité suffisante en cas de crise.

Les principales dispositions « noyau dur » (ND) sont reprises ci-après par grandes thématiques de sûreté.



Source : EDF

Annexe n° 13 : organisation de la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) d'EDF

En complément des modifications du « noyau dur » réalisées sur les sites, EDF a mis en œuvre la force d'action rapide nucléaire (FARN), qui dispose des moyens pour pouvoir intervenir après une agression naturelle (ou une combinaison d'agressions naturelles).

La FARN a été créée pour renforcer la capacité de l'organisation de crise à faire face à des situations imprévues, au-delà du dimensionnement, en amenant de l'extérieur du CNPE une aide matérielle et humaine. Opérationnelle depuis janvier 2016 avec 250 équipiers formés et équipés, la FARN est répartie en quatre services régionaux implantés sur les CNPE de Bugey, Civaux, Dampierre et Paluel et d'un état-major à Saint Denis (93). La FARN dispose également d'une base nationale de réserve de matériels à Saint-Leu-d'Esserent (60).

La FARN est en capacité d'accéder à un site en moins de 12 heures et est complètement opérationnelle en 24 heures. Elle est autonome pendant 72 heures pour s'insérer dans une région en difficulté et met en œuvre des moyens de réalimentation en air, en eau et en électricité pour assurer si nécessaire un moyen ultime de refroidissement. Ces moyens humains et matériels participent à la résilience de l'exploitant face à des phénomènes d'agressions naturelles.

Chaque service régional est constitué de cinq détachements d'intervention, appelés « colonnes », composés de 14 équipiers. Une colonne est d'astreinte chaque semaine dans chacun des services régionaux. Au sein de l'état-major de la FARN, une équipe de reconnaissance et de commandement de trois personnes est également d'astreinte chaque semaine. La majorité des équipiers des services régionaux poursuivent leur activité à hauteur de 50 % de leur temps de travail dans leur métier d'origine, l'autre moitié de leur temps étant consacrée aux activités FARN (formation, entraînements, exercices et astreinte).

La FARN est organisée pour travailler en totale autonomie pendant 72 heures. Elle constitue pour EDF un renfort à la disposition de l'organisation nationale de crise. Ce renfort prend la forme de quatre colonnes FARN, de l'équipe de reconnaissance et de moyens techniques nationaux spécifiques (pompes à gros débit, centrales électriques, plateformes flottantes...). Chaque service régional, équipé à l'identique, est en mesure de prendre en charge le soutien d'une paire de tranches.

La FARN débute sa mission 12 heures après sa mobilisation et est complètement opérationnelle 24 heures après sa mobilisation. Un service régional pouvant être empêché ou retardé dans son déplacement, les trois autres services respectent les chronogrammes de la FARN. En cas d'intervention en appui du dispositif local de crise d'un CNPE, le chef du dispositif FARN déployé est placé sous l'autorité du directeur local de crise ou de son délégué opérationnel qui conserve la responsabilité d'exploitant nucléaire. Le poste de commandement opérationnel de la FARN est installé sur une base arrière, éloignée de 20 à 30 km du CNPE.

Les méthodes d'intervention de la FARN mettent l'accent sur la capacité d'adaptation des équipes à diverses conditions d'intervention : en milieu contaminé, en présence d'un risque chimique, en situation d'inondation. Il est ainsi impératif de privilégier la polyvalence des méthodes, des matériels et des organisations. Le choix des matériels prend en compte le retour d'expérience des utilisateurs aguerris aux conditions d'intervention en milieu déstructuré (pompiers, sécurité civile, militaires). Ce choix permet de garantir l'interopérabilité avec les moyens des SDIS (services départementaux d'incendie et de secours) et de la sécurité civile. En effet, en situation de crise justifiant l'intervention de la FARN, ces unités pourront être rapidement mobilisées également.

Le personnel de la FARN suit un cursus de formation spécifique. L'acquisition des compétences initiales est validée à l'occasion d'une mise en situation à l'échelle de l'équipe.

Le coût depuis sa création (2013) est de 82 M€ (dont 23 M€ d'investissements).

Annexe n° 14 : bilan des pertes de production

Tableau n° 19 : pertes de production (en MWh) par année entre 2000 et le 31/08/2022 attribuées au respect de la réglementation concernant la température et les débits des fleuves

Année	Pertes liées au respect de la réglementation concernant la température (MWh)	Pertes liées au respect des valeurs limites réglementaires relatives aux échauffements (MWh)	Pertes liées au respect des limites réglementaires relatives aux températures en condition exceptionnelle (MWh)	Total des pertes attribuées aux températures élevées (MWh)	Pertes liées aux contraintes de débit (MWh)
2000	1 075 855			1 075 855	
2001	219 948	27		219 975	
2002	64 692	6 597		71 289	
2003	5 401 810	2 944		5 404 754	913 501
2004	931 802			931 802	
2005	2 689 500	722		2 690 221	
2006	2 139 515			2 139 515	
2007	2 915			2 915	
2008	80 919			80 919	
2009	82 367	3 961		86 329	
2010	126 401			126 401	
2011	449 084	26 945		476 029	267 699
2012	177 191			177 191	
2013	170 113			170 113	
2014	79 173			79 173	
2015	665 068			665 068	
2016	13 850	39 960		53 810	
2017	47 890	595 913		643 803	
2018	1 330 527	646 735		1 977 262	757 129
2019	628 548			628 548	819 744
2020	209 295	6 340		215 635	2 886 100
2021		4 950		4 950	
2022	251 913		249 438	501 351	

Source : EDF

**Tableau n° 20 : pertes de production (en MWh) par site entre 2000
et le 31/08/2022 attribuées au respect de la réglementation concernant
la température et les débits des fleuves**

Site	Pertes liées au respect de la réglementation concernant la température (MWh)	Pertes liées au respect des valeurs limites réglementaires relatives aux échauffements (MWh)	Pertes liées au respect des limites réglementaires relatives aux températures en condition exceptionnelle (MWh)	Total des pertes attribuées aux températures élevées (MWh)	Pertes liées aux contraintes de débit (MWh)
BELLEVILLE	151			151	
BLAYAIS	2 135 454			2 135 454	
BUGEY	4 388 522	5 672		4 394 193	
CATTENOM				0	
CHINON	32 565			32 565	
CHOOZ				0	5 644 172
CIVAUX		27		27	
CRUAS	8 573			8 573	
DAMPIERRE	112 774			112 774	
FESSENHEIM	185 807	108 071		293 878	
FLAMANVILLE		9 541		9 541	
GOLFECH	1 866 362		249 438	2 115 800	
GRAVELINES	492			492	
NOGENT				0	
PALUEL				0	
PENLY				0	
ST-ALBAN	4 083 949	963 018		5 046 968	
SAINT LAURENT				0	
TRICASTIN	4 023 729	248 765		4 272 494	

Source : EDF