

4^{ÈMES} VISITES DÉCENNALES DES RÉACTEURS DU PALIER 900 MWe

Rapport annuel
sur la mise
en œuvre
des prescriptions
du 4^{ème} réexamen
périodique des réacteurs
900 MWe

2024



Référence : D455625058397

Réponse annuelle à l'Article 3 de la décision n° 2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021 complétée de la décision n°2023-DC-0774 du 19 décembre 2023

Résumé : La présente note est établie en réponse à l'article 3 de la décision ASN RP4 900 n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021. Elle présente le bilan des réponses d'EDF apportées aux prescriptions techniques dont l'échéance était comprise entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2024, ainsi que les enseignements résultant de la mise en œuvre des dispositions du réexamen sur la période précitée. L'analyse développée dans le présent rapport n'identifie aucune alerte concernant un risque de non-respect des futures échéances de prescriptions.

1	CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE	4
1.1	OBJECTIFS DÉFINIS PAR EDF POUR LE 4 ^{EME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DU PALIER 900 MWE (4 ^{EME} RP 900)	6
1.2	LA PHASE GÉNÉRIQUE DU 4 ^{EME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DU PALIER 900 MWE (4 ^{EME} RP 900)	7
2	BILAN ET ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA MISE EN ŒUVRE SUR SITE EN 2024 DES DISPOSITIONS ISSUES DU 4^{EME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE	10
2.1.	BILAN DES DISPOSITIONS MISES EN ŒUVRE SUR SITE EN 2024	11
2.2.	ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA VÉRIFICATION DE LA CONFORMITÉ	11
2.3.	ENSEIGNEMENTS TIRÉS DES ESSAIS DU 4 ^{EME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DU PALIER 900 MWE	12
2.3.1.	ÉPREUVE HYDRAULIQUE DU CIRCUIT PRIMAIRE PRINCIPAL	12
2.3.2.	ÉPREUVE DE L'ENCEINTE DE CONFINEMENT	12
2.4.	ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA MISE EN ŒUVRE DES MODIFICATIONS DES INSTALLATIONS EN 2024	13
2.4.1.	ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA RÉALISATION DE LA MODIFICATION « STABILISATION DU CORIUM » SUR LES RÉACTEURS DU BUGEY	13
2.4.2.	DIFFICULTÉS TECHNIQUES DE RÉALISATION	14
2.4.3.	BÉNÉFICES DE LA STANDARDISATION	14
2.4.4.	EFFICIENCE DES PARTENAIRES INDUSTRIELS	15
2.5.	ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA MISE EN ŒUVRE DES MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES, DES ESSAIS ET ÉTUDES EN 2024	15
2.5.1.	CONSÉQUENCES DU DÉ-LOTISSEMENT	16
2.5.2.	ACCOMPAGNEMENT ET APPROPRIATION PAR L'EXPLOITANT	16
3	PROGRAMMATION DES PRESCRIPTIONS RESTANT À EFFECTUER	17
4	CAPACITÉ INDUSTRIELLE À RÉALISER LES PRESCRIPTIONS DANS LES DÉLAIS	19
4.1.	CAPACITÉ INDUSTRIELLE INTERNE	20
4.1.1.	MÉTHODE : ENQUÊTE ANNUELLE DES BESOINS D'INGÉNIERIE	20
4.1.2.	RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE DES BESOINS D'INGÉNIERIE	20
4.1.3.	ACCOMPAGNEMENT DES CNPE	21
4.2.	CAPACITÉ INDUSTRIELLE EXTERNE	22
4.2.1.	DÉMARCHES MISES EN ŒUVRE AU NIVEAU NATIONAL POUR GARANTIR LA CAPACITÉ DE LA FILIÈRE À RÉALISER LE PROGRAMME INDUSTRIEL	23
4.2.2.	DÉMARCHES MISES EN ŒUVRE AU NIVEAU LOCAL POUR GARANTIR LA CAPACITÉ DE LA FILIÈRE À RÉALISER LE PROGRAMME INDUSTRIEL	26
5	RISQUE DE NON-RESPECT D'ÉCHÉANCES DE PRESCRIPTIONS ET PARADES MISES EN ŒUVRE	27
5.1.	PRÉSENTATION DE L'ORGANISATION DÉFINIE PAR EDF ET APPLICATION AU PROJET VD4-900	28
5.2.	PRÉSENTATION DU RISQUE DE NON-RESPECT D'UNE ÉCHÉANCE DE PRESCRIPTION	28
6	CONCLUSION	33
	ANNEXES	35
	ANNEXE 1 - TABLEAU DES PRESCRIPTIONS RÉALISÉES EN 2024	35
	ANNEXE 2 - TABLEAU DE LA PROGRAMMATION DES PRESCRIPTIONS RESTANT A RÉALISER	41

Table des abréviations

AIP	Activité importante pour la protection des intérêts
API	Arrêt à froid Pour Intervention
APR	Arrêt à froid Pour Rechargement
ASG	Système d'alimentation de secours de générateurs de vapeur
ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire (intégrée à l'ASN à partir du 1 ^{er} janvier 2025)
ASNR	Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection
CEPP	Circuit d'Étanchéité des Pompes Primaires
CNPE	Centre Nucléaire de Production d'Électricité, aussi nommé « site » dans ce document
CPP	Circuit Primaire Principal
CP1	Regroupe les Contrats de Programme n°1 des tranches nucléaires 900MW regroupant les réacteurs du Blayais, de Dampierre, de Gravelines et de Tricastin
CP2	Regroupe les Contrats de Programme n°2 des tranches nucléaires 900MW regroupant les réacteurs de Chinon B, de Cruas et de Saint Laurent des eaux B
CPY	Regroupe les Contrats de Programme n°1 et 2 des tranches nucléaires 900MW
CSP	Circuit Secondaire Principal
DIPDE	Division de l'Ingénierie du Parc et De l'Environnement
DOR	Dossier d'Orientations du Réexamen
DPNT	Direction du Parc Nucléaire et Thermique
EASu	Système d'Aspersion de Secours dans l'enceinte du bâtiment réacteur ultime
EAS-ND	Système d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte du « Noyau Dur »
ECOT	Examen de Conformité des Tranches
EDF	Electricité De France
EIPS	Élément Important pour la Protection des intérêts et concernant la Sûreté nucléaire
ESPN	Équipements Sous Pression Nucléaires
FARN	Force d'Action Rapide du Nucléaire
FDA	Fiche Descriptive d'Activité
GPE	Groupes Permanents d'Experts
HCTISN	Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire
HEFAIS	Haute école de formation de soudage
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (intégré à l'ASN à partir du 1 ^{er} janvier 2025)
INB	Installation Nucléaire de Base
NRO	Note de Réponse aux Objectifs
PACA	Provence-Alpes-Côte-d'Azur
PBMP	Programme de Base de Maintenance Préventive
PIJ ND	Pompe d'Injection aux Joints des Groupes MotoPompes Primaires « Noyau Dur »
PTR	Système de Traitement et Refroidissement d'eau des Piscines
R&D	Recherche et Développement
REX	Retour d'Expérience
RGE	Règles Générales d'Exploitation
RGV	Remplacement de Générateur de Vapeur
RIC	Instrumentation Interne du Cœur
RCCP	Remplacement de Coude du Circuit Primaire
RCR	Rapport de Conclusions du Réexamen, extrait de l'article L.593-19 du code de l'environnement : « L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire et au ministre chargé de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de l'examen prévu à l'article L. 593-18 et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1. »
RP	Réexamen Périodique
UNIE	Unité d'Ingénierie d'Exploitation
TEM	Tranche en Marche
TTS	Tranche Tête de Série, c'est-à-dire le réacteur intégrant la première réalisation de l'évolution et permettant d'en tirer un retour d'expérience d'intégration fondant la décision de généralisation de l'évolution



1

Contexte et objet de la note

1 Contexte et objet de la note

En France, la création des réacteurs électronucléaires est autorisée par décret, sans limitation de durée de fonctionnement. L'article L.593-18 du code de l'environnement exige que chaque installation nucléaire de base fasse l'objet d'un réexamen périodique tous les 10 ans dont les objectifs sont :

- › D'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables. C'est la partie « vérification de la conformité et maîtrise du vieillissement » du réexamen ;
- › D'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés par le code de l'environnement que sont : la sécurité, la santé et la salubrité publiques ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. C'est la partie « réévaluation » du réexamen qui vise à améliorer la protection de ces intérêts.
Les risques sont générés par le fonctionnement incidentel ou accidentel des installations et peuvent conduire à des conséquences radiologiques (rejet de produits radioactifs) ou à des conséquences non radiologiques (effets thermiques, effets toxiques, effets de surpression...). Les inconvénients sont générés par le fonctionnement normal ou en mode dégradé des installations (prélèvements d'eau et rejets, bruit, vibrations...). Cette démarche de réévaluation est déclinée selon une approche proportionnée à la protection des intérêts visés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

Depuis la mise en place des réexamens périodiques et fort de la standardisation de ses réacteurs d'un même palier (900 MWe, 1300 MWe, 1400 MWe), EDF réalise ces réexamens en deux phases. La première phase porte sur les sujets communs à l'ensemble des réacteurs d'un même palier lesquels sont de conception similaire, c'est la phase générique visée à l'article R. 593-62-1 du code de l'environnement, d'une durée de 5 à 6 ans. Elle permet de mutualiser les études et les dossiers de modifications. Cette première phase générique est complétée par une phase de réexamen spécifique réacteur par réacteur afin de prendre en compte les spécificités éventuelles de chaque réacteur.



1.1 OBJECTIFS DÉFINIS PAR EDF POUR LE 4^{ÈME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DU PALIER 900 MWE (4^{ÈME} RP 900)

Objectifs du volet « vérification de la conformité et maîtrise du vieillissement » du 4^{ème} RP 900

La conception initiale des réacteurs du palier 900 MWe a été menée sur la base d'une démarche prudente comportant des marges importantes à la conception. Tout au long de l'exploitation de ses réacteurs, EDF a mis en place les dispositions nécessaires afin de préserver les principes fondamentaux de sûreté nucléaire issus de la conception initiale des réacteurs du palier 900 MWe et prendre les décisions d'évolutions sur les installations et leur exploitation en ayant appréhendé et traité les impacts de ces changements sur la sûreté.

En termes de vérification de la conformité, en complément des processus continus de contrôles et de traitement des écarts éventuels mis en œuvre tout au long du fonctionnement de l'installation, EDF engage, à l'occasion des réexamens périodiques, d'importants moyens de vérification de la conformité des installations.

En termes de maîtrise du vieillissement, à l'occasion des arrêts pour Visites Décennales (VD) du palier 900 MWe, les CNPE établissent un Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation pour chaque réacteur. Ce document présente les actions mises en œuvre au titre du programme de maîtrise du vieillissement, pour démontrer l'aptitude du réacteur à la poursuite de son exploitation jusqu'à la VD suivante, dans des conditions de sûreté satisfaisantes. Ce dossier est bâti sur un fond technique élaboré par les différents experts de chaque domaine, synthétisant la connaissance du comportement des équipements et structures, des matériaux les constituant et des mécanismes de vieillissement pouvant les concerner, issue en particulier de la Recherche & Développement (R&D) et du Retour d'Expérience (REX) de conception. Il est enrichi via l'ingénierie de site par le retour d'expérience d'exploitation et de maintenance du site. La maîtrise du vieillissement est assurée par des actions de conception, d'exploitation, de suivi en service et de maintenance courante complétées par des actions de maintenance exceptionnelle.

Objectifs du volet « réévaluation de sûreté » du 4^{ème} RP 900

Les objectifs de la réévaluation de sûreté sont définis en fonction des risques et inconvénients que l'installation présente.

Pour ce qui concerne les risques radiologiques, ces objectifs sont déclinés de la manière suivante :

ACCIDENTS SANS FUSION DU CŒUR
OBJECTIFS

Respecter les critères de sûreté des études d'accidents en intégrant les évolutions des connaissances.
Tendre vers des niveaux de conséquences radiologiques ne nécessitant pas la mise en œuvre de mesures de protection de la population.

AGRESSIONS
OBJECTIFS

S'assurer de la robustesse des installations à des niveaux d'agressions réévalués à l'occasion du réexamen ainsi qu'aux préconisations internationales (WENRA).
Viser un risque de fusion du cœur global incluant les agressions de quelques 10⁻⁵/ année.réacteur.

ACCIDENTS AVEC FUSION DU CŒUR
OBJECTIFS

Rendre le risque de rejets précoces et importants extrêmement improbable.
Éviter les effets durables dans l'environnement.

PISCINE COMBUSTIBLE
OBJECTIFS

Rendre le découvrément des assemblages de combustible lors de vidanges accidentelles et de perte de refroidissement extrêmement improbable.

De plus, à la suite de l'accident survenu sur la centrale de Fukushima-Daïchi le 11 mars 2011, l'Autorité de sûreté nucléaire a émis des prescriptions pour évaluer la robustesse des installations nucléaires face à ce type d'évènement. Dans ce cadre, la notion de « Noyau Dur » définit les matériels nécessaires pour garantir la sûreté dans une situation de type Fukushima. Ces matériels « Noyau Dur » font l'objet d'améliorations de sûreté supplémentaires dans le cadre du 4^{ème} RP 900.

Pour ce qui concerne les risques non radiologiques, le réexamen comporte également l'évaluation de leurs conséquences et la justification de leur acceptabilité.

Enfin, le volet « inconvénients » du réexamen comprend l'actualisation de l'appréciation des inconvénients que présente l'installation en fonctionnement normal sur la santé et l'environnement.



1.2 LA PHASE GÉNÉRIQUE DU 4^{ÈME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DU PALIER 900 MWE (4^{ÈME} RP 900)

Pour le 4^{ème} RP 900, la phase générique a débuté par la production le 19 septembre 2013 du Dossier d'Orientations du Réexamen (DOR) qui décrit les thèmes abordés dans le réexamen ainsi que les objectifs qu'EDF se fixe. EDF a retenu comme orientation générale de tendre vers les objectifs de sûreté nucléaire des réacteurs de troisième génération.

L'instruction du DOR a été menée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui a saisi l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN), son expert technique, et consulté les Groupes Permanents d'Experts (GPE). Cette partie « orientations » de la phase générique du réexamen périodique s'est conclue le 20 avril 2016 par une prise de position de l'ASN sur les orientations génériques du 4^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe, assortie de demandes à l'exploitant.

S'en est suivie une étape de réalisation par EDF d'études génériques sur les thèmes retenus ainsi que d'identification du besoin de modifications au regard des objectifs. Cette étape s'est conclue par la publication de la Note de Réponse aux Objectifs (NRO), le 5 septembre 2018 : elle présente les dispositions qu'EDF entend mettre en œuvre pour répondre aux objectifs du 4^{ème} RP 900 et aux demandes de l'ASN formulées au moment des orientations.

A ce stade, une concertation volontaire du public sur la phase générique du 4^{ème} RP 900 a été organisée sous l'égide du Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN), du 6 septembre 2018 au 31 mars 2019. Le document support à cette concertation est la Note de Réponse aux Objectifs (NRO). Cette note technique a fait l'objet d'une synthèse pédagogique. Seize réunions publiques ont été organisées et ont rassemblé 1 300 personnes ; 4 000 visiteurs ont consulté la plateforme numérique dédiée et environ 1 600 contributions au total ont été recueillies.

Après cette concertation pilotée par le HCTISN et l'instruction de la NRO par l'ASN et ses appuis, la phase générique s'est conclue le 23 février 2021 par la prise de position de l'ASN sur la phase générique du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe.

Cette position de l'ASN est complétée par la décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021 qui fixe les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MWe, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique.

Les objectifs particulièrement ambitieux du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et le travail très conséquent effectué par EDF ont été soulignés, ainsi que l'ampleur des modifications prévues, dont la mise en œuvre apportera des améliorations très significatives à la sûreté de ces réacteurs. La décision n°2021-DC-0706 du 23 février 2021 prescrit ainsi la réalisation des améliorations majeures de sûreté qu'EDF a prévue ainsi que certaines dispositions supplémentaires, considérées nécessaires pour l'atteinte des objectifs du réexamen.

Par courrier du 13 octobre 2023, EDF a sollicité, conformément à l'article R.593-40 du code de l'environnement, une modification de la décision n°2021-DC-0706. Cette demande d'évolution poursuivait deux objectifs :

- Objectif n°1 : Relativiser les prescriptions, en limitant les programmations spécifiques et en diminuant ainsi le nombre de configurations de dossiers, de façon à optimiser la gestion des dossiers et des interventions, pour faciliter le travail d'intégration et d'appropriation des CNPE.
- Objectif n°2 : Sécuriser le respect des échéances de prescriptions vis-à-vis des évolutions de la programmation pluriannuelle des arrêts de réacteurs.

Le 19 décembre 2023, l'Autorité de sûreté nucléaire a pris la décision n°2023-DC-0774 modifiant la décision n°2021-DC-0706.

LE PROGRAMME INDUSTRIEL D'EDF POUR LE 4^{ÈME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE 900 MWE (4^{ÈME} RP 900)

Le programme industriel du 4^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe se décline selon trois phases de réalisation des travaux sur les installations, pour tenir compte de l'ampleur des travaux et des impacts induits pour les personnes et les organisations en place sur les sites nucléaires :

- La Phase A correspond aux modifications des installations déployées en Tranche En Marche ou durant les arrêts de type Visite Décennale, ainsi que la mise à jour de la documentation d'exploitation associée ;

OBJECTIF DE LA PRÉSENTE NOTE

La présente note est établie conformément à l'article 3 de la décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021 tel que modifiée par la décision n°2023-DC-0774 du 19 décembre 2023 :

« Jusqu'à l'achèvement complet des actions permettant de satisfaire aux prescriptions figurant en annexe à la présente décision, l'exploitant présente au plus tard le 30 juin de chaque année celles mises en œuvre au cours de l'année précédente, ainsi que celles qui restent à effectuer et leur programmation.

Dans ce cadre, il présente les enseignements qu'il tire de la mise en œuvre sur les sites des dispositions issues du réexamen périodique. Il se prononce sur sa capacité industrielle et celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les actions mentionnées au précédent alinéa. En cas de risque de non-respect des échéances, il précise les mesures complémentaires qu'il met en œuvre pour remédier aux insuffisances constatées.

Il précise l'avancement de la définition et du déploiement des éventuelles modifications nécessaires au respect du III de la prescription [AGR-E] et du I de la prescription [PISC-B] de l'annexe 1 à la présente décision.

L'exploitant rend publics les éléments mentionnés aux trois alinéas précédents. »

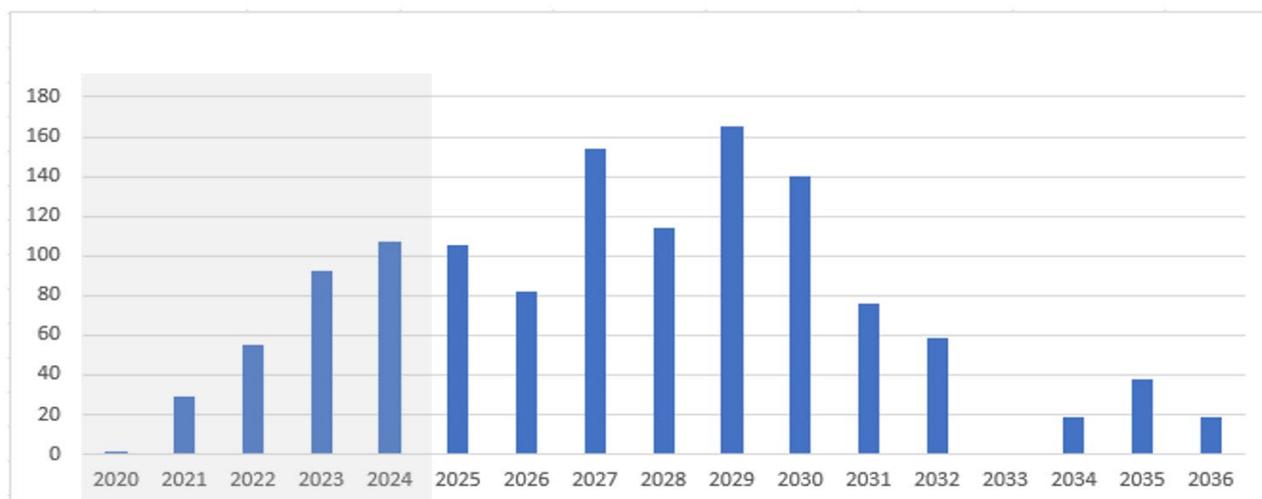
Les prescriptions visées à l'article 3 de la décision du 23 février 2021 susvisée doivent être mises en œuvre sur la période allant de 2021 à 2036 (cf. annexe 2 de la décision).

Elles relèvent de plusieurs typologies :

- › Des prescriptions applicables à l'ensemble du palier 900MWe. Exemple : [Etude B].
- › Des prescriptions applicables uniquement à certains réacteurs ou sites. Exemple : [Etude A] applicable uniquement au site de Bugey.
- › Des prescriptions dont les échéances sont individualisées par réacteur ou site. Exemple : [PISC A I] dont les échéances pour chaque réacteur de chaque site sont précisées en annexe 2 de la décision ASN.

L'histogramme ci-dessous prend en compte les décisions n°2021-DC-0706 du 23 février 2021 et n°2023-DC-0774 du 19 décembre 2023.

Histogramme de répartition par année des échéances de prescriptions à respecter entre 2021 et 2036.



Conformément à l'article 3 de la décision n°2021-DC-0706 susvisée, EDF, depuis juin 2022, diffuse annuellement, avant le 30 juin de l'année en cours, une note établissant le bilan des prescriptions mises en œuvre au cours de l'année précédente, les enseignements tirés de la mise en œuvre de ces dispositions, celles qui restent à effectuer avec leur programmation et une présentation des mesures complémentaires mises en œuvre pour, le cas échéant, maîtriser le risque de non-respect de l'échéance de prescriptions.

Conformément à l'article 3 de la décision n°2021-DC-0706 susvisée, la présente note constitue ce bilan au titre de l'année 2024.



2

Bilan et enseignements tirés de la mise en œuvre sur site en 2024 des dispositions issues du 4^{ème} réexamen périodique

2 Bilan et enseignements tirés de la mise en œuvre sur site en 2024 des dispositions issues du 4^{ème} réexamen périodique

Les réacteurs ayant terminé en 2024 leur 4^{ème} Visite Décennale sont les réacteurs n°1 de Chinon, n° 2 et 4 de Gravelines, n°2 et 3 de Blayais, n°3 et 4 de Dampierre, n°3 du Bugey et n°4 de Tricastin. A fin 2024, 21 réacteurs sur les 32 du palier 900 MWe ont ainsi réalisé leur 4^{ème} Visite Décennale (phase A du 4^{ème} réexamen périodique). 3 sites, Tricastin, Bugey et Dampierre, ont tous leurs réacteurs à l'état technique VD4 à fin 2024.

2.1 BILAN DES DISPOSITIONS MISES EN ŒUVRE SUR SITE EN 2024

Les décisions n° 2021-DC-0706 et n° 2023-DC-0774 comportent 107 échéances de prescriptions pour l'année 2024. La liste de ces prescriptions et les échéances associées sont présentées en annexe 1. Ces échéances ont toutes été respectées en 2024.

La prescription [PISC-A II] relative au système d'appoint et de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible a été mise en œuvre dans le respect des échéances prescrites sur les réacteurs concernés (cf. Annexe 1). La mise à jour des documents opérationnels pour le réacteur n°3 du CNPE de Dampierre a été réalisée au 28 décembre 2023, conformément à l'échéance de la prescription, étant précisé que la mise à jour du rapport de sûreté a été réalisée deux mois après l'échéance, sans qu'il n'y ait d'impact sur l'exploitation du réacteur. Cette situation est rencontrée pour la seconde fois pour la prise en compte de cette prescription. L'accompagnement des CNPE tel que développé au paragraphe 4.1.3 intègre désormais une attention spécifique à la mise en œuvre des actions issues de cette disposition pour les prescriptions à venir. La démarche expérimentale engagée en réponse à la prescription [ETUDE B] a subi des aléas techniques, présentés lors de la mise à jour réalisée au 30 juin 2023 de la présente note. Cette situation a amené EDF à proposer à l'ASN, par courrier du 13 octobre 2023, une évolution de la prescription [ETUDE B] visant à modifier l'échéance de la prescription. Le 19 décembre 2023, par décision n°2023-DC-0774, l'ASN a prescrit une échéance au 31 décembre 2024 pour la prescription [ETUDE B]. Cette échéance a été respectée.

La prescription [CONF-B] demande d'étendre le programme d'essais particuliers à plusieurs configurations décrites dans la décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021. EDF a réalisé au moins un essai de son programme d'essai pour le palier CPY avant le 31 décembre 2024. Conformément aux dispositions de l'article n°3 de la décision ASN n°2023-DC-0774 du 19 décembre 2023, l'essai permettant de vérifier la capacité de la turbopompe du système ASG à fonctionner de façon durable et prolongée sans ventilation de son local en situation de perte totale des alimentations électriques est programmé en 2025.

Les dispositions issues du 4^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe mises en œuvre en 2024 ont fait l'objet d'une analyse spécifique pour identifier les enseignements issus de leur mise en œuvre et, le cas échéant, les difficultés rencontrées, en analyser les causes et tirer profit de ce REX pour sécuriser les dispositions restant à mettre en œuvre. Ainsi, les paragraphes ci-dessous décrivent les principaux enseignements tirés de cette analyse.

2.2 ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA VÉRIFICATION DE LA CONFORMITÉ

L'Examen de Conformité des Tranches (ECOT) a pour objectif de vérifier la conformité au référentiel applicable avant les 4^{èmes} Visites Décennales des réacteurs de 900 MWe. L'ECOT VD4 900 définit un socle important de contrôles in situ dont le périmètre a été défini en septembre 2014 puis complété en juin 2015 à la suite de l'instruction de l'IRSN. Le périmètre défini après cette instruction comporte 15 thèmes prescrivant des programmes détaillés de contrôles à réaliser par les CNPE. Ces programmes ont ensuite été complétés par des contrôles supplémentaires sur le terrain.

Les contrôles de l'ECOT VD4 900 doivent être réalisés sur chaque réacteur au plus tard en VD4 ou au plus tard en 2024 pour les réacteurs ayant leur VD4 après cette date. Tous ces contrôles ont été réalisés.

Les premiers enseignements tirés des contrôles ECOT réalisés sur les réacteurs ayant terminé leur VD4 depuis 2021, concernent les contrôles d'ancrages. Ces contrôles portent sur un nombre très important d'ancrages (environ 10 000 ancrages par réacteur et ses communs). Le REX montre que les CNPE doivent mobiliser beaucoup de ressources, avec l'appui des centres d'ingénierie nationaux, pour solder les contrôles et les remises en état éventuelles au plus tard 6 mois après la divergence du réacteur à l'issue de sa VD4, suite à la demande formulée par l'ASN dans un courrier du 26 février 2021.

Les difficultés rencontrées par les sites sur le thème ancrages ont été analysées au niveau local et national et ont conduit à la mise en place de plans d'actions pour améliorer l'ensemble du processus de contrôles / analyses / remises en état éventuelles. Ce REX et les plans d'actions associés ont été partagés avec l'ensemble des CNPE. Une animation a été mise en place avec tous les CNPE, des formations ont été développées pour les personnels EDF et les prestataires. Ces dispositions ont également été présentées régulièrement à l'ASN et ont permis aux CNPE de terminer, à fin 2024, l'ensemble des contrôles et remises en état éventuelles des ancrages.

Une analyse nationale des rapports de synthèse élaborés par les sites à l'issue des contrôles ECOT réalisés sur chaque réacteur est prévue, selon le cadencement suivant : un bilan intermédiaire, basé sur les résultats des réacteurs qui ont terminé leur VD4 fin 2021 a été transmis à l'ASN en juin 2023 et le bilan national final sera transmis mi 2026.

L'analyse des bilans ECOT dans le cadre de la rédaction du bilan intermédiaire ne montre pas de mode de dégradation non pris en compte dans les doctrines de maintenance tandis que l'analyse et le traitement des anomalies ne font pas apparaître de situation à caractère générique nécessitant une accélération des contrôles au titre de l'ECOT.

2.3 ENSEIGNEMENTS TIRÉS DES ESSAIS DU 4^{EME} RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DU PALIER 900 MWE

Dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe, des essais réglementaires et des essais périodiques du chapitre IX des Règles Générales d'Exploitation (RGE) sont programmés et réalisés sur chaque réacteur, à l'occasion de leur visite décennale. Deux d'entre eux revêtent une importance particulière puisqu'ils concernent la 2^{ème} et la 3^{ème} barrière de sûreté, respectivement le circuit primaire principal et l'enceinte de confinement.

2.3.1 ÉPREUVE HYDRAULIQUE DU CIRCUIT PRIMAIRE PRINCIPAL

Conformément à l'article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999, relatif à la surveillance en exploitation du Circuit Primaire Principal (CPP) et des Circuits Secondaires Principaux (CSP) des réacteurs nucléaires à eau sous pression, le circuit primaire subit, à chaque visite décennale, une requalification périodique comprenant notamment une épreuve hydraulique à 206 bars relatifs.

Le REX est partagé et exploité suivant différents dispositifs :

- Le REX est présenté à l'ASNR, de façon réactive après chaque épreuve, ainsi que lors d'une réunion de REX annuelle, portant sur l'ensemble des réacteurs du Parc ayant réalisé une épreuve hydraulique du circuit primaire ;
- Une animation de l'ensemble des CNPE est en place sur ce sujet, pour partager le REX et les bonnes pratiques.

Les épreuves hydrauliques du circuit primaire réalisées en 2024 sur les réacteurs du palier 900 MWe dans le cadre de leur VD4 ont été satisfaisantes.

2.3.2 ÉPREUVE DE L'ENCEINTE DE CONFINEMENT

L'enceinte de confinement subit, à chaque visite décennale, une épreuve, en la pressurant à 4 bars relatifs, afin de vérifier son étanchéité globale ainsi que son bon comportement mécanique.

Une réunion de REX annuelle, portant sur l'ensemble des réacteurs du Parc ayant réalisé une épreuve enceinte, se tient avec l'ASNR. Une animation de l'ensemble des CNPE est également en place sur ce sujet, pour partager le REX et les bonnes pratiques.

Les épreuves des enceintes de confinement réalisées en 2024 sur les réacteurs du palier 900 MWe dans le cadre de leur 4^{ème} visite décennale ont été satisfaisantes.



2.4 ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA MISE EN ŒUVRE DES MODIFICATIONS DES INSTALLATIONS EN 2024

En 2024, les 107 échéances de prescriptions, réparties en 34 prescriptions de type « modifications des installations » et 73 prescriptions de type « études », essais, enquêtes ou modification d'exploitation non matérielles, ont été respectées. Les 34 prescriptions de type « modifications des installations » ont essentiellement été soldées au cours des 9 visites décennales sur les réacteurs n°1 de Chinon, n° 2 et 4 de Gravelines, n°2 et 3 de Blayais, n°3 et 4 de Dampierre, n°3 du Bugey et n°4 de Tricastin.

Les enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations en 2023, exposés dans l'indice précédent de la présente note, ont été capitalisés et sont reconduits pour toutes les modifications mises en œuvre à partir de 2024.

En complément, dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue, les modifications des installations réalisées en 2024 ont également fait l'objet d'une analyse approfondie, qui a permis de tirer des enseignements supplémentaires pour les prochaines réalisations. Ces enseignements concernent :

- › Le besoin d'adaptation du dispositif d'étanchéification du puits de cuve, mis en place spécifiquement sur les réacteurs de Bugey, à la suite du constat d'une dégradation d'un joint en 2022 après un cycle de fonctionnement sur le réacteur n°2 du Bugey.
- › Les difficultés techniques de réalisation.
- › Les bénéfices de la standardisation des modifications vis-à-vis de l'appropriation par les équipes des CNPE au-delà de la première réalisation, tant pour la réalisation des modifications, que pour leur exploitation.
- › L'efficacité des partenaires industriels au-delà de la première réalisation.

2.4.1 ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA RÉALISATION DE LA MODIFICATION « STABILISATION DU CORIUM » SUR LES RÉACTEURS DU BUGEY

La modification de stabilisation du corium a été réalisée lors des Visites Décennales des réacteurs n°2, 4 et 5 de Bugey en 2021 et 2022. Cette modification comporte une spécificité propre aux réacteurs de Bugey par rapport aux réacteurs du palier CPY, du fait de l'existence d'un espace autour de la cuve donnant accès au puits de cuve. La modification inclut un dispositif d'étanchéification de cet espace, pour empêcher l'arrivée d'eau dans le puits de cuve provenant de l'aspersion enceinte qui serait mise en service en situation accidentelle.

A l'occasion de l'arrêt pour renouvellement du combustible du réacteur n°2 en 2022 après un cycle de fonctionnement, une dégradation du joint intérieur du dispositif d'étanchéification a été détectée. Celle-ci ne remet pas en cause l'objectif fonctionnel de stabilisation du corium sur le radier du Bâtiment Réacteur, dans le cas hypothétique d'un accident avec fusion du cœur. Ce constat a fait l'objet d'une déclaration d'évènement significatif pour la sûreté de niveau 0 sur l'échelle INES pour les réacteurs n°2, 4 et 5 par le CNPE de Bugey. Les analyses menées dans le cadre de cet évènement ont conduit à adapter les spécifications pour certains matériaux du dispositif d'étanchéification, en particulier pour le joint intérieur.

Ces adaptations des dispositifs d'étanchéification ont été mises en œuvre en 2023 sur les réacteurs n°2 et n°5 de Bugey et en 2024 sur le réacteur n°4 à l'occasion de leur arrêt pour renouvellement du combustible, conformément à la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire. Le réacteur n°3 a bénéficié du nouveau dispositif lors de la réalisation de la modification de stabilisation du corium, dans le cadre de son arrêt pour 4^{ème} visite décennale en 2024.

2.4.2 DIFFICULTÉS TECHNIQUES DE RÉALISATION

La prescription [PISC-B I] demande d'intégrer dans le rapport de sûreté les règles d'études associées à la démonstration de sûreté de la piscine d'entreposage du combustible et de mettre en œuvre les modifications éventuelles qui en découlent. La réponse à cette prescription valorise notamment le système d'appoint en eau ultime à cette piscine, demandé par la prescription [PISC-A I]. Ce système d'appoint en eau ultime (système SEG) repose en particulier sur une alimentation en eau assurée par la source d'eau ultime mise en œuvre sur chaque réacteur.

En 2022, dans le cadre de la création de cette source d'eau ultime à partir de forages dans la nappe phréatique, les forages réalisés n'ont pas permis, sur quelques réacteurs, d'obtenir les performances de débit attendues. Le traitement de ces aléas nécessite une adaptation de la solution standard initiale et de l'exploitation qui en découle, pouvant mettre en risque le respect des échéances des prescriptions [PISC-B I] des réacteurs concernés. Une solution transitoire a été déployée en attendant une solution définitive. La décision 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023 a modifié les échéances d'intégration pour 21 réacteurs, permettant l'adaptation de la solution initiale.

En réponse à la prescription [ND-A], des travaux sont mis en œuvre sur certains réacteurs pour garantir la tenue au Séisme de niveau Noyau Dur du bâtiment du réservoir du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur. Ils consistent à réaliser des injections en sous-œuvre du bâtiment pour renforcer la tenue des sols. Le retour d'expérience a montré qu'afin de limiter les déplacements différentiels du bâtiment, des temps de tassement entre injections sont nécessaires. Des adaptations du chantier et des zones de travaux sont ainsi nécessaires et seront prises en compte dès la conception et lors du déploiement de ces travaux sur les autres réacteurs concernés.

En réponse à la prescription [ND-C], un dispositif de protection vis-à-vis du risque de tornade est installé au-dessus de la bache du circuit de traitement et de refroidissement des piscines. Des difficultés ont été rencontrées lors de la première mise en œuvre de ce dispositif, lors des phases d'assemblage et de levage du dispositif. Ces difficultés conduisent EDF à faire évoluer la solution technique.

Enfin, dans le cadre du déploiement des modifications « noyau dur », un réseau d'alimentation électrique et de contrôle-commande est mis en œuvre. Ce dernier repose sur des chemins de câbles dont les supports doivent tenir au séisme « noyau dur » à l'échéance de la prescription [AGR-F II]. En 2024, sur les réacteurs n°1 et n°2 du CNPE de Blayais, des défauts ont été détectés sur des supports mis en place sur ces chemins de câbles. Les calculs menés dans le cadre des analyses de nocivité ont permis de conforter le respect de la tenue des installations à l'ensemble des requis sismiques en vigueur sur ces réacteurs (niveau séisme majoré de sécurité) au moment de la découverte de l'anomalie. Le traitement de ces anomalies au référentiel séisme de niveau « noyau dur » sera réalisé en amont de l'échéance de la prescription [AGR-FII]. Une démarche d'analyse étendue à l'ensemble des réacteurs ayant intégré cette modification a permis de montrer également que le phénomène est resté circonscrit aux réacteurs n°1 et 2 de Blayais. Ils feront l'objet d'une remise en conformité aux standards de montage et l'entreprise partenaire industrielle en charge des travaux déploie depuis l'été 2024, une démarche de retour d'expérience appuyée d'une formation adaptée des intervenants. EDF renforce également sa surveillance sur les activités de ce type.

2.4.3 BÉNÉFICES DE LA STANDARDISATION

L'année 2022 avait confirmé la plus-value de la standardisation de la préparation et de la réalisation des arrêts VD4. On mesure sur un même CNPE une efficacité accrue dans la préparation et de la réalisation des interventions, après la TTS VD4 du site, et un partage d'expérience entre CNPE permettant de bénéficier des meilleures pratiques observées. Ces gains résultent :

- › De la standardisation du planning d'anticipation Tranche en Marche comme celui de l'arrêt Visite Décennale.
- › D'une meilleure connaissance par les acteurs d'un site de l'organisation pour l'intégration des modifications en anticipation TEM et en Arrêt de Tranche après la mise en œuvre des modifications VD4 sur le premier réacteur du site.

Le lotissement par phases industrialisées favorise la maîtrise de la mise en œuvre des modifications sur l'installation tout en allégeant la coactivité sur les chantiers. De plus, ce regroupement d'affaires loties (Phase A, Phase B) rationalise la mise à jour de la documentation d'exploitation, réacteur par réacteur, suite à l'intégration du lot de modifications et facilite l'appropriation des évolutions de l'installation par l'exploitant.

La démarche de lotissement standardisé des modifications est un des facteurs clés pour la réussite de l'intégration des modifications lors d'un réexamen.

2.4.4 EFFICIENCE DES PARTENAIRES INDUSTRIELS

Le retour d'expérience constitue un élément clef de la conduite du programme industriel d'un réexamen. Ainsi, les équipes des centres d'ingénierie en charge de la conduite du projet VD4 900 du programme Grand Carénage, en étroite relation avec les chargés d'affaires et les partenaires industriels, capitalisent, après chaque tête de série, un retour d'expérience formalisé permettant d'améliorer le déroulement de l'intégration sur les réacteurs suivants.

La modification consistant à créer un système complémentaire d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte, appelé EAS-ND, constitue une amélioration de sûreté importante par l'ajout d'un moyen d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte, sans ouverture du dispositif d'éventage de l'enceinte de confinement, lors d'un accident avec fusion du cœur. Cette modification consiste à ajouter des équipements de grande dimension (une pompe, un échangeur) et leur réseau de tuyauteries associées, dans les locaux de l'îlot nucléaire.

Les travaux associés à cette modification sont répartis entre plusieurs titulaires en fonction des paliers. Fin 2024, les titulaires des paliers CPO et CPY ont terminé le déploiement de la modification sur 21 réacteurs, sur un total de 32 réacteurs de 900 MWe.

Les résultats obtenus en 2024 sur les chantiers de ces paliers sont très satisfaisants en termes de qualité, de planning, de sécurité et de dosimétrie. Ils attestent de l'efficacité gagnée par les titulaires au fur et à mesure des chantiers.

Les mesures suivantes ont permis d'atteindre cet objectif :

- Sécurisation des livraisons des matériels sur site à travers la réalisation d'un approvisionnement groupé en début de projet et un lissage des préfabrications.
- Intégration du REX des Tranches Tête de Série (TTS) qui a permis de sécuriser les nouveaux déploiements.
- Mise en place d'un planning de montage fiabilisé et standardisé pour tous les sites avec prise en compte de marges adaptées pour aléas.
- Maturité acquise par les titulaires sur les exigences de la réglementation ESPN.
- Reconduction par plaque géographique des équipes opérationnelles ayant déjà réalisé des chantiers EAS-ND.

Les améliorations observées en 2023 ont été confirmées en 2024 avec un programme industriel comparable.

L'arrêt du réacteur n°1 de Tricastin en 2023 a permis d'intégrer des modifications de la phase B. Les chantiers tels que la construction du système ASG-ND consistant en l'ajout d'une nouvelle voie d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeurs au titre du noyau dur, pour répondre à la prescription [ND-A], ont bénéficié des mêmes mesures citées ci-dessus. L'année 2024 a été l'occasion de capitaliser le retour d'expérience de la mise en œuvre des modifications de la phase B sur ce réacteur par un partage avec les autres CNPE des pratiques mises en œuvre et des difficultés rencontrées.

2.5 ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE LA MISE EN ŒUVRE DES MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES, DES ESSAIS ET ÉTUDES EN 2024

Toutes les prescriptions prévues par la décision susvisée du 23 février 2021 modifiée ayant des échéances en 2024 et relevant de livrables documentaires et études ont été satisfaites.

Conformément à l'article 2 de la décision n°2023-DC-0774, un point d'avancement de la définition et du déploiement des éventuelles modifications nécessaires au respect du III. de la prescription [AGR-E] et du I de la prescription [PISC-B] est développé ci-après.

Pour ce qui concerne la prescription [AGR-E III], les études nécessaires à l'identification des locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion ont été réalisées pour le palier CPY. La réponse pour le réacteur n°1 de Tricastin a été transmise dans le respect de la première échéance de la prescription [AGR E III]. Elle est applicable aux 28 réacteurs du palier CPY. Les études réalisées dans le cadre de la prescription [AGR-E III] pour le palier CPY ont conduit à identifier les locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion.

EDF considère que les dispositions existantes sont suffisantes pour limiter les risques de perte de la sectorisation incendie dans ces locaux et ne nécessitent pas de définir de modification complémentaire. Les études nécessaires à l'identification des locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion pour les réacteurs du palier CP0 se poursuivent conformément au planning défini.

La prescription [PISC-B I] demande d'intégrer dans le rapport de sûreté les règles d'études associées à la démonstration de sûreté de la piscine d'entreposage du combustible et de mettre en œuvre les modifications éventuelles qui en découlent. La réponse à cette prescription valorise notamment la création d'un système de refroidissement mobile diversifié ainsi qu'un système d'appoint en eau ultime à cette piscine demandée par la prescription [PISC-A I]. Ce système d'appoint en eau ultime (système SEG) repose en particulier sur une alimentation en eau assurée par la source d'eau ultime mise en œuvre sur chaque réacteur. La modification des échéances de la prescription [PISC-B I], motivée par les difficultés rencontrées sur certains sites concernant le forage ou l'obtention de la productivité attendue des puits ou le traitement de sol nécessaire à la mise en place du stockage, permet de conforter le respect du nouvel échéancier prescrit par la décision n° 2023-DC-0774. Ce nouvel échéancier rejoint celui des modifications déployées en Phase B du réexamen telle que défini au paragraphe 1.2. Les travaux de préparation et de déploiement des modifications nécessaires au respect de la prescription [PISC-B I] se poursuivent conformément au planning défini pour garantir le respect des prochaines échéances de cette prescription. L'échéance pour la réalisation des travaux nécessaires au respect de cette prescription pour le réacteur n°1 de Tricastin qui était fixée au 22 février 2025 a été respectée.

2.5.1 CONSÉQUENCES DU DÉ-LOTISSEMENT

Sur le plan de la production documentaire, le 4^{ème} réexamen périodique se distingue par un nombre de Dossiers d'Amendement aux RGE inédit. Pour l'ensemble du réexamen, il est prévu, à date, d'élaborer une trentaine de dossiers réglementaires soumis à autorisation de l'ASNR. Cette situation est liée au volume de modifications des installations et intellectuelles du 4^{ème} réexamen périodique, au lotissement en plusieurs phases des modifications (phases A, B, B complémentaire) et à la structuration des prescriptions de la décision n°2021-DC-0706 (avec des échéances calendaires, dont certaines déloties). La multiplicité de ces DA conduit à une complexification très importante du référentiel d'exploitation pour les CNPE, qui doivent en intégrer un nombre très significatif pour établir la documentation applicable à un réacteur.

L'élaboration de chaque DA mobilise des compétences d'expertise en systèmes, des spécialistes de chacun des chapitres des Règles Générales d'Exploitation, de plus, de façon concomitante avec les réexamens VD4 1300 et VD3 N4.

Ce domaine de compétences continue à faire l'objet d'une attention particulière de la part d'EDF, dans le contexte de concomitance des instructions des réexamens périodiques VD4 1300, VD3 N4 et VD5 900.

2.5.2 ACCOMPAGNEMENT ET APPROPRIATION PAR L'EXPLOITANT

Pour ce qui concerne l'intégration des modifications documentaires sur les CNPE du palier 900 MWe, les dispositions suivantes ont été mises en œuvre pour gérer l'évolution de la documentation d'exploitation en phase A.

Pour aider les CNPE à s'approprier l'ensemble de ces évolutions documentaires, un accompagnement particulier est mis en œuvre. Une organisation renforcée a été mise en place entre la « Structure Palier » en charge de décliner en procédures opérationnelles la documentation d'exploitation et les CNPE. Des formations spécifiques ont également été développées pour tous les métiers : le volume de formations développées pour le 4^{ème} réexamen périodique représente une augmentation de 20 à 30% des besoins de professionnalisation d'un site, hors maintien de capacité, ce qui nécessite un lissage pluri-annuel et des dispositifs adaptés, au niveau national et local.

Ces dispositions, qui ont montré leur efficacité à l'occasion de l'évolution de la documentation d'exploitation de la phase A et de la phase B sur le réacteur n°1 de Tricastin, ont été reconduites en 2024 pour accompagner l'évolution de la documentation d'exploitation de la phase B. Une première mise en œuvre de la phase B s'est déroulée pour le palier CP0 lors de l'arrêt du réacteur n°2 du Bugey au premier semestre 2025.



3

Programmation des prescriptions restant à effectuer

3 Programmation des prescriptions restant à effectuer

Les prescriptions restant à effectuer, autrement dit, celles ayant des échéances postérieures au 31 décembre 2024, sont listées en annexe 2.

En 2025, 105 échéances de prescription sont attendues :

- 30 relèvent de modifications des installations.
- 75 relèvent de livrables documentaires ou de modification du référentiel d'exploitation des installations.

En 2026, 82 échéances de prescription sont attendues :

- 42 relèvent de modifications des installations.
- 40 relèvent de livrables documentaires ou de modification du référentiel d'exploitation des installations.

Le principe directeur de la programmation des études et des modifications liées aux prescriptions est le suivant :

- Pour les études : la programmation est faite sur la base de l'échéance de la prescription avec marge adaptée à l'enjeu et la complexité de l'étude.
- Pour les modifications des installations, les échéances sont fixées dans le cadre des prescriptions, par rapport à la date d'émission du Rapport de Conclusion du Réexamen (RCR) de chaque réacteur du palier 900 MWe, hormis pour les réacteurs de Bugey, comme suit :
 - La programmation est effectuée en Visite Décennale pour les modifications relevant de la phase A dont l'échéance de la prescription est la date du RCR.
 - La programmation est effectuée sur le deuxième arrêt de Visite Partielle (VP) postérieure à la Visite Décennale pour les modifications relevant de la « phase B » et « Complément Phase B » dont l'échéances de prescription sont la date du RCR + 5 ans.
 - La programmation est effectuée sur la 3^{ème} VP postérieure à la VD pour les modifications relevant de la phase « Complément Phase B » dont l'échéances de prescription sont la date du RCR + 6 ans.
 - La programmation est effectuée sur la 4^{ème} VP postérieure à la VD pour les modifications relevant de la phase « Complément Phase B » pour le réacteur n°1 de Tricastin dont l'échéance est la date du RCR + 8 ans.
 - Quelques modifications sont indépendantes de ce phasage pour les déployer plus rapidement que le rythme des Visites Décennales. Elles font l'objet d'une programmation spécifique intégrant une marge par rapport à l'échéance de la prescription.
- Pour les réacteurs de Bugey, la gestion du cycle combustible est différente (cycle long). La programmation retenue pour ces réacteurs diffère donc de celle présentée ci-avant pour le palier CPY : cette programmation est calée sur les arrêts pour Visite Partielle (VP) ou pour Arrêt Simple Rechargement (ASR) permettant de respecter les échéances des prescriptions (RCR, RCR+5 ans, RCR+6 ans, RCR+8 ans ou spécifique). Toutes les activités sont planifiées avec une marge proportionnelle à l'activité considérée, en regard de l'échéance attendue et des conséquences en cas de dépassement.



4

*Capacité
industrielle*
à réaliser
les prescriptions
dans les délais

4 Capacité industrielle à réaliser les prescriptions dans les délais



4.1 CAPACITÉ INDUSTRIELLE INTERNE

4.1.1 MÉTHODE : ENQUÊTE ANNUELLE DES BESOINS D'INGÉNIERIE

Pour appréhender la capacité industrielle interne, l'organisation d'EDF prévoit que chaque projet du programme grand carénage produise en début d'année le corps d'hypothèses de ses besoins en ressources humaines, par domaine de compétences, pour les cinq années à venir.

Ces données sont analysées par chaque service des centres d'ingénierie contribuant au projet afin de déterminer l'adéquation entre les besoins exprimés par l'ensemble des projets et ses ressources disponibles sur la période considérée. Un recollement entre la vision des projets et celle des services est opéré pour définir la capacité interne de réalisation, les besoins d'externalisation, les opportunités de lissage de charge et un éventuel plan de recrutement.

4.1.2 RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE DES BESOINS D'INGÉNIERIE

Lors des exercices annuels de 2020 et 2021, un surcroît de charge a été identifié pour répondre aux besoins des 4^{èmes} réexamens périodiques 900 MWe et 1300 MWe. Ainsi, une augmentation de l'effectif a été validée en regard de ces besoins, dont la moitié est dédiée au renforcement des équipes Etudes, un tiers dédié aux équipes Projet et le reste aux équipes dédiées à la réalisation sur site. Dans ce cadre, des bureaux d'étude délocalisés sur les CNPE sont mis en œuvre pour que les chaînes de traitement des informations et des besoins d'étude en phase réalisation soient plus efficaces.

En outre, afin de favoriser le retour d'expérience et permettre une instruction cohérente et plus efficace des sujets communs aux réexamens VD4 900, VD4 1300 et VD3 N4, 5 plateaux collaboratifs « inter- projets » ont été créés. Cette organisation permet ainsi de rationaliser la sollicitation des services d'études en homogénéisant les approches techniques. Bénéficiant d'une relation collaborative directe entre projets, les meilleures pratiques et le retour d'expérience sont partagés sans « interface » organisationnelle.

4.1.3 ACCOMPAGNEMENT DES CNPE

Afin de pouvoir réussir l'intégration du programme industriel lié au 4^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe, les ressources et compétences des CNPE nécessaires pour faire face à la charge induite par la préparation, la réalisation et l'intégration des dispositions de ce réexamen ont été étudiées au niveau de la Division Production Nucléaire (DPN). Les ressources des CNPE sont ainsi adaptées en fonction des besoins identifiés sur la durée du réexamen périodique.

De plus, EDF a mis en place une structure centralisée dédiée à l'appui des CNPE pour les accompagner de la phase de préparation, de réalisation des modifications, jusqu'au retour d'expérience de l'intégration des modifications sur site. Cet accompagnement est mis en œuvre pour les projets en charge des réexamens périodiques et peut être étendu à certains autres projets du programme Grand Carénage d'EDF.

Cette structure d'appui à la réalisation, attachée à la Direction de la DPN, permet de :

- Animer un réseau de partage entre les CNPE afin d'industrialiser et améliorer l'intégration des dossiers au fil du déploiement sur le parc. En effet, en amont de la phase de réalisation des modifications, lors de la phase préparation, cette structure assure la mutualisation et l'industrialisation des scénarios de programmation des réalisations, par exemple, avec un travail sur des logigrammes d'enclenchement de différentes phases de réalisation d'un ou plusieurs dossiers de modification, permettant de les réaliser en quasi-parallèle sur les premiers réacteurs. Ce travail permet aussi de mutualiser et d'industrialiser les pratiques en aval de la réalisation des modifications sur la Tranche Tête de Série (TTS), en assurant le partage et l'archivage de son REX pour la réalisation sur les réacteurs suivants, en l'exploitant et en le partageant de façon transverse avec les centres d'ingénierie et les CNPE, de façon à bénéficier des éléments permettant une amélioration de l'intégration des modifications sur le reste du déploiement sur le parc (REX sûreté, sécurité, organisation, pilotage, technique, logistique, plannings, ressources, outillages, budget, ...). De la même manière, les objets du système d'information (tâches informatiques des plannings utilisées les sites) sont également mutualisés et industrialisés par des structures nationales, ceci évitant aux CNPE la saisie ou création de ces objets. Cette industrialisation et cette mutualisation des actions de préparation permettent un gain significatif en termes d'instruction et donc de ressources, et assurent la qualité de l'intégration des modifications et la cohérence des actions pour les CNPE du palier 900 MWe et les centres d'ingénieries.
- Missionner une personne, membre du comité de direction de chaque CNPE, responsable du pilotage de la préparation et du déploiement des modifications pour son site. Ce responsable est en lien direct avec l'équipe d'appui à la réalisation DPN, permettant d'échanger en temps réel sur les besoins du CNPE et de lancer de façon coordonnée les actions nécessaires pour répondre aux besoins émis. Ce dispositif assure un gain de temps et de qualité en permettant de généraliser à tout le palier des solutions et des bonnes pratiques issues d'une demande d'un site. Ce processus permet également d'avoir une veille anticipative quant à la déclinaison des prescriptions aux échéances.

La structure d'appui à la réalisation permet donc de coordonner et de mettre du lien entre les différentes entités d'EDF et se révèle être un levier important d'efficacité dans un contexte parfois complexe réunissant de nombreux acteurs.



4.2 CAPACITÉ INDUSTRIELLE EXTERNE

La capacité industrielle externe d'EDF couvre la capacité à faire de chaque titulaire intervenant sur les CNPE afin de respecter les prescriptions. Pour ce faire, la charge totale du titulaire est prise en compte : modifications et maintenance courante assurées pour EDF, charge d'activité hors EDF et vérification de l'adéquation charge/ressource du titulaire. Au cours des prochaines années, de nombreux sites connaîtront des travaux en parallèle sur plusieurs réacteurs (VD4 phase A ou B, travaux en TEM), tant sur le palier 900 MWe que sur le palier 1300 MWe. Il est primordial que le tissu industriel soit prêt et suffisamment robuste pour répondre à cette demande.

La filière nucléaire s'est mobilisée pour mener une réflexion concertée approfondie et travailler de façon étroite sur les actions à mettre en œuvre pour garantir sa capacité à réaliser le programme industriel des années à venir. De nombreuses actions ont été mises en œuvre pour associer les entreprises de la filière industrielle très en amont de la phase de réalisation, afin de permettre un haut niveau d'appropriation du programme industriel à la maille nationale et de chaque site.

Ce facteur clé de réussite contribue directement à garantir la réalisation de prestations de qualité, dans les délais prévus, en atteignant les objectifs de protection des intérêts visés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, de sécurité et de coûts. Les principales actions sont présentées ci-dessous.

Organisation interne EDF du pilotage de la capacité industrielle externe

Au sein d'EDF, l'organisation de la politique industrielle permet d'identifier les titulaires de contrats principaux, ainsi que ceux qui présenteraient un risque, afin de définir des solutions de sécurisation.

Un comité national, avec une vision globale des besoins couvrant les travaux de modifications et les travaux de maintenance en exploitation, ainsi que les activités du nouveau nucléaire, décide des grandes orientations de la politique industrielle au sein du groupe EDF. Il rédige des notes de politiques industrielles par segment industriel (tuyauterie/soudage, robinetterie, génie civil, etc.). Celles-ci fixent les orientations stratégiques en dressant une analyse du segment, sa projection à 10 ans, et une ré-interrogation du panel de fournisseurs concernés. Elles sont mises à jour sur décision du comité.

Ce travail permet de construire une vision globale de la charge en intégrant la vision de tous les projets concernés.

Au sein de l'ingénierie nucléaire, un comité décline ces décisions et orientations. Il définit une liste de fournisseurs stratégiques propres à l'activité de modifications, et en assure le suivi via des réunions périodiques avec les Directions de ces entreprises. Ces réunions périodiques visent à partager avec les titulaires concernés les faits marquants et le retour d'expérience des affaires en cours. Les fournisseurs à enjeux (fournisseurs stratégiques pour les modifications majeures, fournisseurs présentant un risque sur la capacité à réaliser les chantiers prévus) sont identifiés et font l'objet de plans d'actions en cas de nécessité. Ces fournisseurs sont interrogés sur leur capacité à faire globale, tenant compte de l'ensemble de leur charge prévisionnelle (EDF et hors EDF).

Afin d'assurer le respect du chapitre 2 de l'arrêté du 7 février 2012 modifié dit arrêté INB et du code de la commande publique, respectivement relatifs à la surveillance des intervenants et à la mise en concurrence des marchés, des mesures sont mises en place telles que le suivi du Retour d'Expérience National ou la mise à jour de la liste de référence des entreprises qualifiées ainsi que leur évaluation. Une surveillance est réalisée par EDF chez ses fournisseurs et sur le terrain, sur les chantiers réalisés sur les CNPE.

EDF organise régulièrement des audits chez ses fournisseurs ou ses sous-traitants et des inspections approfondies en usine (reprises de contrôles et d'analyses, prélèvement de pièces aléatoire, vérifications de paramètres dans des laboratoires indépendants, etc.). La surveillance des fabrications est organisée par la Direction de la qualité industrielle, constituée de près de 1000 salariés dont 120 inspecteurs mobiles. Chaque année, ce sont près de 9000 inspections qui sont réalisées par EDF chez plus d'une centaine d'industriels. EDF a engagé des actions dont les objectifs sont de rehausser le niveau des exigences quant à la maîtrise de la qualité des chaînes d'approvisionnement et de la fabrication des matériels destinés aux installations nucléaires. Ce dispositif global sera renforcé par des actions spécifiquement ciblées et graduées en matière de lutte contre les articles contrefaits, frauduleux et suspects (CFSI), en premier lieu celles concernant les Equipements Importants Pour la Sûreté (EIPS).

Cette stratégie d'action est basée sur trois lignes de défense :

- L'implication de l'ensemble de la filière nucléaire dans la lutte contre les CFSI avec la volonté d'inciter les fabricants à déclarer les écarts aux spécifications dès la fabrication et à les traiter dans les meilleurs délais.
- Le renforcement des capacités de détection et l'accélération du traitement des suspicions de CFSI, en particulier sur la surveillance des fabrications.
- Une meilleure structuration des rôles de Maîtrise d'ouvrage et Maîtrise d'œuvre en interne concernant particulièrement la maîtrise des fabrications pour le parc existant.

Un renforcement des missions liées à la maîtrise des approvisionnements, se déclinant notamment par :

- La mise en place d'une fonction de « coordonnateur approvisionnements fournisseurs sensibles » sur les projets GK des quatrièmes réexamens périodiques (VD4 900 et VD4 1300) dont l'objectif est de renforcer la maîtrise des délais de fabrication des approvisionnements, par un pilotage resserré et en collaboration étroite auprès des directions des partenaires industriels.
- L'intégration dans les comités de pilotage Projet (COFIL fournisseur), d'une séquence dédiée à la capacité à faire en qualité et planning, des partenaires industriels et leur supply-chain.

Pour ce qui concerne la surveillance des Activités Importantes pour la Protection des intérêts (AIP) réalisées sur les centrales nucléaires lors de la réalisation des modifications, des salariés d'EDF vérifient la manière dont les fournisseurs intègrent les exigences d'EDF dans la documentation d'intervention et s'assurent de leur mise en œuvre.

Partenaire depuis l'origine sur la conception des centrales et filiale d'EDF depuis quelques années, Framatome joue un rôle spécifique en tant que concepteur, notamment dans le cadre de l'élaboration des calculs mécaniques pour les Dossiers de Référence Réglementaires mais aussi pour les réévaluations sismiques et la robustesse des matériels du Noyau Dur au Séisme Noyau Dur. Au-delà du domaine mécanique, Framatome intervient sur le contrôle commande en étude et en réalisation, par exemple pour la modernisation du système de surveillance neutronique du cœur avec le passage d'une technologie analogique à une technologie numérique. Compte tenu de ces différents domaines d'activités, Framatome est intégré dans la capacité à faire externe. Compte tenu de son rôle de concepteur, qui élabore des données d'entrée nécessaires pour les études ou les autres fournisseurs, des échanges réguliers sont mis en place avec Framatome.

4.2.1 DÉMARCHES MISES EN ŒUVRE AU NIVEAU NATIONAL POUR GARANTIR LA CAPACITÉ DE LA FILIÈRE À RÉALISER LE PROGRAMME INDUSTRIEL

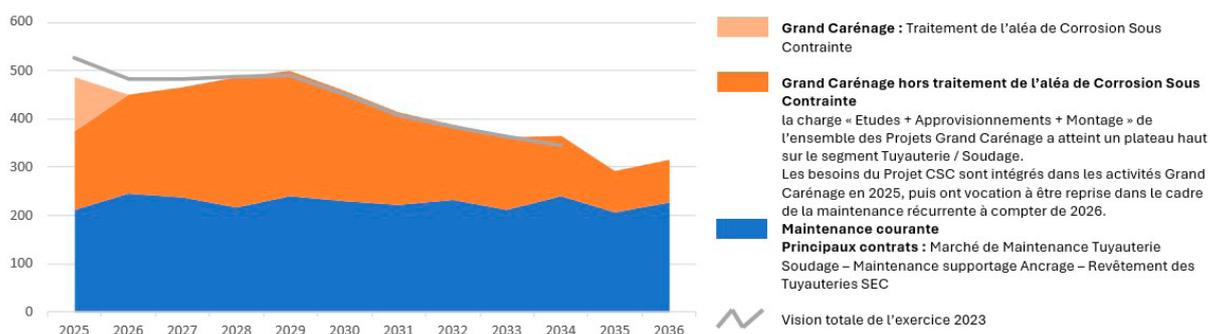
Pour assurer des prestations de qualité dans les délais prévus, en maîtrisant les objectifs de sûreté, de sécurité et de coût, des démarches nationales et régionales sont mises en œuvre. Il s'agit de donner de la visibilité aux partenaires industriels sur le programme prévisionnel, de partager les retours d'expérience, et décliner les actions pour répondre aux besoins exprimés par les parties prenantes.

Construction et partage des courbes de charge par segment avec le panel industriel

Afin de pouvoir visualiser et communiquer la charge à venir sur les dix prochaines années sur les principaux segments industriels comme celui de tuyauterie/soudage, robinetterie, ou encore le segment génie civil, EDF établit une courbe de charge par segment et par année. Cet outil fournit les volumes de charge à venir et permet ainsi de travailler sur les projections de charge avec les partenaires industriels.

La courbe de charge du segment stratégique tuyauterie/soudage du 4^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe cumulée avec la courbe de charge prévisionnelle des autres réexamens périodiques à venir (4^{ème} RP 1300 MWe, 3^{ème} RP N4) a été présentée aux entreprises du panel de ce segment (données 2023). Cette courbe de charge permet ainsi aux partenaires industriels d'anticiper l'augmentation de charge et de s'organiser en conséquence pour y répondre. L'évolution de la modélisation de la charge pour les années à venir (entre la courbe présentée en 2022 et la courbe présentée en 2023) est liée à l'affinage des besoins par les différentes entités d'EDF.

Répartition de charge entre maintenance courante et grand Carénage Segment soudage / tuyauterie en M€



MOBILISATION DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE FRANÇAISE

Le GIFEN (Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire)

Le GIFEN, le syndicat professionnel de la filière nucléaire française, est un acteur très actif de la mobilisation de la filière. Plus de 3000 entreprises (dont 85% de PME et TPE) de la filière française ainsi que toutes les entités d'ingénierie d'EDF travaillent ensemble à travers les différentes commissions thématiques.

Le GIFEN participe directement au partage d'expériences, accompagne et relaie les entreprises dans leurs campagnes de recrutement en donnant de la visibilité et de la cohérence aux initiatives locales et nationales.

En matière de maîtrise de la qualité industrielle et de la maintenance nucléaire, le GIFEN contribue fortement au déploiement des meilleures pratiques, notamment portées par le plan Excell, visant à standardiser une partie des approvisionnements de pièces de rechange, accélérer la maîtrise des techniques de soudage complexes...

A travers les « journées perspectives France », dédiées au marché français du nucléaire, le GIFEN apporte à ses adhérents la vision complète des activités et marchés en France, à court et moyen terme, et facilite les échanges avec les grands donneurs d'ordres sur leurs besoins. Cette visibilité partagée contribue à une meilleure programmation globale des projets industriels, au regard de la disponibilité des ressources les plus expertes, qui sont les moins nombreuses.

Ainsi, EDF s'assure que la poursuite de réalisation des VD4 900 puis des VD4 1300, VD3 N4 et VD5 900 sur le parc existant, le démarrage du réacteur EPR de Flamanville et le développement simultané des projets EPR2 en France sont compatibles.

Pour disposer des bonnes compétences au bon moment, le GIFEN a lancé en 2022 le programme Match, qui permet de sécuriser le plan de charge de l'industrie nucléaire. Il s'agit d'un outil durable qui permet de travailler l'adéquation entre la charge des projets à venir et les ressources de la filière. Ce programme est le fruit d'un travail collectif entre tous les acteurs de la filière nucléaire.

Cette initiative inédite se déploie en quatre étapes :

- Consolidation des prévisions de sous-traitance de tous les exploitants de la filière sur une période de 10 ans, selon 18 familles de métier.
- Traduction de ces montants en ressources humaines nécessaires.
- Constitution d'une cartographie des ressources disponibles et leur évolution.
- Comparaison entre les besoins en ressources et les ressources disponibles, sur les 10 prochaines années, pour identifier les besoins en recrutement et les périodes concernées.

Les résultats du programme MATCH sont présentés tous les ans lors de la Journée Perspectives France, événement annuel ayant pour objectif de favoriser le partage et l'échange entre donneurs d'ordres et industriels, et de renforcer la cohésion de filière.

2024 voit la poursuite des projets et programmes structurés par MATCH, comme PEON (le programme d'excellence opérationnelle du nucléaire), COACH (pour accélérer le compagnonnage), et plus largement le maintien de l'engagement de la filière dans le plan d'action compétences mis en œuvre par l'Université des métiers du nucléaire, les projets de développement des référentiels et des outils de la continuité numérique. Le plan d'action du programme COACH pour le renforcement du compagnonnage dans la filière nucléaire a été publié sur le site du GIFEN.

https://espacemembre.gifen.fr/uploads/document_file/r/a/p/p/rapport-coach2024-web-65c0f3619f9de276054169.pdf

Réseau CAP'TEN et MAGELLAN

Sous l'impulsion de la Direction du Parc nucléaire et thermique (DPNT), deux réseaux d'industriels ont été créés respectivement en 2021 et 2022 : Cap'TEN, le réseau des industriels dit de rang 1 avec un lien contractuel avec EDF, et MAGELLAN, le réseau des industriels de rang supérieur à 1, sous-traitants des premiers. Ces 2 réseaux ont pour objet de renforcer les liens de coopération, de contribuer au de partager des savoir-faire, et de sécuriser le programme industriel.

L'animation de ces réseaux se poursuit, les groupes de travail ont permis d'identifier des axes d'amélioration et de déployer des solutions pragmatiques et opérationnelles pour répondre au déploiement du programme industriel du Grand Carénage et maintenance sur les CNPE, le déploiement des actions se fait au travers du projet START 2025 pour les actions à décliner sur les sites.

Les 9 groupes de travail sont soldés et la communication sur les avancées est faite aux Partenaires industriels lors des audios ou Plénières avec les différents réseaux. Les réseaux ont été élargis aux partenaires qui interviennent sur les activités du nouveau nucléaire France (EPR2). La feuille de route 2025 a été élaborée en concertation avec les partenaires industriels. Les 5 nouveaux groupes de travail portent sur la contractualisation amont et aval, la trésorerie et marge, la performance collective, l'exemption de la commande publique et le management de la supply chain.

Un enjeu crucial : le développement concerté des compétences

La filière nucléaire française, l'Union des Industries et Métiers de la Métallurgie, l'Union Française de l'Electricité, France Industrie et Pôle Emploi, ont créé en 2021 « l'Université des Métiers du Nucléaire ». Cette structure vise à dynamiser les dispositifs de formation du secteur nucléaire, aux échelles régionale, interrégionale et nationale, en particulier sur les compétences rares.

Quatre grandes catégories d'actions sont engagées depuis 2021 :

- Appuyer la création de nouveaux lieux ou cursus de formation et le déploiement de modalités pédagogiques innovantes ciblées sur des métiers sensibles tels que le soudage et l'usinage.
- Accompagner des projets locaux, notamment à travers des Campus régionaux qui renforceront la formation aux métiers de la filière nucléaire. A titre d'exemple, EDF a engagé en 2023, en collaboration avec toutes les régions et l'Université des Métiers du Nucléaire, un projet « compétence » nommé OPPEN (Organisme de Professionnalisation du Personnel des Entreprises du Nucléaire) pour développer la formation continue des entreprises partenaires sur les spécificités EDF des métiers d'ingénieurs projet et de chargés d'affaires.
- Mettre en place un dispositif de bourses d'étude pour des élèves en formation initiale BAC PRO, BAC+2 et CAP pour améliorer l'attractivité des métiers en tension (électricien industriel, chaudronnier, tuyauteur, mécanicien machines tournantes, soudeur) vis-à-vis des jeunes sur tout le territoire, en valorisant les profils d'excellence. Dans un premier temps, une cinquantaine de bourses d'un montant unitaire de l'ordre de 600 euros par mois ont été accordées.
- Mettre à disposition du public les informations concernant tous les métiers et les formations de la filière. Le site internet grand public « monavenirdanslenucléaire.fr » a ainsi été créé.

Un investissement particulier dans le développement des compétences en soudage

Le programme de charge étant partagé avec les entreprises, ces dernières sont encouragées à réaliser des gréements anticipés, permettant la mise en place d'un véritable cursus de formation interne, la montée en compétences des nouveaux arrivants, et assurant la qualité des futures interventions. Cette pratique de gréement anticipé avec mise en place de cursus de formation est particulièrement encouragée, y compris contractuellement, dans le domaine du soudage.

Les soudures dans le domaine nucléaire relèvent d'exigences élevées avec l'atteinte de critères précis lors de la mise en œuvre. Au regard de ce niveau d'exigence, EDF et ses partenaires industriels, dans le cadre du plan EXCELL dédié à l'excellence dans la maîtrise de la qualité industrielle, ont créé dans le Cotentin une école de soudure (HEFAIS). L'objectif de cette école est d'assurer la montée en compétences d'intervenants et de proposer des moyens d'exercices d'entraînement sur des maquettes reproduisant les conditions de réalisation similaires à ce qui peut être rencontré sur les sites nucléaires.

Cette démarche contribue aux besoins de gréement des industriels, en adéquation avec la volumétrie des activités prévues pour la maintenance, les modifications du parc nucléaire et les travaux de premier équipement. Elle cible les salariés d'entreprises pour leur maintien à un haut niveau d'aptitude ou pour le perfectionnement et la montée en compétences d'intervenants déjà formés et de demandeurs d'emplois souhaitant se former à la soudure.

4.2.2 DÉMARCHES MISES EN ŒUVRE AU NIVEAU LOCAL POUR GARANTIR LA CAPACITÉ DE LA FILIÈRE À RÉALISER LE PROGRAMME INDUSTRIEL

EDF a fait de « l'achat local » un axe majeur, permettant de structurer et de maintenir une filière industrielle au cœur des territoires d'implantation des centrales nucléaires.

A titre d'exemple, pour la centrale de Blayais, la période des quatrième réexamens périodiques s'étend de 2020 à 2029

Dès 2019, le site a engagé un travail avec la préfecture de Gironde, qui a abouti à la création d'un comité grand carénage et de 3 commissions :

1. La commission emploi-formation, à laquelle participent tous les acteurs de l'emploi (région, France travail, mission locale, association d'aide à l'insertion, le campus, les établissements scolaires, le CFAI, le rectorat, l'Université des Métiers du Nucléaire, ...) permet de mobiliser les fonds et les actions vers les formations en adéquation avec les besoins de la centrale, et les opérations de recrutement (jeunes diplômés ou chômeurs). On estime à environ 600 le nombre de recrutements supplémentaires sur la période Grand Carénage.
2. La commission développement économique vise à favoriser les entreprises locales, via notamment la mise en relation des grands donneurs d'ordres nationaux avec les entreprises locales. De même, des actions sont menées depuis longtemps pour développer le tissu industriel local.
3. La commission logistique-hébergement-restauration vise à assurer la logistique au sens large associée au Grand Carénage par exemple pour développer les solutions hébergement autour du CNPE.

NUCLEAR VALLEY, un pôle de compétitivité dédié au nucléaire

EDF s'implique dans des groupements d'entreprises régionaux, comme Nuclear Valley en région Rhône Alpes, qui permet de réunir les acteurs du secteur pour faciliter les échanges et encourager le partage d'expériences.

Nuclear Valley accompagne les organismes et entreprises dans leurs enjeux de R&D, d'innovation, de croissance, de levées de fonds, d'emploi et de formation et dans leur développement économique en France et à l'international.

Nuclear Valley fédère ses adhérents (+ de 320 membres) autour de 6 axes thématiques :

- 4 domaines d'activités stratégiques : Conception et réalisation d'équipements, Exploitation et maintenance, Démantèlement recyclage, stockage et cycle du combustible, Modes constructifs et génie civil.
- 2 commissions thématiques : le numérique, la robotique.
- Des actions ciblées avec les acteurs de la formation sont également menées dans l'objectif de créer un accostage direct entre la formation et l'industrie.

Cette année encore, la 8^{ème} édition des RDV Nuclear Valley en novembre 2024 a permis de nombreuses rencontres dans la filière nucléaire. Ce regroupement a permis de réunir l'ensemble des acteurs de la filière, titulaires et sous-traitants, afin de partager les démarches en cours pour sécuriser le programme industriel. Cette édition a été l'occasion en particulier de mettre l'accent sur les enjeux liés à la maîtrise des chaînes d'approvisionnement.



5

Risque
de non-respect
d'échéances
de prescriptions
et *parades* mises
en œuvre

5 Risque de non-respect d'échéances de prescriptions et *parades* mises en œuvre

5.1 PRÉSENTATION DE L'ORGANISATION DÉFINIE PAR EDF ET APPLICATION AU PROJET VD4-900

L'organisation du management des projets définie par EDF intègre le pilotage des risques. Ce pilotage est composé de quatre étapes majeures : l'identification des risques avec leurs causes et conséquences, l'évaluation de la criticité avant / après l'application de mesures complémentaires, le traitement avec la définition des mesures complémentaires, et le suivi avec la mise à jour des données et le reporting.

Le projet VD4 900 s'inscrit dans le référentiel Groupe défini ci-dessus. Le respect de toutes les échéances définies par les décisions n°2021-DC-0706 et 2023-DC-0774 de l'ASN est un enjeu majeur pour EDF et pour le Projet VD4 900. A cet effet, pour maîtriser le risque de non-respect d'une échéance de prescription, une analyse du risque spécifique de non-respect d'une échéance d'une prescription est intégrée au management du projet et à son dispositif de pilotage. La planification des activités est établie en prévoyant des marges proportionnelles à l'activité considérée en regard de l'échéance attendue et des conséquences en cas de dépassement. La notion de risque est établie dès lors que la marge prévisionnelle planifiée pour une activité liée au respect d'une échéance d'une prescription se réduit.

Les facteurs de risque identifiés et les *parades* associées sont développés ci-après.

5.2 PRÉSENTATION DU RISQUE DE NON-RESPECT D'UNE ÉCHÉANCE DE PRESCRIPTION

L'analyse du risque spécifique du non-respect d'une échéance d'une prescription débouche sur l'identification de 4 facteurs de risque principaux et de leurs *parades* respectives. Ils sont développés ci-après.

FACTEUR DE RISQUE N°1 :

Retard dans la production des livrables préparatoires lors d'une 1^{ère} réalisation

L'organisation des projets Tranche En Marche et des projets d'Arrêts de Tranche des CNPE définit un jalonnement de la production, par les Centres d'ingénierie d'EDF, des livrables documentaires nécessaires à la préparation et à la coordination des activités entre elles. Ce jalonnement doit être appliqué par l'ensemble des contributeurs pour garantir la qualité de la préparation des interventions. Ce jalonnement de livrables à fournir aux CNPE est appelé « préparation modulaire ». A cet effet, les Centres d'ingénierie ont intégré ces modalités de jalonnement dans leur processus de conception. Ils communiquent périodiquement avec les CNPE sur l'avancement de ces livrables et le respect des échéances dans le cadre de la préparation modulaire.

La mise en exploitation effective d'une modification des installations est conditionnée à la réalisation physique de la modification et la mise à jour de la documentation d'exploitation associée.

Le non-respect de la préparation modulaire pourrait désorganiser :

- La préparation de la coordination des activités entre elles sur l'arrêt du réacteur et in fine perturber le déroulement de la réalisation de cet arrêt (maintenance et modifications).
- La mise à jour de la documentation d'exploitation associée aux modifications.

Deux situations sont particulièrement concernées par un retard potentiel dans la diffusion des livrables attendus par la préparation modulaire et donc avoir un impact sur le risque de non-respect d'une échéance de prescription :

1. La 1^{ère} réalisation d'une modification sur un réacteur en exploitation, donc sur la Tranche Tête de Série (TTS), avec un impact sur la réalisation de la modification et sur la documentation d'exploitation.
2. La 1^{ère} réalisation d'une modification par un titulaire différent de celui de la TTS avec un impact limité à la réalisation de la modification.

Cette éventuelle désorganisation pourrait conduire à un décalage d'une réalisation de modification ou d'une mise à jour de la documentation d'exploitation et donc potentiellement réduire la marge planning définie pour assurer le respect de la prescription associée.

Au-delà de cette première échéance de réalisation, ces dossiers étant ensuite reproduits sur les autres réacteurs en intégrant le Retour d'Expérience, la probabilité de retard se réduit.

En 2023, la réalisation de la TTS phase B sur le réacteur n°1 de Tricastin a été concernée par ce facteur de risque. Cet enjeu de 1^{ère} réalisation sera également rencontré en 2025 lors de la réalisation de la phase B sur le réacteur n°2 du Bugey, en 2026 lors de la réalisation de la phase B et de la phase B complémentaire sur le réacteur n°3 de Tricastin et en 2027 lors de la réalisation de la phase B complémentaire sur le réacteur n°4 du Bugey.

Parades :

- Parade organisationnelle pour la phase Réalisation et production de la documentation d'exploitation : L'ingénierie initialise et complète au fil de l'eau des Fiches Descriptives d'Activité (FDA). Ces FDA sont partagées en temps réel avec les CNPE pour les informer du contenu de la modification, des contraintes d'intégration, des besoins logistiques, et des impacts organisationnels et documentaires à intégrer lors d'un arrêt ou en Tranche En Marche. La planification détaillée de la production et de la diffusion des dossiers de réalisation des travaux est partagée avec les sites à minima au pas mensuel, via le Comité de Réalisation (COREA), pour permettre aux CNPE de se préparer à la réception des dossiers de réalisation et de mobiliser leurs ressources en fonction de la planification annoncée.
- Action en cas de retard en phase de préparation : Le suivi au pas mensuel en COREA décrit ci-dessus permet d'identifier au plus tôt un éventuel retard dans la production des livrables attendus par la préparation modulaire, et de le partager avec l'ensemble des parties prenantes. Dans cette situation, le comité de pilotage du projet valide un plan d'actions pour revenir à l'objectif. L'avancement du plan d'actions est suivi lors des comités de pilotage projet jusqu'à un retour à une situation assurant le respect de l'échéance de la prescription.
- Afin de sécuriser l'intégration des dossiers phase B, une démarche collaborative a été déployée avec le CNPE de Tricastin dès la phase stratégique à l'instar de ce qui a été mis en place pour la phase A. Ainsi, des exploitants expérimentés issus des filières métiers ont pris part à la conception des modifications en apportant un regard avisé tant sur le volet technique que SOH (Socio-Organisationnel et Humain) enrichissant ainsi la conception de la vision opérationnelle. Des optimisations de conception ont ainsi pu être identifiées par les exploitants et mises en œuvre tout en garantissant l'appropriation des évolutions techniques dont ils bénéficieront.
- Action en cas de retard en phase de production de la documentation d'exploitation : Si le projet VD4 900 identifie une diffusion tardive pour la mise à jour de la documentation d'exploitation dans le cadre de la 1^{ère} réalisation en phase B d'une modification, alors un plan d'accompagnement des sites concernés (Tricastin et Bugey) est mis en place à l'identique de ce qui a été fait pour la 1^{ère} réalisation de la phase A. Ainsi, les Groupes d'Analyses Transverses sont reconduits : ils réunissent le concepteur (DIPDE), le prescripteur (UNIE), et l'exploitant (structure palier pour les documents mutualisés et CNPE). Leur objectif est l'appropriation conjointe par tous les acteurs de la modification des installations et de ses impacts sur la documentation et le Système d'Information de manière à respecter l'échéance de mise à disposition de la documentation d'exploitation.

Ainsi, pour la phase A, les CNPE du Tricastin et de Bugey ont gréé sur leur Tranche Tête de Série (TTS) VD4 un projet « SI DOC » (Système d'Information et Documentation) dont la finalité était de disposer des documents d'exploitation et des programmes de maintenance cohérents avec l'ensemble des modifications intégrées au moment du redémarrage de la Visite Décennale, qu'elles soient intellectuelles ou des installations.

Les CNPE ont anticipé une livraison tardive des données d'entrée associée à un volume de production documentaire important, ce qui était incompatible avec l'organisation existante.

A titre d'exemple, pour la Phase A, le projet de Tricastin, collaboratif, a consisté à coordonner les entités contributrices pour disposer des données d'entrée dans des délais compatibles avec la production des différents livrables attendus et à optimiser les processus pour gagner en efficacité. Ainsi, plus de 70 réunions de travail collectif en 2017 et 2018 ont permis de d'anticiper l'appropriation des dossiers de modification par les métiers et ainsi d'identifier la charge et l'impact documentaire associés. Pour piloter au plus près la mise à jour de la documentation, des commissions documentaires « COMDOC » ont été organisées : chaque métier s'engage sur ce qui est fait et reste à faire en regard de l'échéance du rechargement du combustible.

Le basculement documentaire s'est fait au rechargement du combustible à la fin de l'arrêt VD4 du réacteur n°1 de Tricastin avec l'intégralité de la documentation à jour.

Pour la phase B, cette organisation a été reconduite en 2023 pour la TTS de Tricastin et l'est également depuis 2024 pour la TTS de Bugey.

La préparation de la généralisation de la phase B a également débuté par un maillage avec l'ensemble des projets pluriannuels des sites 900 MWe, visant à standardiser les méthodes de déploiement.

En ce qui concerne la phase B complémentaire, le maillage débute en 2025 avec le site de Tricastin en vue d'une première mise en œuvre sur le réacteur n°3 en 2026.

FACTEUR DE RISQUE N°2 : Défaillance d'un partenaire industriel

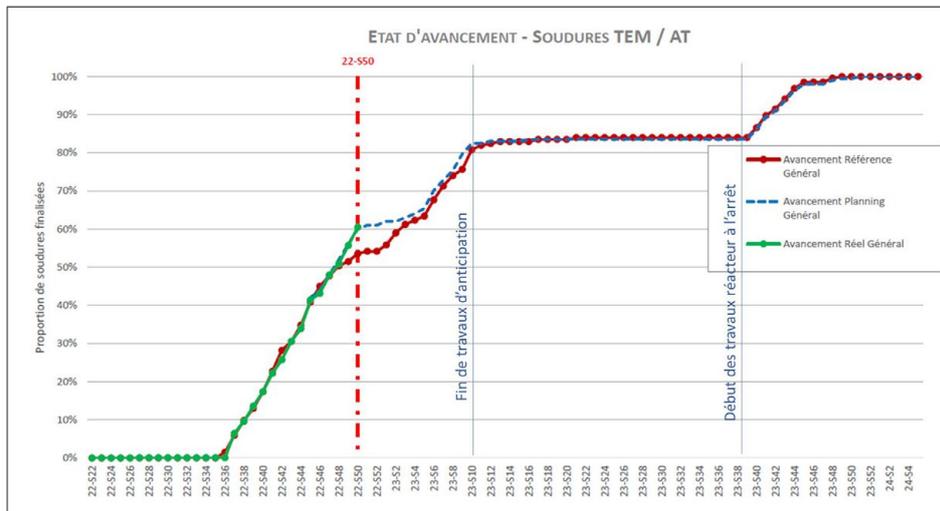
La défaillance potentielle d'un partenaire industriel est un autre facteur identifié pouvant conduire à la réduction de la marge planning, voire à un non-respect d'une échéance de prescription. Elle peut être due à une surcharge de sa capacité industrielle, à une durée de son processus industriel (ingénierie de conception, contractualisation, approvisionnement, fabrication, montage sur site) non compatible avec les échéances de prescriptions, à des difficultés financières voire juridiques du titulaire qui empêcheraient la réalisation des activités dans les délais impartis.

Parades :

- Au niveau national : la contribution du projet VD4 900 aux dispositifs mis en place avec les principaux partenaires comme avec la démarche CAP'TEN et le plan Excell est un facteur clef de réussite du programme industriel.
- Au niveau de la Direction du Projet V4 900 au pas trimestriel : pour mesurer la performance collective sur les réalisations passées ou en cours, l'efficacité tirée des enseignements, et, le cas échéant, définir de nouveaux plans d'actions, la Direction du projet a mis en place des réunions managériales avec les Directions des fournisseurs. Ces réunions permettent également de s'assurer de l'adéquation charge/ressources du fournisseur sur les activités du projet en cours ou à venir, en transverse sur l'ensemble des CNPE.
- Par réacteur au pas mensuel voire hebdomadaire : Sur les principales modifications des installations, des réunions opérationnelles tripartites (CNPE, ingénierie EDF / projet, Direction titulaire) se tiennent. Elles ont pour finalité de s'assurer que le planning réalisé est conforme au planning prévisionnel et permettent, en cas de décalage, l'élaboration et la mise en œuvre réactives d'un plan d'actions construit conjointement avec l'ensemble des Directions.
L'efficacité de ce dispositif repose sur :
 - La qualité des données. A cet effet, le planning prévisionnel est élaboré en regard des ressources affectées sur le chantier en cohérence avec les objectifs fixés par le projet.
 - La fiabilité de l'indicateur d'avancement qui résulte de la confrontation du calcul fait au fil de l'eau par le fournisseur et par le service EDF en charge de la surveillance de la réalisation des modifications.
 - La participation des Directions des différentes entités qui ont la capacité de décider et de valider en séance les actions à mettre en œuvre pour recoller le plus rapidement possible au planning prévisionnel.

Cette disposition est mise en œuvre pour la modification EAS-ND : des réunions managériales dont la périodicité est adaptée en fonction de la situation se tiennent entre le projet VD4 900, le CNPE et le titulaire réalisant la disposition EAS-ND. Durant ces réunions, un bilan est fait des actions en cours, du macro-planning de déploiement et de la disponibilité des ressources du titulaire. De plus, un enjeu majeur de cette modification étant la réussite des soudures suite aux contrôles radiographiques, un suivi de l'avancement des soudures (préfabrication en atelier et soudures sur site) et du taux de réussite du « 1^{er} coup » est également partagé lors de ces réunions managériales. Cette démarche permet ainsi le maintien de la marge prévue à ce jour pour cette modification.

Exemple de suivi partagé de l'avancement des soudures sur un réacteur



Cette organisation tripartite permet également de disposer d'une vision commune depuis les plannings d'approvisionnement des matières premières du partenaire industriel, les plannings de préfabrication en usine jusqu'à la mise en œuvre des travaux sur CNPE ou sur site d'essais. Cette démarche permet de partager les enjeux avec toutes les parties prenantes, de disposer d'une vision complète du processus, de toutes ses marges, des activités pouvant-être améliorées (durée, anticipation...) et ainsi de bénéficier pleinement de tous les leviers d'optimisation pour tenir l'échéance finale.

FACTEUR DE RISQUE N°3 : Aléa dans le processus d'autorisation des modifications

Conformément à la décision n°2017-DC-0616 relative aux modifications notables, EDF doit caractériser la nature réglementaire des modifications. Elles peuvent être à caractère « non notable », « notable à déclaration » auprès de l'ASNR ou « notable à autorisation » par l'ASNR. Dans le dernier cas, EDF doit soumettre un dossier de demande d'autorisation à l'ASNR et ne peut entreprendre la réalisation de la modification qu'après la réception de l'autorisation de l'ASNR. Pour assurer la maîtrise du planning par le projet VD4 900, la durée d'instruction des dossiers soumis à autorisation de l'ASNR est intégrée dans la programmation globale de chaque modification « notable à autorisation », avec une durée estimée proportionnée à la complexité du dossier considéré. Des échanges réguliers avec l'ASNR permettent de partager la vision et le planning prévisionnel.

Le 3^{ème} facteur ressortant de l'analyse du risque de non-respect d'une échéance de prescription est lié au délai nécessaire à l'élaboration du dossier de demande d'autorisation, au contrôle interne d'EDF ainsi qu'à l'instruction par l'ASNR. En effet, la réalisation des travaux ne pouvant commencer qu'après la fin du processus d'autorisation, tout aléa survenant au cours de ce processus peut conduire à une réduction de la marge planning voire à un non-respect d'échéance de prescription.

Les principales origines identifiées sont :

- Une difficulté rencontrée par EDF lors de l'élaboration du dossier de demande d'autorisation, par exemple en cas d'études complexes nécessitant un délai plus long que prévu ou une reprise d'étude.
- La durée d'instruction ASNR initialement provisionnée pourrait ne pas être suffisante, par exemple en cas de dossier complexe.
- Dans le cas où une prescription fixe une échéance pour les études et aussi pour la définition ou la réalisation des modifications qui pourraient en découler, il est difficile d'avoir un planning de réalisation respectant de manière certaine l'échéance de la prescription établie pour la modification. En effet, les études étant en cours, les modifications et a fortiori leur planning de mise en œuvre sur site sont inconnus jusqu'à l'aboutissement de ces études.

Parades :

- Parade organisationnelle : EDF soumet à son organisation de contrôle interne l'instruction des dossiers avant envoi à l'ASNR, pour assurer le haut niveau de qualité attendu par l'ASNR. EDF diffuse régulièrement un planning détaillé des livrables qui seront transmis à l'ASNR afin que celle-ci puisse évaluer son plan de charge.

FACTEUR DE RISQUE N°4 : **Aléas et événements exogènes au projet VD4 900**

Au-delà du périmètre d'actions du projet, il convient d'identifier les facteurs externes pouvant conduire au risque du non-respect d'une prescription. Trois événements exogènes au projet ont été identifiés à date.

Le premier aléa, d'ordre technique, concerne la découverte de défauts de corrosion sous contrainte sur les réacteurs de Civaux 1 et Penly 1 fin 2021. A date, le principal impact du traitement prioritaire de l'aléa CSC porte sur les ressources de calculs mécaniques du concepteur Framatome : la reprogrammation qui en découle pour certains calculs du projet VD4 900 MWe réduit les marges sur certaines prescriptions, sans remettre en cause le respect des échéances associées. En 2024, les ressources du segment industriel tuyauterie / soudage, allouées à la mise en œuvre des modifications du projet, n'ont pas été sollicitées pour le traitement prioritaire de l'aléa CSC.

EDF reste vigilant à la survenue d'éventuels événements ou crises qui pourraient impacter la mise en œuvre des actions requises au titre des prescriptions des décisions n°2021-DC-0706 du 23 février 2021 et n°2023-DC-0774 du 19 décembre 2023.

La situation politique mondiale et européenne, avec en particulier le conflit russo-ukrainien et les tensions diplomatiques et commerciales, pourraient conduire à des difficultés dans les années à venir : les conséquences potentielles identifiées à ce jour pourrait concerner les approvisionnements de pièces détachées venant de l'étranger, notamment dues à des pénuries de métaux provenant d'Ukraine et de Russie ou des évolutions du commerce mondial.

Le pilotage de ce risque au sein du projet VD4 900 et les marges initiales permettent d'éviter un risque de non-respect d'échéance de prescription. En regard du contexte évolutif, les délais d'anticipation et la diversification d'approvisionnement voire la constitution de stocks stratégiques sont réinterrogés.



6

Conclusion

6 Conclusion

La mise en œuvre des dispositions issues du 4^{ème} réexamen périodique du palier 900 MWe constitue un enjeu majeur pour EDF et ses fournisseurs. Après la réalisation d'une visite décennale par an, en 2019 pour Tricastin 1 puis en 2020 pour Bugey 2, la mobilisation de la filière permet de réaliser, depuis 2021, 5 à 6 visites décennales par an (sans compter les travaux d'anticipation réalisés Tranche en Marche).

La publication de la décision n°2023-DC-0774, le 19 décembre 2023, en modifiant certaines prescriptions et échéances de la décision n°2021-DC-0706, a permis de reltir des prescriptions, pour favoriser notamment le travail d'intégration des CNPE.

Les prescriptions de la décision n°2021-DC-0706, modifiée par la décision n°2023-DC-0774, qui avaient une échéance durant l'année 2024 ont toutes été respectées.

L'organisation mise en place par EDF avec ses partenaires industriels pour détecter au plus tôt les difficultés et retards éventuels qui pourraient mettre en cause le respect d'une prescription de la décision n°2021-DC-0706, modifiée par la décision n°2023-DC-0774, est maintenue. Elle attache une vigilance particulière à identifier toute situation qui génèrerait un risque de non-respect d'une prescription, afin de mettre en œuvre des mesures complémentaires permettant d'y remédier et d'en informer l'ASNR.

L'analyse développée dans le présent rapport n'identifie aucune alerte concernant un risque de non-respect des futures échéances de prescriptions.

Annexes

ANNEXE 1 - TABLEAU DES PRESCRIPTIONS RÉALISÉES EN 2024	36
ANNEXE 2 - TABLEAU DE LA PROGRAMMATION DES PRESCRIPTIONS RESTANT À RÉALISER	41

ANNEXE 1 - TABLEAU DES PRESCRIPTIONS RÉALISÉES EN 2024

Détail des Prescriptions 2024 par réacteur :

Prescription	Contenu de la prescription	Tranches / regroupement	Echéance	Prescription mise en œuvre
AG-D III	"Afin de limiter l'ampleur et la durée de la contamination des eaux dans le milieu en cas de fuite d'eau contaminée en dehors des bâtiments après un accident ayant conduit à la fusion du cœur, l'exploitant étudie les moyens de limiter la dissémination de substances radioactives, par le sol et les eaux souterraines, en dehors du site. Il définit les éventuelles dispositions à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé."	BLA1, BLA2, BLA3, BLA4	27/12/2024	OUI
		BUG2, BUG3, BUG4, BUG5	26/04/2024	OUI
		DAM1, DAM2, DAM3, DAM4	05/02/2024	OUI
		GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6	13/09/2024	OUI
AGR-A	L'exploitant retient, dans son référentiel « grands chauds », des températures extrêmes TE et Tmin associées à la canicule définies en considérant : - une fréquence de dépassement annuelle inférieure ou égale à 10-2 (borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70 %) intégrant l'évolution climatique jusqu'au réexamen périodique suivant. Cette évolution climatique tient compte des tendances climatiques correspondant à une région pertinente pour le site concerné ; - les valeurs enveloppes du retour d'expérience pertinent pour le site.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
AGR-E I	L'exploitant définit et met en œuvre des dispositions d'exploitation adaptées, qui intègrent des actions de maîtrise des charges calorifiques et de maîtrise des travaux pouvant occasionner un départ de feu, dans les locaux suivants : - les locaux pour lesquels un incendie contribue significativement au risque de fusion du cœur ou de découverture des assemblages dans la piscine d'entreposage du combustible ; - les locaux dont la sectorisation est assurée par, au moins, une porte dont la position ouverte lors d'un incendie conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d'appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
AGR-F I	L'exploitant identifie les systèmes, structures et composants nécessitant des renforcements pour assurer la tenue du noyau dur à l'aléa sismique qu'il a défini en application de la prescription [ECS-ND7] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées.	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5	26/04/2024	OUI
AGR-F III	Pour les réacteurs des centrales nucléaires du Blayais, du Bugey, de Chinon, de Cruas et du Tricastin, l'exploitant étudie les possibilités de renforcement permettant de faire face à des niveaux d'aléa sismique plus élevés que ceux mentionnés au I pour tenir compte des incertitudes sur la détermination de l'aléa extrême et les éventuels effets de site particuliers. Il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5	26/04/2024	OUI

	calendrier associé.			
CONF-A	Sans préjudice des dispositions de la section 6 du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé, l'exploitant résorbe, au plus tard lors de la visite décennale précédant la remise du rapport de conclusion du réexamen, les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été identifiés préalablement à celle-ci. En cas de difficulté particulière, l'exploitant justifie, dans le dossier accompagnant la demande d'accord mentionnée à l'article 2.4.1 de l'annexe à la décision du 15 juillet 2014 susvisée, le report de la résorption de ces écarts au-delà de la visite décennale et le calendrier associé. Pour les écarts détectés au cours de cette visite décennale qui n'ont pas pu être corrigés lors de celle-ci, l'exploitant justifie le calendrier de leur résorption dans le cadre du dossier mentionné au premier alinéa.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
CONF-C V	Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant met à jour sa démonstration de la fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur après un accident de perte de réfrigérant primaire. Cette mise à jour intègre les enseignements d'essais de filtration réalisés dans des conditions représentatives des installations et de la situation d'accident.	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2024	OUI
CR-A II 2	L'exploitant met en œuvre les modifications qu'il a prévues pour réduire les conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie [...] la modification de la conduite de l'injection de sécurité à haute pression pour cet accident.	BLA2	29/07/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
FOH-A 1	Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant évalue la capacité des systèmes sociotechniques complexes que constituent ses centrales nucléaires à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation.	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2024	OUI
FOH-B	L'exploitant vérifie la capacité effective des opérateurs à	BLA2	29/07/2024	OUI

	accéder aux locaux et à y réaliser les actions de conduite requises dans la démonstration de sûreté nucléaire en cas d'accident, d'accident grave ou d'agression (par exemple, accessibilité des organes de contrôle et de commande, capacité de réalisation des actions en cas de port d'équipements de protection individuels, disponibilité de l'outillage, délai nécessaire aux accès). L'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.	BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
GEN	Avant la remise du rapport de conclusion du réexamen, l'exploitant vérifie que l'état des connaissances sur lequel est fondée la phase générique du réexamen périodique reste pertinent au regard des évolutions des connaissances et du retour d'expérience. Dans le cas contraire, l'exploitant présente dans ce rapport les dispositions qu'il a prises ou qu'il prévoit pour intégrer ces évolutions.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
INC-A II	L'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire un état de la conformité de son installation au regard des résultats des contrôles mentionnés au I et les mesures qu'il a définies pour remédier aux éventuels écarts constatés.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
INC-B I	L'exploitant consolide les mises à jour de l'étude d'impact réalisées jusqu'à cette date sous la forme prévue par les articles R. 122-5 et R. 593-17 du code de l'environnement. Dans ce cadre, il veille : - à tenir compte de l'évolution de l'état des connaissances, notamment en matière d'évaluation des impacts des rejets des installations et d'évolution de l'environnement du site ; - à décrire l'incidence des installations sur le climat et la vulnérabilité des installations au changement climatique, notamment en ce qui concerne les rejets thermiques, la gestion des rejets liquides et l'utilisation de la ressource en eau. Il peut fonder son étude sur des données et analyses existantes quand celles-ci sont encore pertinentes, en particulier quand il a évalué certains impacts sur l'environnement lors de modifications récentes. En l'absence d'évolution significative répertoriée, l'exploitant peut reconduire les éléments existants sur la connaissance du milieu devant figurer dans la description des aspects pertinents de l'état de l'environnement.	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2024	OUI
		SLB1, SLB2	12/02/2024	OUI
INC-B II	L'exploitant précise les améliorations contribuant à la réduction des impacts de ses installations sur l'environnement qu'il prévoit au regard des conclusions de l'étude d'impact mentionnée au I et des meilleures techniques disponibles, ainsi que le calendrier de mise en œuvre associé	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2024	OUI
		SLB1, SLB2	12/02/2024	OUI
PISC-A II	Les parties fixes des dispositions mentionnées au I sont des éléments importants pour la protection des intérêts pour	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI

	lequel l'exploitant identifie les exigences définies associées.	CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
AGR-E II	Il met en œuvre des moyens permettant de réduire le risque de défaillance de ces dispositions et définit les exigences d'exploitation associées à ces moyens.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
CONF-B II	Pour chacun des essais figurant dans son programme d'essais particuliers devant être réalisé sur des réacteurs de type CPY, l'exploitant réalise au moins un essai avant le 31 décembre 2024.	BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2024	OUI
CONF-E	L'exploitant établit les exigences définies du système de surveillance en exploitation du taux de fuite de l'enceinte de confinement (SEXTEN), qui constitue un élément important pour la protection qui participe à la surveillance du confinement lorsque les masses d'air dans l'enceinte de confinement sont stables.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
PISC-B I	L'exploitant définit avant le 30 juin 2021 un calendrier pour la réalisation des études des situations suivantes, en retenant les règles mentionnées au I : - les situations de perte de refroidissement ou de vidange de la piscine du bâtiment du réacteur lorsque les deux piscines sont en communication via le tube de transfert, y compris lorsqu'un assemblage de combustible se trouve dans le tube de transfert ; - les situations affectant la piscine du bâtiment du combustible, pouvant être induites par la défaillance, en cas de séisme, d'un équipement non classé sismique. À l'issue de ces études, il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
AG-A I	L'exploitant met en œuvre les dispositifs techniques de maintien à sec du puits de cuve, d'étalement du corium sur	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI

	le fond du puits de cuve et du local adjacent et de renouage passif du corium par l'eau, prévus en réponse à la prescription [ECS ND16] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées, visant à éviter le percement du radier en cas de fusion partielle ou totale du cœur.	CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
AG-B I	L'exploitant met en œuvre le dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu) et dispose de la source froide ultime (SFu), prévus en réponse au deuxième alinéa du III de la prescription [ECS-ND1] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées, permettant l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans ouverture du dispositif d'éventage et de filtration.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
CR-A II 1	L'exploitant met en œuvre les modifications qu'il a prévues pour réduire les conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie [...] la modification visant à augmenter la capacité de décharge du groupe de contournement de la turbine à l'atmosphère afin d'augmenter la vitesse de refroidissement du circuit primaire et d'atteindre plus rapidement l'état de repli	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
PISC-A I	L'exploitant met en œuvre un système de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible et un système d'appoint en eau ultime à cette piscine, et en assure le suivi en exploitation.	BLA2	29/07/2024	OUI
		BUG3	29/04/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI
CONF-C II 1	L'exploitant : [...] effectuée, sur les tuyauteries primaires et les fonds primaires des générateurs de vapeur, les relevés nécessaires en vue du remplacement des calorifuges fibreux qui sont susceptibles de libérer des fibres en cas de brèche en pied de générateur de vapeur ;	BUG2	26/04/2024	OUI
		BUG4	20/12/2024	OUI
		TRI2	17/11/2024	OUI
CONF-D	L'exploitant assure, avec un haut niveau de confiance, l'alimentation de l'ensemble des matériels secourus par chaque groupe électrogène de secours dans toutes les situations de la démonstration de sûreté. À ce titre, le bilan de puissance de chaque groupe électrogène de secours présente une marge d'au moins 5 %. L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.	BLA2	29/07/2024	OUI
		CHB1	23/04/2024	OUI
		DAM3	26/06/2024	OUI
		GRA2	20/03/2024	OUI
		GRA4	18/12/2024	OUI
		SLB2	12/02/2024	OUI

ANNEXE 2 – TABLEAU DE LA PROGRAMMATION DES PRESCRIPTIONS RESTANT À RÉALISER

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2025 : 105 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-A	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI1	21/02/2025
	TRI4	17/06/2025
AGR-E I	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI1	21/02/2025
	TRI4	17/06/2025
AGR-F I	BLA1, BLA2, BLA3, BLA4	27/12/2025
	DAM1, DAM2, DAM3, DAM4	05/02/2025
	GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6	13/09/2025
AGR-F III	BLA1, BLA2, BLA3, BLA4	27/12/2025
AGR-G I	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2025
CONF-A	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
CR-A II 2	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
FOH-B	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
GEN	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025

	TRI4	17/06/2025
INC-A II	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
INC-B I	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2025
INC-B II	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2025
PISC-A II	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
AGR-E III	TRI1	21/02/2025
AGR-E II	TRI1	21/02/2025
CONF-B II	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5	30/12/2025
CONF-E	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
PISC-B I	TRI1	21/02/2025
AG-A I	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
AG-B I	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
CONF-C I 2	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2025
CONF-C II 2	TRI1	21/02/2025
CR-A II 1	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
CR-B	SLB1	16/12/2025
	TRI1	21/02/2025
ND-A	TRI1	21/02/2025
PISC-A I	CRU3	01/06/2025

	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
PISC-A III	TRI1	21/02/2025
CONF-C II 1	BLA1	27/12/2025
	BUG3	30/12/2025
	BLA2	30/12/2025
	BLA3	30/12/2025
	BLA4	30/12/2025
	DAM3	30/12/2025
	DAM4	30/12/2025
	GRA2	30/12/2025
	GRA3	30/12/2025
	GRA4	30/12/2025
	GRA5	30/12/2025
	GRA6	30/12/2025
	TRI3	30/12/2025
	TRI4	30/12/2025
	CHB1	30/12/2025
	CHB2	30/12/2025
	CHB3	30/12/2025
	CHB4	30/12/2025
	CRU1	30/12/2025
	CRU2	30/12/2025
	CRU3	30/12/2025
	CRU4	30/12/2025
	SLB1	30/12/2025
	SLB2	30/12/2025
	BUG5	14/06/2025
	DAM1	05/02/2025
DAM2	05/11/2025	
GRA1	13/09/2025	
CONF-D	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI1	21/02/2025
	TRI4	17/06/2025
AGR-D II	TRI1	21/02/2025

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2026 : 82 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AG-D III	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2026
	SLB1, SLB2	12/02/2026
AGR-A	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
AGR-E I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
CONF-A	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
CR-A II 2	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
FOH-B	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
GEN	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
INC-A II	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
PISC-A II	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
AGR-E III	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026

AGR-E II	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
CONF-E	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
PISC-B I	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
AG-A I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
AG-B I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
CONF-C II 2	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
CR-A II 1	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
CR-B	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
Etude-C II	BUG4	20/12/2026
ND-A	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
PISC-A I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
PISC-A III	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
CONF-D	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026

	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
AGR-D II	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2027 : 154 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AG-D III	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2027
AGR-A	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
AGR-E I	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
AGR-F I	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2027
	SLB1, SLB2	12/02/2027
AGR-F III	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2027
CONF-A	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
CR-A II 2	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
FOH-B	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
GEN	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
INC-A II	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
PISC-A II	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027

	GRA5	01/11/2027
AGR-E III	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
AGR-E II	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
PISC-C	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
CONF-E	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
PISC-B I	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
AG-A I	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
AG-A II 3	DAM1	05/02/2027
AG-A III	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-B I	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
AG-B II 2	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-B III	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-B IV	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-C I	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-C II	BUG4	20/12/2027

	TRI2	17/11/2027
AG-D I	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-D II	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AGR-B II	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AGR-F II	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
CONF-C II 2	BLA1	27/12/2027
	BUG3	30/12/2027
	BLA2	30/12/2027
	BLA3	30/12/2027
	BLA4	30/12/2027
	DAM3	30/12/2027
	DAM4	30/12/2027
	GRA2	30/12/2027
	GRA3	30/12/2027
	GRA4	30/12/2027
	GRA5	30/12/2027
	GRA6	30/12/2027
	TRI3	30/12/2027
	TRI4	30/12/2027
	CHB1	30/12/2027
	CHB2	30/12/2027
	CHB3	30/12/2027
	CHB4	30/12/2027
	CRU1	30/12/2027
	CRU2	30/12/2027
	CRU3	30/12/2027
	CRU4	30/12/2027
	SLB1	30/12/2027
	SLB2	30/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
DAM2	05/11/2027	
GRA1	13/09/2027	

CONF-C III 2	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2027
CR-A II 1	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
CR-B	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
Etude-C II	BUG2	26/04/2027
ND-A	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
ND-B	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
PISC-A I	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
PISC-A III	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
CONF-D	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
ND-C	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AGR-D II	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027

	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2028 : 114 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-A	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-E I	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-F I	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2028
AGR-F III	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2028
AGR-E III	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-E II	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
PISC-C	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
PISC-B I	TRI3	04/03/2028
	GRA3	29/04/2028
AG-A II 3	BLA1	27/12/2028
	DAM2	05/11/2028
AG-A III	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
AG-B II 2	TRI3	04/03/2028
	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
AG-B III	TRI3	04/03/2028
	BLA1	27/12/2028
AG-B III	BUG5	14/06/2028
	BLA1	27/12/2028

	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AG-B IV	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
AG-C I	TRI3	04/03/2028
	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
AG-C II	TRI3	04/03/2028
	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
AG-D I	TRI3	04/03/2028
	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
AG-D II	TRI3	04/03/2028
	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028

AGR-B II	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-F II	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
CR-B	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
Etude-C II	BUG5	14/06/2028
ND-A	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
ND-B	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
PISC-A III	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
ND-C	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-D II	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2029 : 165 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-A	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	CRU2	28/07/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AGR-E I	CRU2	28/07/2029
CONF-A	CRU2	28/07/2029
CR-A II 2	BUG3	29/04/2029
	CRU2	28/07/2029
FOH-B	CRU2	28/07/2029
GEN	CRU2	28/07/2029
INC-A II	CRU2	28/07/2029
PISC-A II	CRU2	28/07/2029
AGR-E III	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AGR-E II	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
PISC-C	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029

CONF-E	CRU2	28/07/2029
PISC-B I	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-A I	CRU2	28/07/2029
AG-A II 3	SLB2	12/02/2029
AG-A III	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-B I	CRU2	28/07/2029
AG-B II 2	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-B III	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-B IV	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-C I	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029

	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-C II	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
AG-D I	SLB2	12/02/2029
	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
AG-D II	SLB2	12/02/2029
	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
AGR-B II	SLB2	12/02/2029
	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
AGR-F II	SLB2	12/02/2029
	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029

CR-A II 1	CRU2	28/07/2029
CR-B	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	CRU2	28/07/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
Etude-C II	SLB2	12/02/2029
	BUG3	29/04/2029
ND-A	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
ND-B	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
PISC-A I	CRU2	28/07/2029
PISC-A III	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
CONF-D	BUG3	29/04/2029
	CRU2	28/07/2029
ND-C	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029

	SLB2	12/02/2029
AGR-D II	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2030 : 140 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-A	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
AGR-E I	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
CONF-A	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
CR-A II 2	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
FOH-B	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
GEN	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
INC-A II	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
PISC-A II	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
AGR-E III	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-E II	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
PISC-C	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
CONF-E	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
PISC-B I	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-A I	CHB3	24/06/2030

	GRA6	13/06/2030
AG-A II 3	BLA2	29/07/2030
	CHB1	23/04/2030
	CHB3	24/06/2030
	DAM3	26/06/2030
	SLB1	16/12/2030
AG-A III	BUG3	29/04/2030
	CHB1	23/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-B I	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
AG-B II 2	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-B III	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-B IV	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-C I	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-C II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030

	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-D I	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-D II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-B II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-F II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
CR-A II 1	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
CR-B	CHB3	24/06/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA6	13/06/2030
	TRI4	17/06/2030
ND-A	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
ND-B	BUG3	29/04/2030

	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
PISC-A I	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
PISC-A III	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
CONF-D	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
ND-C	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-D II	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2031 : 76 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-A	CHB4	14/03/2031
AGR-E I	CHB4	14/03/2031
CONF-A	CHB4	14/03/2031
CR-A II 2	CHB4	14/03/2031
FOH-B	CHB4	14/03/2031
GEN	CHB4	14/03/2031
INC-A II	CHB4	14/03/2031
PISC-A II	CHB4	14/03/2031
AGR-E III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-E II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
PISC-C	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
CONF-E	CHB4	14/03/2031
PISC-B I	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-A I	CHB4	14/03/2031
AG-A II 3	CHB4	14/03/2031
	DAM4	06/04/2031
AG-A III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
	DAM4	06/04/2031
AG-B I	CHB4	14/03/2031
AG-B II 2	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-B III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-B IV	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031

	CRU1	10/03/2031
AG-C I	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-C II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-D I	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-D II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-B II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-F II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
CR-A II 1	CHB4	14/03/2031
CR-B	BLA3	23/02/2031
	CHB4	14/03/2031
ND-A	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
ND-B	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
PISC-A I	CHB4	14/03/2031
PISC-A III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
CONF-D	CHB4	14/03/2031
ND-C	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-D II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2032 : 59 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-E III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AGR-E II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
PISC-C	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
PISC-B I	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
AG-A II 3	BLA3	23/02/2032
	BLA4	31/03/2032
	CHB2	20/03/2032
AG-A III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-B II 2	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-B III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-B IV	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-C I	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-C II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-D I	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-D II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032

	GRA5	01/11/2032
AGR-B II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AGR-F II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
ND-A	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
ND-B	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
PISC-A III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
ND-C	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AGR-D II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2033 : 0 échéances

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2034 : 19 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-E III	CRU2	28/07/2034
AGR-E II	CRU2	28/07/2034
PISC-C	CRU2	28/07/2034
PISC-B I	CRU2	28/07/2034
AG-A III	CRU2	28/07/2034
AG-B II 2	CRU2	28/07/2034
AG-B III	CRU2	28/07/2034
AG-B IV	CRU2	28/07/2034
AG-C I	CRU2	28/07/2034
AG-C II	CRU2	28/07/2034
AG-D I	CRU2	28/07/2034
AG-D II	CRU2	28/07/2034
AGR-B II	CRU2	28/07/2034
AGR-F II	CRU2	28/07/2034
ND-A	CRU2	28/07/2034
ND-B	CRU2	28/07/2034
PISC-A III	CRU2	28/07/2034
ND-C	CRU2	28/07/2034
AGR-D II	CRU2	28/07/2034

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2035 : 38 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-E III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AGR-E II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
PISC-C	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
PISC-B I	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-A III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-B II 2	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-B III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-B IV	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-C I	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-C II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-D I	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-D II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AGR-B II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AGR-F II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
ND-A	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
ND-B	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
PISC-A III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
ND-C	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AGR-D II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035

Programmation des prescriptions restantes à réaliser en 2036 : 19 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Echéance
AGR-E III	CHB4	14/03/2036
AGR-E II	CHB4	14/03/2036
PISC-C	CHB4	14/03/2036
PISC-B I	CHB4	14/03/2036
AG-A III	CHB4	14/03/2036
AG-B II 2	CHB4	14/03/2036
AG-B III	CHB4	14/03/2036
AG-B IV	CHB4	14/03/2036
AG-C I	CHB4	14/03/2036
AG-C II	CHB4	14/03/2036
AG-D I	CHB4	14/03/2036
AG-D II	CHB4	14/03/2036
AGR-B II	CHB4	14/03/2036
AGR-F II	CHB4	14/03/2036
ND-A	CHB4	14/03/2036
ND-B	CHB4	14/03/2036
PISC-A III	CHB4	14/03/2036
ND-C	CHB4	14/03/2036
AGR-D II	CHB4	14/03/2036