



**AUTORITE DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE**

15 rue Louis Lejeune  
CS70013  
92541 Montrouge cedex

Réf. ASN : 2021-DC-0706

Nos références : D455623062455

Interlocuteurs :

Approbation DESA :

Approbation Projet :

Objet : 4<sup>ème</sup> Réexamen Périodique 900 MWe - Demande d'évolution de la décision n° 2021-DC-0706

Marseille, le

Monsieur le Président,

A l'issue de l'instruction de la phase générique du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe, l'ASN a pris position dans son courrier CODEP-DCN-2021-009580 du 23 février 2021, en soulignant notamment l'ampleur des modifications prévues par EDF, dont la mise en œuvre apportera des améliorations très significatives à la sûreté de ces réacteurs. Elle a également fixé, dans sa décision n°2021-DC-0706 du même jour, les prescriptions applicables aux réacteurs de ce palier au vu des conclusions de cette instruction. Par cette décision, l'ASN prescrit à EDF de réaliser la majeure partie des améliorations avant la remise du rapport de conclusion du réexamen, en pratique lors de la visite décennale de chaque réacteur. Les autres améliorations doivent être réalisées au plus tard cinq ans après la remise de ce rapport, ce délai étant porté à six ans pour les sept réacteurs dont la 4<sup>ème</sup> visite décennale est antérieure au 31 décembre 2021. Les échéances des 73 prescriptions de cette décision s'échelonnent d'avril 2021 à mars 2036.

Afin de mettre en œuvre ces améliorations, EDF déploie un programme industriel qui, compte tenu de l'ampleur des travaux et des impacts induits pour les hommes et les organisations sur les sites nucléaires, se décline sur les installations en plusieurs phases.

- La Phase A correspond aux modifications déployées au plus tard à la remise du Rapport de Conclusion du Réexamen (RCR), c'est-à-dire des modifications déployées en Tranche En Marche ou durant les arrêts de type Visite Décennale, avec la mise à jour de la documentation d'exploitation associée ;
- La Phase B correspond à des modifications déployées en Tranche En Marche ou durant les arrêts de tranche, avec une échéance de réalisation au plus tard cinq ans après la remise du RCR ;

- La Phase « Complément Phase B » concerne uniquement les sept réacteurs dont le début d'arrêt VD4 est antérieur à la date du 31 décembre 2021. Elle comprend le déploiement de certaines modifications issues des retombées de l'instruction du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique par l'ASN qui, compte tenu de leur nature, nécessitent un délai de mise au point d'environ 5 ans. Pour les sept réacteurs concernés, le déploiement de ces modifications est ainsi prévu au plus tard 6 ans après la remise du RCR. Pour les vingt-cinq autres réacteurs, ces modifications sont déployées dans le cadre de la phase B précitée (phase B + complément phase B sur les mêmes arrêts de tranche).
- Des dossiers à programmations spécifiques : ces dossiers constituent des réponses à certaines prescriptions dont la réalisation n'est pas compatible avec l'une des phases ci-dessus.

Le déploiement de ce programme industriel a débuté par la réalisation de la 4<sup>ème</sup> visite décennale du réacteur n°1 de Tricastin en 2019 et se prolongera jusqu'en 2034 lors de l'intégration de la phase B + complément phase B sur le réacteur n°4 de Chinon B.

Les travaux à réaliser au titre du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe sont mis en œuvre dans un contexte industriel très chargé, compte tenu de la concomitance des réexamens à réaliser sur les autres paliers. Les impacts induits pour les personnes et les organisations sur les sites nucléaires sont d'une ampleur jamais rencontrée depuis la construction du parc nucléaire.

La mise en œuvre des dispositions issues du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique, conformément aux prescriptions de la décision n°2021-DC-0706, constitue ainsi 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 actuellement 5 à 6 visites décennales par an (sans compter les travaux d'anticipation réalisés Tranche en Marche), en ayant respecté toutes les prescriptions dont les échéances sont échues.

Dans le cadre du rapport annuel établi au titre de l'article 3 de la décision précitée sur la mise en œuvre des dispositions du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe, EDF analyse l'ensemble des facteurs de risque qui pourraient conduire à ne pas respecter les échéances des prescriptions. Le retour d'expérience des dispositions déployées sur 2021 et 2022 permet ainsi de disposer d'une plus grande visibilité sur les mises en œuvre des prochaines dispositions et le respect de leurs échéances. Cette analyse est enrichie d'une actualisation de la capacité industrielle d'EDF et de ses fournisseurs et de la programmation pluriannuelle des arrêts des réacteurs.

L'analyse menée dans le rapport annuel établi en juin 2023 montre que des prescriptions de la décision présentent des risques de non-respect de leurs échéances, à partir de la fin de l'année 2023 et au-delà.

Le risque de non-respect des échéances de certaines prescriptions trouve son origine dans 3 facteurs différents :

- La survenue d'aléas techniques lors de la mise en œuvre de certaines prescriptions,
- Les évolutions de la programmation des arrêts pour renouvellement du combustible, liées notamment à la crise COVID, à la problématique de corrosion sous contrainte (CSC), à des arrêts fortuits de longue durée, à des sauts d'hiver nécessaires dans les situations de forte tension affectant le réseau électrique français et européen, etc.
- La concomitance des réexamens périodiques sur tous les paliers, qui entraîne notamment une mise sous tension des compétences rares dans plusieurs domaines, comme les compétences spécialisées en études d'agressions et les compétences en charge de la production documentaire pour la mise à jour des Règles Générales d'Exploitation (RGE).

L'ensemble de cette analyse conduit EDF à vous proposer des évolutions de la décision n°2021-DC-0706, afin de répondre aux deux objectifs suivants :

- Objectif n°1 : Relotir 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 tranche.

EDF propose également d'intégrer une nouvelle prescription pour gérer les situations de prolongation d'un arrêt de tranche, qui conduiraient, du fait de l'état du réacteur, à ne pas pouvoir terminer ou requalifier, à l'échéance d'une prescription, l'ensemble des activités concourant à la mise en œuvre de cette prescription.

La principale évolution qu'EDF propose porte sur le décalage de l'intégration des dispositions du « complément phase B » sur les premiers réacteurs devant déployer ces dispositions. Selon la programmation actuelle, ce déploiement commence sur l'arrêt de Tricastin 1 en janvier 2025 et se poursuit sur les 7 réacteurs suivants en 2026, pour bénéficier d'un an de retour d'expérience (REX) entre le réacteur tête de série (TTS) et la généralisation de ces dispositions. Notre proposition consiste à retenir comme nouvelle TTS l'arrêt de Tricastin 3 en août 2026, en veillant à toujours disposer d'une phase de REX entre la TTS et les réacteurs suivants, ce qui induit mécaniquement un décalage des arrêts « Complément phase B » suivants.

Cette proposition, élaborée en concertation avec tous les CNPE du palier 900 MWe, permet de rester au plus près de la programmation initiale : elle conduit à ré-organiser les arrêts « complément phase B » et les arrêts « phase B + complément phase B » sur la période 2025-2029 mais elle n'induit aucun changement de la programmation initiale sur la période 2030-2034.

En synthèse, notre proposition d'évolutions porte sur 21 prescriptions : 16 concourent à l'objectif n°1 pour relotir les dossiers et les interventions, dont 12 sont directement liées au décalage de la TTS de la phase « Complément phase B », et 6 concourent à l'objectif n°2 pour pouvoir faire face aux évolutions de programmation des arrêts.

Vous trouverez en annexe de ce courrier, pour chaque prescription concernée, la justification de notre demande d'évolution et une proposition d'évolution de la prescription (formulation ou nouvelle programmation en bleu).

Conformément à l'article R 593-40 du code de l'environnement, nous sollicitons donc de votre part une révision de la décision n°2021-DC-0706, sur la base des éléments présentés dans les annexes de ce courrier.

Nous sommes à la disposition de vos services pour détailler et expliciter l'ensemble de ces éléments.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de notre considération distinguée.

**P.J.** : sans objet

**Copies externes** :

D455623062455

**Copies internes :**

D455623062455

## **ANNEXE A**

**Création d'une nouvelle prescription générique**

## ANNEXE A

### Création d'une nouvelle prescription générique

#### **Justification de la demande d'EDF**

Le respect d'une prescription sur un réacteur nécessite deux conditions :

- ⇒ Le déploiement de la disposition sur l'installation,
- ⇒ La mise en exploitation de la disposition.

Des aléas peuvent survenir sur les arrêts pour renouvellement du combustible, entraînant une prolongation de cet arrêt, ce qui peut conduire, du fait de l'état du réacteur, à ne pas pouvoir terminer ou requalifier, à l'échéance d'une prescription, l'ensemble des activités concourant à la mise en œuvre de cette prescription. De ce fait, la disposition ne peut pas être mise en exploitation à l'échéance de la prescription. Elle le sera dès que l'état du réacteur sera compatible avec le solde des activités liées à cette disposition.

Compte tenu de ces éléments, EDF propose d'introduire la prescription générique décrite ci-dessous.

#### **Proposition d'introduction d'une disposition générique**

*Pour un réacteur en arrêt pour renouvellement du combustible, les échéances des prescriptions identifiées en annexe 2 de la présente décision qui seront échues pendant cet arrêt sont remplacées par la date de la divergence du réacteur.*

## **ANNEXE B**

La proposition d'évolution des prescriptions de l'annexe B vise à rationaliser et optimiser la mise en œuvre des dispositions permettant de répondre aux 16 prescriptions décrites dans cette annexe.

L'objectif est de reltir la mise en œuvre de ces dispositions selon les phases déjà définies (phases A, B, complément phase B), pour pouvoir les regrouper et ainsi en faciliter l'intégration et l'appropriation par les CNPE, grâce à :

- ✓ Une préparation et une réalisation standardisées des dispositions d'un réacteur à l'autre (même périmètre, même dossier d'intervention),
- ✓ Une mise à jour unique de la documentation d'exploitation pour un lot donné,
- ✓ Une limitation du nombre de référentiels d'exploitation à gérer en parallèle sur un même CNPE.

Ces 3 points concourent directement à garantir la maîtrise des risques liés à la sûreté sur les CNPE.

## ANNEXE B1

### PRESCRIPTION [AGR-E II]

#### Thématique

#### **Risques associés aux agressions**

Risques liés à l'incendie

#### Prescription [AGR-E II]

*Il.- L'exploitant identifie, indépendamment de leur fiabilité, les dispositions de protection contre l'incendie dont la défaillance 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.*

*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.*

Conformément à l'annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706, cette prescription est à échéance « RCR + 5 ans » pour les 11 réacteurs dont le RCR est paru avant le 31 décembre 2023 et à échéance « RCR » pour les 21 autres réacteurs. La première échéance de cette prescription est le 13/02/2024 pour Saint Laurent B2 (1<sup>er</sup> réacteur à échéance RCR).

#### Justification de la demande d'EDF

La réponse à la prescription nécessite :

- L'identification des dispositions de protection contre l'incendie dont la défaillance 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,
- Une modification matérielle visant à faciliter la surveillance du maintien en position fermée des portes isolant les locaux à fort enjeu,
- Une mise à jour du référentiel d'exploitation incendie (référentiel managérial « incendie-prévention »),
- Une mise à jour des bases de données d'exploitation afin d'identifier les équipements à fort enjeu.

Les études, la modification matérielle et la mise à jour du référentiel managérial incendie-prévention sont planifiées en cohérence avec les échéances de la prescription [AGR-E II]. La mise à jour des bases de données, nécessaire pour permettre l'exploitation des équipements sur les CNPE en cohérence avec leurs exigences, n'est cependant pas compatible avec les échéances spécifiques à chaque réacteur. C'est pourquoi EDF propose de reltir le dossier de façon homogène sur tout le palier, en proposant une échéance à « RCR + 5 ans », pour tous les réacteurs.

EDF considère que le décalage de l'échéance de la prescription est acceptable sur le plan de la sûreté pour les raisons suivantes.

- Les études probabilistes réalisées dans le cadre de la VD4 900 ont montré qu'une grande partie du risque de fusion du cœur en cas d'incendie était portée par la perte de la commande des soupapes SEBIM, située dans le Bâtiment Electrique. L'intégration de la modification PNPEi216 « Fiabilisation de l'ouverture commandée des soupapes SEBIM du pressuriseur vis-à-vis du risque incendie » au plus tard en phase A pour la majorité des réacteurs et au plus tard en phase B pour les 7 premiers réacteurs dont le RCR est paru avant le 31 décembre 2021, a pour objectif de réduire le risque de fusion du cœur en cas d'incendie, en réduisant le risque d'ouverture intempestive de soupape pressuriseur pour les états RRA non connecté. Le risque de fusion du cœur faisant suite à un incendie est significativement réduit par la mise en œuvre de cette modification.
- De plus, les dispositions d'exploitation déjà mises en œuvre sur les CNPE pour renforcer la gestion des secteurs de feu à risque majeur incendie, au titre du référentiel managérial « Incendie Prévention » actuellement en application, contribuent également à diminuer le risque de fusion du cœur faisant suite à un incendie.



Compte tenu de ces éléments et dans un objectif de reltir les dossiers, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [AGR-E II].

**Proposition d'évolution de la prescription [AGR-E II]**

EDF ne propose pas d'évolution de la formulation de la prescription [AGR-E II].

*Il.- L'exploitant identifie, indépendamment de leur fiabilité, les dispositions de protection contre l'incendie dont la défaillance 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.*

*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.*

EDF propose de modifier les échéances fixées par l'annexe 2 de la décision pour cette prescription, en retenant une échéance « RCR + 5 ans » pour tous les réacteurs (voir annexe D pour le détail des échéances spécifiques à chaque réacteur).

RCR + 5 ans	BLA1, <b>BLA2, BLA3, BLA4</b> , <b>CHB1, CHB2, CHB3, CHB4</b> , <b>CRU1, CRU2, CRU3, CRU4</b> , DAM1, DAM2, <b>DAM3, DAM4</b> , GRA1, <b>GRA2</b> , GRA3, <b>GRA4, GRA5, GRA6</b> , <b>SLB1, SLB2</b> , TRI1, TRI2, TRI3, <b>TRI4</b>  BUG2, <b>BUG3</b> , BUG4, BUG5
-------------	---

## ANNEXE B2 PRESCRIPTION [PISC-B I]

### Thématique

#### **Etudes des accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible**

Études des accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible

### Prescription [PISC-B I]

*I.- L'exploitant intègre, dans un chapitre dédié du rapport de sûreté, les règles d'étude associées à la démonstration de sûreté de la piscine d'entreposage du combustible ainsi que les situations d'incident et d'accident retenues.*

*Ce chapitre inclut les situations suivantes :*

- les situations de perte de refroidissement partielle ou totale de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible ;*
- les situations de rupture de tuyauterie sur un tronçon isolable connecté à la piscine d'entreposage du combustible.*

*Il met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.*

Conformément à l'annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706, cette prescription est à échéance « RCR + 5 ans » pour les 11 réacteurs dont le RCR est paru avant le 31 décembre 2023 et à échéance « RCR » pour les 21 autres réacteurs. La première échéance de cette prescription est le 13/02/2024 pour Saint Laurent B2 (1<sup>er</sup> réacteur à échéance RCR).

### Justification de la demande d'EDF

Vis-à-vis de la gestion des situations de rupture de tuyauterie sur un tronçon isolable connecté à la piscine d'entreposage du combustible, EDF met en œuvre une disposition consistant à mettre en place une redondance de l'isolement de la ligne d'aspiration des pompes PTR, avec un automatisme de fermeture sur un signal de niveau très vas dans la piscine BK. Cette disposition est déployée en deux temps :

1. Ajout de la vanne PTR 301 VB sur le palier CPY (PTR 017 VB sur Bugey) réalimentée par le DUS, en série de la vanne d'isolement automatique existante (PTR001VB sur le palier CPY et sur Bugey). Cette vanne est mise en place dans le cadre de la modification de création du système de refroidissement mobile diversifié PTR bis, en phase A. A ce stade, la vanne PTR 301 VB sur le palier CPY (PTR 017 VB sur Bugey) n'est pas associée à un automatisme d'isolement. En situation accidentelle, elle est fermée par les opérateurs en salle de commande, sur atteinte du niveau très bas dans la piscine BK, en application des procédures de conduite accidentelle (Dossier d'Amendement RGE phase A).
2. Mise en œuvre de l'isolement automatique de la vanne PTR 301 VB sur le palier CPY (PTR 017 VB sur Bugey) sur signal de niveau très bas dans la piscine BK, au titre des PCC EPR. Cette modification est mise en œuvre selon une programmation spécifique établie pour respecter les échéances de la prescription [PISC-B I]. Elle est déclinée dans la documentation d'exploitation en 2 étapes afin d'éviter un dossier d'amendement spécifique pour cette modification.
  - Une première étape consiste à mettre en œuvre une instruction temporaire de sûreté visant à mettre à jour les procédures de conduite accidentelle (ITS RGE VI), lors de la mise en exploitation de la modification matérielle. Cette ITS permet la conduite de l'automatisme dans les procédures accidentelles.
  - La seconde étape permet de décliner cette disposition de façon pérenne dans le référentiel d'exploitation (RDS, RGE III, VI et IX) avec le dossier d'amendement phase B.

Vis-à-vis des situations de perte de refroidissement partielle ou totale de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible, EDF prévoit la mise en service d'une source d'eau ultime de niveau noyau dur. Selon les réacteurs, cette source d'eau ultime peut être assurée par des puits aspirant dans la nappe phréatique ou des moyens de stockage dédiés. Des difficultés de forage ou d'obtention de la productivité attendue des puits sont

rencontrées sur plusieurs réacteurs (SLB2, BLA2, BLA3, BLA4, DAM3, DAM4, GRA4, GRA5) et des difficultés de mise en œuvre du traitement de sol nécessaire à la mise en place du stockage ont été rencontrées sur Gravelines 2, ce qui conduit à des retards de mise à disposition des solutions de source d'eau ultime pérennes. Des actions ont été engagées de façon réactive sur ces chantiers pour résoudre les difficultés rencontrées mais elles ne permettent pas de garantir que la solution développée jusqu'à présent pourra être opérationnelle ou qu'elle pourra remplir les objectifs de sûreté qui lui sont assignées, aux échéances prescrites.

La conception et la mise en œuvre de solutions alternatives pourraient devoir être engagées pour ces réacteurs, en fonction des résultats des plans d'action en cours mais dans cette hypothèse, cela ne permettrait pas de disposer d'une nouvelle source d'eau ultime opérationnelle aux échéances de la prescription.

Ces aléas techniques conduisent EDF à proposer de nouvelles échéances pour la prescription [PISC-B I]. En effet, si, sur les premiers réacteurs, de tels aléas ont pu être résolus dans le respect de l'échéance de la prescription (RCR + 5 ans), le changement d'échéance (RCR) à partir du 12<sup>ème</sup> réacteur (SLB2) ne le permet plus.

De plus, la prescription comportant 2 types d'échéances (« RCR + 5 ans » pour les 11 premiers réacteurs et « RCR » pour les 21 réacteurs suivants), cela implique d'élaborer deux Dossiers d'Amendement (DA) distincts, sur 2 états techniques différents (état VD4 phase A pour les 21 réacteurs à échéance RCR et état VD4 phase B pour les 11 réacteurs à échéance « RCR + 5 ans ») :

1. Pour les 21 réacteurs pour lesquels l'échéance est RCR, le DA concerné a été transmis à l'ASN en mars 2022. Ce DA est applicable à partir du réacteur n°2 de Saint Laurent B dont l'échéance de la prescription est le 13/02/2024. Les réacteurs de Blayais 2, 3 et 4, Dampierre 3 et 4, Gravelines 2, 4 et 5, qui connaissent également des difficultés, relèvent de cette première catégorie.
2. Pour les 11 réacteurs pour lesquels l'échéance est « RCR + 5 ans », le DA concerné est autorisé (CPY) ou déposé (BUG). La première échéance pour ces 11 réacteurs est le 22/02/2025 pour le réacteur n°1 de Tricastin.

Les difficultés de forage ou de productivité des puits ou de traitement des sols rencontrées sur les 9 réacteurs précités génèrent un risque de non-respect de l'échéance de la prescription pour ces réacteurs. Une option pourrait être de proposer un report de l'échéance de la prescription pour ces 9 réacteurs mais cela conduit à maintenir plusieurs DA.

C'est pourquoi, pour éviter cette situation qui complexifie la gestion des dossiers pour les CNPE et de façon à rationaliser les dossiers, EDF propose de mettre en œuvre cette prescription au plus tard cinq ans après la remise du rapport de conclusion du réexamen pour tous les réacteurs.

EDF considère que le décalage de l'échéance de la prescription [PISC-B I] est acceptable sur le plan de la sûreté pour les raisons suivantes :

*Situations de perte de refroidissement partielle ou totale de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible*

- La piscine d'entreposage du combustible dispose de deux moyens d'appoint préexistants par les systèmes JPI et SED.
- En réponse à la prescription [PISC-A I], EDF met en œuvre au plus tard lors de la remise du RCR de chaque réacteur, un moyen d'appoint à la piscine d'entreposage du combustible par des moyens locaux de crise, entre la réserve en eau (puits ou bâches souples ou réservoirs préexistants pour d'autres usages) et les piquages FARN. La mise en œuvre de ce nouvel appoint diversifié (MLC) constitue une ligne de défense supplémentaire vis-à-vis du risque de découverture des éléments combustibles, complétant ainsi les lignes de défense préexistantes.
- Bien que valorisés dans la démonstration de sûreté à partir de la phase B, les parties fixes du système de refroidissement mobile diversifié PTR bis sont mises en œuvre dès la phase A.
- Le dispositif PTR bis dans son ensemble (parties fixes et mobiles) est opérationnel via la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) 24 heures après le début de l'accident. Ce dispositif pourrait contribuer également à limiter le risque de perte totale du refroidissement de la piscine combustible.

*Situations de rupture de tuyauterie sur un tronçon isolable connecté à la piscine d'entreposage du combustible*

- L'isolement automatique de la vanne PTR001VB sur le palier CPY et sur Bugey sur signal de baisse de niveau de la piscine combustible est opérationnel (automatisme existant avant les VD4).

- La redondance de l'isolement de la ligne d'aspiration des pompes PTR par l'ajout de la vanne PTR301VB sur le palier CPY (PTR017 VB sur Bugey) et l'isolement de cette vanne par les opérateurs en salle de commande sont fonctionnels dès la VD4 phase A.
- La programmation de la mise en œuvre de la modification d'automatisation de la vanne PTR301VB sur le palier CPY (PTR017VB sur Bugey) telle que planifiée actuellement n'est pas modifiée,
- L'instruction temporaire de sûreté mise en œuvre lors du déploiement de l'automatisme restera en application jusqu'à la déclinaison complète de la disposition de façon pérenne dans le référentiel d'exploitation, à la nouvelle échéance proposée pour la prescription [PISC-B I].
- Un suivi en exploitation de l'automatisme de fermeture de la vanne PTR301VB sur le palier CPY (PTR017VB sur Bugey) sera mis en œuvre lors du déploiement et restera en application jusqu'à la déclinaison complète de la disposition de façon pérenne dans le référentiel d'exploitation, à la nouvelle échéance proposée pour la prescription [PISC-B I].

Compte tenu de ces éléments et dans un objectif de reltir les dossiers, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [PISC-B I].

### **Proposition d'évolution de la prescription [PISC-B I]**

EDF ne propose pas d'évolution de la formulation de la prescription [PISC-B I].

*I.- L'exploitant intègre, dans un chapitre dédié du rapport de sûreté, les règles d'étude associées à la démonstration de sûreté de la piscine d'entreposage du combustible ainsi que les situations d'incident et d'accident retenues.*

*Ce chapitre inclut les situations suivantes :*

- *les situations de perte de refroidissement partielle ou totale de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible ;*
- *les situations de rupture de tuyauterie sur un tronçon isolable connecté à la piscine d'entreposage du combustible.*

*Il met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.*

EDF propose de modifier les échéances fixées par l'annexe 2 de la décision pour cette prescription, en retenant une échéance « RCR + 5 ans » pour tous les réacteurs (voir annexe D pour le détail des échéances spécifiques à chaque réacteur).

RCR + 5 ans	BLA1, <b>BLA2, BLA3, BLA4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4,</b> DAM1, DAM2, <b>DAM3, DAM4,</b> GRA1, <b>GRA2,</b> GRA3, <b>GRA4, GRA5, GRA6, SLB1, SLB2,</b> TRI1, TRI2, TRI3, <b>TRI4</b>  BUG2, <b>BUG3,</b> BUG4, BUG5
-------------	--

**ANNEXE B3**  
**PRESCRIPTIONS [AG-A II] ET [AG-A III]**

**Thématique**

**Etudes des accidents avec fusion du cœur**

Dispositif de stabilisation du corium

**Prescriptions [AG-A II.3] et [AG-A III]**

[AG-A II]

II.- L'exploitant :

- 1- *transmet, au plus tard le 31 décembre 2022, à l'Autorité de sûreté nucléaire un avant-projet détaillé permettant l'épaississement du radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux à partir de 2025. Cet avant-projet comporte une étude d'optimisation de la radioprotection des intervenants ;*
- 2- *transmet, au plus tard le 30 juin 2023, à l'Autorité de sûreté nucléaire les conclusions de son programme d'études du comportement des radiers en situation d'accident avec fusion du cœur fondé sur des essais. À la même date, il prend position sur la nécessité d'épaissir le radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux ;*
- 3- *épaissit les radiers le nécessitant.*

Conformément à l'annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706, la prescription [AG-A II.3] est à échéance « RCR + 5 ans » pour les 11 réacteurs de Blayais, Chinon B1, Dampierre, Saint Laurent B et à échéance « RCR » pour les réacteurs de Chinon B2, 3 et 4. La première échéance est le 06/02/2027 pour Dampierre 1.

[AG-A III]

III.- *L'exploitant renforce les voiles entre le local d'instrumentation interne du cœur (RIC) et la zone des puisards du fond de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur pour prévenir tout risque induit par leur percement par le corium.*

Conformément à l'annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706, la prescription [AG-A III] est à échéance « RCR + 5 ans » pour les 13 réacteurs de Blayais, Chinon B, Dampierre 2, 3 et 4, Saint Laurent B et à échéance « RCR + 6 ans » pour le réacteur de Dampierre 1. La première échéance est le 06/11/2027 pour Dampierre 2.

**Justification de la demande d'EDF**

Le déploiement de la modification « Stabilisation du corium » contribue directement à permettre la stabilisation du corium sur le radier du Bâtiment Réacteur (BR), afin d'éviter le percement du radier et donc in fine, préserver la fonction de confinement assurée par l'enceinte. Conformément à la prescription [AG-A I], les dispositifs de maintien à sec du puits de cuve, d'étalement du corium sur le fond du puits de cuve et du local RIC adjacent et de renoyage passif du corium par l'eau sont déployés depuis 2019 lors des 4<sup>èmes</sup> Visites Décennales des réacteurs du palier 900 MWe.

En réponse à la prescription [AG-A II], EDF a décidé de participer au programme de R&D international « ROSAU » (Reduction Of Severe Accident Uncertainties) de l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE et a également décidé de faire réaliser des essais complémentaires par le Laboratoire National d'Argonne (ANL en anglais) du Département de l'Energie aux Etats Unis, pour appréhender les phénomènes physiques complexes caractérisant l'Interaction entre le Corium et le Béton (ICB) et pouvoir les modéliser, afin d'évaluer les épaisseurs d'ablation du béton du radier. Ces études visent à pouvoir évaluer le besoin d'un épaississement éventuel du radier des 14 réacteurs dont le béton est très siliceux (Blayais, Chinon, Dampierre, Saint Laurent), en complément des modifications « Stabilisation du corium » en cours de déploiement.

En réponse à la prescription [AG-A I.1], EDF a transmis à l'ASN un Avant-Projet Détaillé (APD) sur l'épaississement du radier des BR dont le béton est très siliceux. Cet APD a montré deux risques majeurs associés à l'opération d'épaississement des radiers : la dosimétrie importante et le besoin de déposer/reposer de l'instrumentation du cœur (RIC), selon l'épaississement à réaliser. La dépose puis repose des équipements

d'instrumentation du cœur constituerait des activités très impactantes vis-à-vis de la dosimétrie des intervenants et à risques vis-à-vis de ces équipements. EDF a poursuivi ses réflexions pour éviter la dépose/repose de l'instrumentation RIC en cas d'épaississement : cette analyse conduit à identifier l'intérêt d'un étalement complémentaire dans un autre local que le puits de cuve et le local RIC, pour réduire la hauteur d'épaississement et éviter la dépose/repose de l'instrumentation RIC.

Néanmoins, malgré ces optimisations, le chantier d'épaississement du radier demeure un chantier à risque majeur, qui nécessite un travail de préparation très important. EDF souhaite donc disposer d'un délai approprié pour définir et préparer de façon approfondie chaque phase du chantier.

Par ailleurs, conformément à la prescription [AG-A III], EDF prévoit de renforcer les voiles entre le local RIC et la zone de puisard du fond de l'enceinte de confinement. Ce chantier se situe dans la même zone du BR que le chantier d'épaississement du radier, avec un enjeu dosimétrique également majeur. Il apparaît donc opportun de réaliser les deux chantiers en même temps pour optimiser la dosimétrie, en mutualisant la préparation et la réalisation. Ces activités, très complexes de par la configuration des locaux et la présence de matériels sensibles dans le local RIC, nécessitent d'être analysées de façon très fine pour notamment optimiser le séquençement des activités et maîtriser les risques associés.

Afin de limiter la dosimétrie des intervenants et permettre une instruction approfondie notamment vis-à-vis d'une solution d'épaississement et/ou d'étalement complémentaire (au-delà du puit de cuve et du local RIC), EDF propose de modifier les échéances associées aux prescriptions [AG-A II.3] et [AG-A III] pour les réacteurs de Blayais 1, 2, 3, 4, Dampierre 1, 2, 3, 4 et Chinon B1 pour réaliser les deux interventions de façon mutualisée, à une échéance « RCR + 6 ans ». Pour le réacteur de Chinon B2, le positionnement de la quatrième visite décennale en 2026 ne permet pas de disposer d'un délai suffisant pour préparer de façon approfondie le chantier à l'échéance de la prescription [AG-A II.3] : pour ce réacteur, EDF propose de retenir pour les deux prescriptions, une échéance « RCR + 5 ans ».

EDF considère que le décalage des échéances de ces prescriptions pour les mutualiser est acceptable sur le plan de la sûreté, compte tenu de la probabilité d'occurrence d'un accident avec fusion du cœur et au regard de l'enjeu de préparation de ces chantiers afin d'en limiter la dosimétrie pour les intervenants.

Compte tenu de ces éléments, EDF propose les évolutions suivantes des prescriptions [AG-A II.3] et [AG-A III].

### **Proposition d'évolution de la prescription [AG-A II.3]**

EDF ne propose pas d'évolution de la formulation de la prescription [AG-A II.3].

*II.- L'exploitant :*

- 1- *transmet, au plus tard le 31 décembre 2022, à l'Autorité de sûreté nucléaire un avant-projet détaillé permettant l'épaississement du radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux à partir de 2025. Cet avant-projet comporte une étude d'optimisation de la radioprotection des intervenants ;*
- 2- *transmet, au plus tard le 30 juin 2023, à l'Autorité de sûreté nucléaire les conclusions de son programme d'études du comportement des radiers en situation d'accident avec fusion du cœur fondé sur des essais. À la même date, il prend position sur la nécessité d'épaissir le radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux ;*
- 3- *il épaissit les radiers le nécessitant.*

EDF propose de modifier les échéances fixées par l'annexe 2 de la décision pour cette prescription, en retenant une échéance « RCR + 6 ans » pour les 9 réacteurs de Blayais, Dampierre et Chinon B1 et une échéance « RCR + 5 ans » pour le réacteur de Chinon B2 (voir annexe D pour le détail des échéances spécifiques à chaque réacteur).

RCR	CHB3, CHB4
RCR + 5 ans	SLB1, SLB2, <b>CHB2</b>
RCR + 6 ans	<b>BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, CHB1</b>

**Proposition d'évolution de la prescription [AG-A III]**

EDF ne propose pas d'évolution de la formulation de la prescription [AG-A III].

*III.- L'exploitant renforce les voiles entre le local d'instrumentation interne du cœur (RIC) et la zone des puisards du fond de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur pour prévenir tout risque induit par leur percement par le corium.*

EDF propose de modifier les échéances fixées par l'annexe 2 de la décision pour cette prescription, en retenant une échéance « RCR + 6 ans » pour les 9 réacteurs de Blayais, Dampierre 2, 3 et 4, Chinon B1 (voir annexe D pour le détail des échéances spécifiques à chaque réacteur).

NB : Les échéances de la prescription [AG-A III] pour les réacteurs des CNPE de Tricastin, Gravelines, Cruas et Bugey sont traitées dans l'annexe B4 du présent courrier.

RCR + 5 ans	CHB2, CHB3, CHB4, SLB1, SLB2
RCR + 6 ans	<b>BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, CHB1, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4</b>

**ANNEXE B4****Programmation de la phase « Complément Phase B »****Thématique****Prescriptions ayant pour échéance la phase « Complément phase B »**

Cette échéance concerne les 7 réacteurs dont le début d'arrêt VD4 est antérieur à la date du 31 décembre 2021 (TRI1, BUG2, BUG4, BUG5, GRA1, DAM1, TRI2). Elle comprend le déploiement de certaines modifications issues des retombées de l'instruction du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique par l'ASN qui, compte tenu de leur nature, nécessitent un délai d'instruction d'environ 5 ans. Industriellement, les dispositions visant à respecter ces prescriptions ont été loties et planifiées au titre de la phase « Complément phase B ».

**Prescriptions concernées**

Les 12 prescriptions concernées sont : [AGR-F II], [AG-B II-2], [PISC C], [AG-B III], [AG-B IV], [AG-C I], [AG-C II], [AG-D I], [AG-D II], [ND-B], [ND-C] et spécifiquement pour les réacteurs des CNPE de Bugey, Cruas, Gravelines et Tricastin la prescription [AG-A III].

Conformément à l'annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706, ces prescriptions sont à échéance :

- « RCR + 6 ans », pour les 7 réacteurs dont le début de la VD4 est antérieur au 31/12/2021,
- « RCR + 5 ans », pour les 25 autres réacteurs.

**Justification de la demande d'EDF**

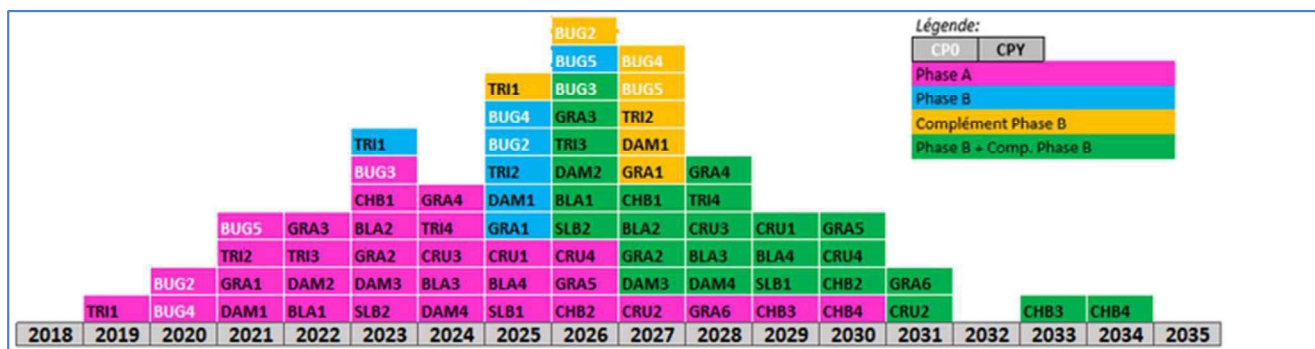
Sur le plan de la production documentaire, le 4<sup>ème</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe se distingue par un nombre de Dossiers d'Amendement (DA) aux RGE totalement inédit par rapport à tous les réexamens précédents : pour la totalité du réexamen, il est prévu, à date, de devoir élaborer une trentaine de dossiers réglementaires soumis à autorisation de l'ASN. Cette situation est liée au volume de modifications matérielles et intellectuelles du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique, au lotissement en plusieurs phases des modifications matérielles (phases A, B, Complément phase B), à la structuration des prescriptions de la décision n°2021-DC-0706 (avec des échéances calendaires, dont certaines déloties) ainsi qu'à l'article L593-19 du code de l'environnement (qui lie le processus d'autorisation et les enquêtes publiques). La multiplicité de ces DA conduit à une complexification très importante du référentiel d'exploitation pour les CNPE, qui doivent intégrer un nombre très significatif de DA pour établir la documentation applicable à un réacteur.

L'élaboration de chaque DA du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe mobilise des compétences d'expertise en systèmes, des spécialistes de chacun des chapitres des RGE et cette situation est concomitante avec les réexamens VD4 1300 et VD3 N4, ce qui accroît la complexité d'élaboration et d'instruction de ces DA.

Cette situation n'est pas temporaire car de nombreux DA seront également à produire après 2023, en particulier le DA associé au « Complément phase B ».

Selon la programmation actuelle, le déploiement des modifications liées au « Complément phase B » commence sur l'arrêt de Tricastin 1 en janvier 2025 et se poursuit en 2026 sur les 5 réacteurs suivants du palier CPY (GRA3, TRI3, DAM2, BLA1, SLB2) et sur 2 réacteurs de Bugey (BUG2, BUG3), pour bénéficier d'un an de retour d'expérience (REX) entre le réacteur tête de série (TTS) et la généralisation de ces dispositions.





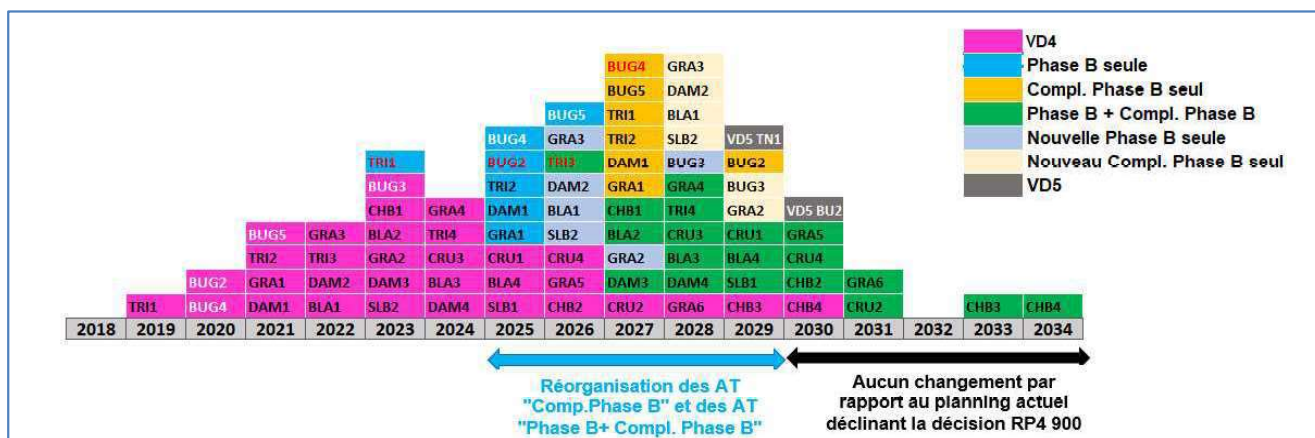
Programmation VD4 900 actuelle

Compte tenu du temps nécessaire pour le CNPE de Tricastin pour intégrer et s'approprier la documentation liée à ce DA, il conviendrait que le DA « Complément phase B » fasse l'objet d'une autorisation au plus tard en juillet 2024 (6 mois avant le découplage de la TTS de Tricastin 1, en janvier 2025) : il n'est pas possible d'élaborer et d'instruire ce DA en qualité pour cette échéance.

C'est pourquoi EDF propose de retenir comme nouvelle TTS « Complément phase B » l'arrêt de Tricastin 3 en août 2026, en veillant à disposer toujours d'une phase de REX entre la TTS et les réacteurs suivants, ce qui induit mécaniquement un décalage des arrêts « Complément phase B » suivants.

Pour limiter les impacts du décalage de la TTS « Complément phase B » et définir une nouvelle programmation compatible avec la campagne pluriannuelle de chaque site puis compatible avec la campagne pluriannuelle du Parc, un travail important a été réalisé avec l'ensemble des CNPE du palier 900 MWe.

Il a permis d'identifier un scénario permettant de rester au plus près de la programmation initiale : elle conduit à ré-organiser les arrêts « complément phase B » et les arrêts « phase B + complément phase B » sur la période 2025-2029 mais elle n'induit aucun changement de la programmation initiale sur la période 2030-2034.



Proposition d'évolution de la programmation VD4 900

La ré-organisation des arrêts sur la période [2025-2029] concerne 8 réacteurs :

- Pour 6 réacteurs (SLB2, BLA1, DAM2, GRA2, GRA3, BUG3) ayant initialement un arrêt avec réalisation conjointe [phase B + complément phase B], réalisation séparée des phases B et complément phase B :
  - Réalisation de la phase B sur l'arrêt prévu initialement : aucune évolution pour ces 5 réacteurs (SLB2, BLA1, DAM2, GRA2, GRA3).
  - Décalage de 2 ans de la phase B pour Bugey 3.
  - Décalage de 2 ans de la réalisation du « complément phase B », en 2028/2029 pour ces 6 réacteurs.

- Pour les 2 réacteurs TTS, décalage du complément phase B de 2025 à 2027 pour Tricastin 1 et de 2026 à 2029 pour Bugey 2 (pas d'arrêt en 2028, du fait des campagnes CYCLADES à cycle long). La TTS de Bugey pour le « complément phase B » devient l'arrêt de Bugey 4 en 2027.

Cette réorganisation des arrêts sur la période [2025-2029] conduit à devoir modifier les échéances des prescriptions pour les 6 réacteurs précités hormis Saint Laurent B2, le décalage de 2 ans de l'arrêt « complément phase B » de Saint Laurent B2 étant compatible avec les échéances des prescriptions concernées.

Compte tenu de ces éléments, EDF propose les évolutions suivantes des prescriptions ayant pour échéance la phase « Complément phase B ».

### **Proposition d'évolution de la décision**

EDF propose de modifier les échéances fixées par l'annexe 2 de la décision pour les **11 prescriptions [AGR-F II], [PISC-C], [AG-B II-2], [AG-B III], [AG-B IV], [AG-C I], [AG-C II], [AG-D I], [AG-D II], [ND-B], [ND-C] et spécifiquement pour les réacteurs des CNPE de Bugey, Cruas, Gravelines et Tricastin, la prescription [AG-A III]**, en retenant les échéances suivantes (voir annexe D pour le détail des échéances spécifiques à chaque réacteur).

RCR + 5 ans	BLA2, BLA3, BLA4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, DAM3, DAM4, GRA4, GRA5, GRA6, SLB1, SLB2, TRI3, TRI4
RCR + 6 ans	<b>BLA1</b> , DAM1, <b>DAM2</b> , GRA1, <b>GRA2, GRA3</b> , TRI2 <b>BUG3</b> , BUG4, BUG5
<b>RCR + 8 ans</b>	<b>TRI1</b> <b>BUG2</b>

**ANNEXE C**

**Sécuriser le respect des échéances de prescriptions  
vis-à-vis des évolutions de la programmation pluriannuelle des arrêts de tranche**

## ANNEXE C1

### PRESCRIPTION [CONF-B II]

#### Thématique

#### **Conformité des installations et maîtrise du vieillissement**

Essais particuliers

#### Prescription [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.*

*Pour chacun des essais figurant dans son programme d'essais particuliers devant être réalisé sur des réacteurs de la centrale nucléaire de Bugey, l'exploitant réalise au moins un essai avant le 31 décembre 2025.*

#### Justification de la demande d'EDF

En réponse à la prescription [CONF-B I], EDF a transmis en décembre 2021 le programme d'essais particuliers à réaliser au titre de la prescription [CONF-B II]. En complément du suivi en exploitation réalisé en continu sur les réacteurs au titre des essais périodiques du chapitre IX des RGE et des programmes de base de maintenance préventive, ce programme d'essais spécifiques est mis en œuvre pour apprécier le comportement global de l'installation après intégration des modifications du réexamen, confirmer l'analyse d'exhaustivité des Essais Périodiques ou conforter des hypothèses de modélisation supports aux études ou à la qualification d'outils de calcul scientifiques.

Ce programme conséquent est constitué de 20 essais dont certains demandent des conditions de réalisation spécifiques qui n'ont parfois jamais été mises en œuvre depuis la construction du palier 900 MWe ou qui correspondent à des configurations rencontrées uniquement lors des visites décennales. Ces essais doivent donc faire l'objet d'une préparation minutieuse, partagée en amont avec l'ensemble des acteurs et en particulier avec les équipes des CNPE concernés, afin que les impacts en termes de sûreté et d'exploitation soient identifiés et analysés de façon approfondie, avant réalisation.

C'est notamment le cas des 7 essais détaillés ci-dessous.

#### **1. Vérification des pertes de charge, pompes ISBP et EAS à l'arrêt, lors du fonctionnement du dispositif H4 sur un réacteur de Bugey**

Cet essai a pour objectif de mesurer la perte de charge induite par les pompes RIS et EAS à l'arrêt, traversées par le débit de la pompe H4 (EAS 006 PO). Il s'agit de conforter par un essai en réel les hypothèses relatives à ces pertes de charge, qui sont utilisées dans le code de calcul hydraulique. Cet essai est réalisé dans l'état « Réacteur Cœur Déchargé » selon la configuration de l'essai périodique de performance hydraulique de la pompe EAS 006 PO. En cas d'aléa conduisant à ne pas pouvoir réaliser cet essai sur le réacteur n°3 de Bugey lors de sa VD4, les conditions de l'essai périodique ne pourraient pas être acquises sur un autre réacteur de Bugey avant l'échéance de la prescription [CONF-B II].

#### **2. Vérification du débit d'injection dans le circuit primaire lors de la mise en œuvre du dispositif H4 en parallèle de l'ISBP sur un réacteur du palier CPY**

Cet essai a pour objectif de vérifier la conformité des débits injectés dans le circuit primaire en configuration de fonctionnement, en parallèle, de la pompe H4 et d'une pompe ISBP, ceci au débit retenu dans la démonstration de sûreté. Cet essai de performance a également pour objectif d'évaluer les mesures organisationnelles définies pour la mise en œuvre de la pompe mobile H4.

Cet essai est réalisé dans l'état « Réacteur Cœur Déchargé ». Il nécessite d'être programmé lors d'une échéance de l'essai périodique décennal de mise en place du dispositif H4-U3 sur un réacteur CPY. Initialement programmé sur le réacteur n°2 de Gravelines, cet essai particulier a été décalé sur la visite décennale du réacteur n°4 de Gravelines suite à une problématique d'approvisionnement des moyens spécifiques nécessaires pour cet essai (besoin de flexibles et robinets dédiés pour éviter la

contamination des équipements en place). Un aléa empêchant la réalisation telle que planifiée nécessiterait d'identifier un autre réacteur qui pourrait répondre à la configuration attendue pour cet essai. Le délai de préparation nécessaire en vue de réaliser cet essai sur le réacteur nouvellement retenu présenterait un risque vis-à-vis du respect de l'échéance de la prescription [CONF-B II] au 31 décembre 2024.

### **3. Vérification du coefficient d'échange d'un échangeur EAS et du point de fonctionnement d'une pompe EAS sur un réacteur CPY**

Cet essai a pour objectif de vérifier d'une part, la non-dégradation du coefficient d'échange d'un échangeur EAS/RRI sur un réacteur du palier CPY et d'autre part, les caractéristiques du point de fonctionnement d'une pompe EAS à un débit proche du débit maximum requis en situation accidentelle.

Cet essai est réalisé dans l'état « Réacteur Cœur Déchargé ». Il nécessite d'être dans la configuration de l'essai périodique décennal « essai d'ouverture des vannes EAS sous plein delta de pression ». La programmation de cet essai sur l'arrêt VD4 du réacteur n°4 de Dampierre (juillet 2024) sur le même échangeur testé lors de la VD1 de ce réacteur (seul échangeur CPY testé en VD1) permettra de disposer d'une valeur de référence et de renforcer l'analyse des résultats à l'issue, en quantifiant notamment l'évolution de la performance sur cet échangeur.

Un aléa empêchant la réalisation de cet essai telle que programmée ne permettrait pas le respect de l'échéance de la prescription [CONF-B II] au 31 décembre 2024.

### **4. Essais physiques particuliers VD4 900 sur un réacteur de Bugey et un réacteur CPY**

Ces essais ont pour objectif de mesurer des grandeurs neutroniques afin de pouvoir les comparer aux valeurs théoriques obtenues par l'utilisation de la chaîne de calcul neutronique. Ils se composent d'essais à puissance nulle à la divergence du cycle, d'essais en puissance et d'essais complémentaires.

Ces essais ne peuvent être réalisés que sur des réacteurs à l'état VD4 ayant intégré la mise en place de grappes absorbantes en hafnium. Ces essais complémentaires au programme d'essais périodiques du chapitre X des RGE nécessitent l'instruction d'une demande d'autorisation ASN pour modification temporaire des spécifications techniques d'exploitation. La réalisation de ces essais physiques particuliers est différente des pratiques habituelles (pesée des grappes, essai de mesure doppler, chute de grappes à 50%, ...) et nécessitent une appropriation et une préparation minutieuse par les équipes qui auront à les mettre en œuvre.

Ces essais sont aujourd'hui programmés sur les redémarrages du réacteur n°2 de Tricastin (ASR en avril 2024) et du réacteur n°2 de Bugey (ASR en février 2025). Tout aléa empêchant la réalisation, telle que programmée aujourd'hui, de ces essais complexes et sensibles affectant la fonction réactivité et mettant en œuvre des pratiques non usuelles, nécessiterait une nouvelle préparation minutieuse avec les équipes du CNPE retenu et une reprise des modifications temporaires des STE. Une reprogrammation de ces essais en amont de l'échéance de la prescription [CONF-B II] conduirait à un risque de non-respect de l'échéance de la prescription au 31 décembre 2024 (CPY) ou au 31 décembre 2025 (Bugey).

### **5. Essai de la turbopompe ASG (TPS ASG) avec un niveau bas dans la bache ASG sur un réacteur de Bugey et un réacteur CPY**

Cet essai a pour objectif de vérifier si le phénomène de pulsation de pression à l'aspiration des motopompes ASG mis en évidence sur le palier P4 se produit également sur la TPS ASG du palier 900 MWe. Il consiste à faire débiter la TPS ASG sur débit nul ou en injection à faible débit dans les GV, avec différents niveaux d'eau dans la bache ASG jusqu'au niveau très bas.

Cet essai est programmé dans l'état « Réacteur Cœur Déchargé ». Le fonctionnement de la turbopompe dans l'état « Réacteur Cœur Déchargé » nécessite un moyen de production de vapeur mis à disposition spécifiquement pour les besoins de l'essai. Une chaudière mobile capable d'alimenter la turbine en vapeur saturée à une pression de 12 bars et de 188°C sera mise en place à ces fins.

L'essai nécessite la vidange de la bache ASG qui n'est pas une configuration d'exploitation courante, y compris lors des arrêts classiques pour renouvellement du combustible. Cet essai est programmé sur

l'arrêt VD4 des réacteurs n°4 de Gravelines et de Bugey (programmés en 2024) dont les programmes prévoient la vidange de cette bache.

Tout aléa empêchant la réalisation de cet essai telle que programmée nécessiterait une nouvelle préparation avec identification du réacteur éligible, mise à disposition et préparation d'un moyen de production de vapeur et présenterait un risque de non-respect de l'échéance de la prescription au 31 décembre 2024 pour le palier CPY et au 31 décembre 2025 pour Bugey

## **6. Fonctionnement de la TPS ASG dans les conditions représentatives d'une situation H3 sur un réacteur de Bugey et un réacteur CPY**

Cet essai a pour objectif de vérifier le bon fonctionnement de la turbopompe ASG (TPS) en situation H3 (Perte Totale des Alimentations Electriques), alors que le local l'abritant n'est plus conditionné thermiquement par la ventilation DVG (hors tension). Le principe retenu consiste à réaliser un refroidissement de la chaudière avec uniquement la TPS ASG, sans conditionnement par le circuit DVG, jusqu'aux conditions de connexion du RRA et d'assurer la surveillance des paramètres de fonctionnement de la TPS ASG durant ce transitoire. La configuration particulière du système de ventilation DVG nécessite de plus de réaliser un essai exploratoire en amont, afin de vérifier l'absence d'impact sur les autres équipements ventilés par le système DVG.

Sur le palier CPY, une configuration aéraulique particulière est nécessaire pour obtenir l'absence de conditionnement du local de la turbopompe par la ventilation DVG. Sur Bugey, l'essai nécessite la fermeture d'un clapet de ventilation DVNe pour obtenir la configuration représentative.

Cet essai nécessite une configuration du circuit ASG identique à celle de l'essai périodique du chapitre IX des RGE « refroidissement de la chaudière par la turbopompe ASG en AN/GV jusqu'aux conditions de connexion du RRA » (essai de périodicité 3 cycles). L'essai particulier a été programmé en adéquation avec les échéances de réalisation de ces essais périodiques sur les réacteurs de Bugey et du palier CPY.

Ces essais sont programmés sur l'arrêt du réacteur n°2 de Tricastin (ASR en avril 2024) et sur l'arrêt du réacteur n°3 de Bugey (ASR en mai 2025).

Tout aléa sur la réalisation de ces essais telle que programmée nécessiterait la détermination d'un nouveau réacteur éligible et une nouvelle préparation de l'essai et présenterait un risque de non-respect de l'échéance de la prescription [CONF-B II].

## **7. Essais des moteurs 6,6 kV en alimentation déséquilibrée**

Ces essais sont réalisés sur plateforme d'essai, auprès d'un industriel, indépendamment des réacteurs. Ils ont pour objectif de consolider les connaissances sur le comportement des moteurs (capacité des moteurs à fonctionner durablement en charge et capacité à démarrer), pris de manière individuelle, en situation d'alimentation déséquilibrée. Ces essais nécessitent une adaptation des installations présentes chez l'industriel retenu. Le créneau de réalisation dépend de la disponibilité de la plateforme d'essais de l'industriel : une indisponibilité de cette plateforme peut avoir des impacts majeurs de production (la plateforme servant aux essais d'usine nécessaires à la continuité de la production).

La disponibilité de la plateforme d'essai chez l'industriel constitue donc un facteur de risque important dans la mesure où un aléa sur au moins un des essais nécessiterait une reprogrammation sur un créneau disponible de cette plateforme d'essai.

La programmation des essais particuliers permet aujourd'hui de respecter les échéances fixées par la prescription [CONF-B II] mais tout essai programmé sur un réacteur en 2024 pourrait se trouver remis en question en cas d'aléa technique ou d'évolution de la programmation des arrêts. Le respect des échéances de cette prescription pourrait par conséquent être remis en cause, en particulier pour les essais cités ci-avant, ce qui conduit EDF à proposer de décaler d'un an l'échéance de la prescription pour le palier CPY et pour Bugey.

EDF considère que ce décalage d'un an pour éviter la déprogrammation, en cas d'aléa ou d'évolution de la programmation des arrêts, d'un essai sur le réacteur pour lequel cet essai a été préparé, est acceptable sur le plan de la sûreté pour les raisons suivantes.

- Les essais particuliers sont réalisés pour compléter le programme d'essais périodiques du chapitre IX des RGE et le programme d'essais de requalification mis en œuvre à l'occasion du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique : ces deux programmes comprennent un nombre d'essais sur l'installation très conséquent et permettent de garantir la disponibilité des matériels. Ces essais particuliers visent à confirmer l'exhaustivité du chapitre IX des RGE et à conforter des hypothèses de modélisation supports aux études ou à la qualification d'outils de calculs scientifiques. Le décalage proposé d'un an n'a pas d'incidence sur la sûreté des installations.
- De plus, le fait de déprogrammer l'essai sur le réacteur retenu initialement et de le programmer de façon réactive sur un autre réacteur pour respecter l'échéance actuelle de la prescription, conduit à générer des risques pour la sûreté sur le réacteur finalement choisi. En effet, l'essai sur ce dernier réacteur ne pourra pas faire l'objet d'une préparation aussi approfondie par les équipes du CNPE (Conduite, maintenance). L'appropriation par les équipes du CNPE des spécificités de cet essai et de ses conditions particulières, hors exploitation standard, devrait en effet être faite dans un temps contraint.

De plus, pour éviter les configurations d'exploitation totalement nouvelles, préjudiciables en terme de maîtrise de la sûreté, et dans le but de bénéficier de configurations connues, la programmation des essais particuliers est généralement couplée à des activités existantes, adaptées aux objectifs visés (vidange de bache ASG prévue au titre de la maintenance, essais périodiques décennaux sur les systèmes EAS, ASG) : les fenêtres possibles de reprogrammation d'un essai sont pour la plupart très restreintes.

C'est pourquoi EDF souhaite réaliser l'essai sur le réacteur retenu initialement, afin de garantir la qualité de sa préparation et de sa réalisation, en décalant d'un an l'échéance de la prescription, pour éviter de perturber les équipes en cas d'aléa ou d'évolution de la programmation des arrêts.

Compte tenu de ces éléments, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [CONF-B II].

#### **Proposition d'évolution de la prescription [CONF-B II]**

EDF propose de modifier les échéances de la prescription [CONF-B II] de la façon suivante :

*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 2025**.*

*Pour chacun des essais figurant dans son programme d'essais particuliers devant être réalisé sur des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, l'exploitant réalise au moins un essai avant le **31 décembre 2026**.*

## ANNEXE C2

### PRESCRIPTION [CONF-C III.2]

#### **Thématique**

#### **Conformité des installations et maîtrise du vieillissement**

Fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire

#### **Prescription [CONF-C III.2]**

*L'exploitant achève, au plus tard le 31 décembre 2025, le remplacement des calorifuges fibreux de type « Microtherm » du bâtiment du réacteur. Il remplace dans le même délai le calorifuge fibreux de type « Protect 1000S » de l'ensemble des lignes auxiliaires du bâtiment du réacteur dont le diamètre est supérieur à 50 mm. Il vérifie que les conditions de température restent compatibles avec le fonctionnement des matériels nécessaires à la sûreté de l'installation en situation normale, incidentelle ou accidentelle et met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.*

#### **Justification de la demande d'EDF**

Les opérations de remplacement de calorifuges microporeux déjà réalisées et les enquêtes menées sur les réacteurs montrent un volume de calorifuge à remplacer supérieur à l'attendu (jusqu'à trois fois la volumétrie identifiée dans les enquêtes initiales) et une dosimétrie plus importante que prévue.

Tous les prestataires compétents sont sollicités pour réaliser ces remplacements mais la dosimétrie des chantiers nécessite de répartir cette dosimétrie sur plusieurs arrêts, ce qui conduit EDF à proposer de décaler de 2 ans l'échéance de la prescription. Les opérations de remplacement de calorifuge seront réalisées, en privilégiant la mutualisation sur les arrêts de type VP (au cours desquels le calorifuge des lignes auxiliaires des boucles primaires est déposé pour des raisons de maintenance) mais en prévoyant également de remplacer les calorifuges sur des arrêts de type ASR. Cette démarche est souhaitable pour tous les réacteurs de façon à lisser la dosimétrie. Ce n'est pas la durée des interventions qui conduit au lissage sur plusieurs arrêts mais la dosimétrie globale cumulée des interventions (qui s'ajoute aux interventions nécessaires pour l'exploitation des tranches), qui, même répartie sur l'ensemble des partenaires, ne permet de respecter les limites de dosimétrie individuelles annuelles.

EDF considère que le décalage de l'échéance de la prescription de 2 ans pour des enjeux dosimétriques est acceptable sur le plan de la sûreté pour les raisons suivantes. Le remplacement des calorifuges va être réalisé au fur et à mesure des arrêts jusqu'à cette échéance, ce qui permet de réduire progressivement le volume des calorifuges microporeux et fibreux. Le remplacement de ces calorifuges vient en outre compléter les dispositions déjà mises en œuvre vis-à-vis de la problématique de recirculation RIS-EAS en cas de survenue d'une brèche primaire. Des modifications matérielles importantes ont ainsi déjà été réalisées :

- augmentation considérable des surfaces de filtration sur tous les réacteurs du palier 900 MWe (modification PNXXi635 déployée entre 2006 et 2009),
- suppression des calorifuges avec particules de Microtherm sur le circuit primaire (hors traversées de Puits de Cuve) et les GV pour tous les réacteurs du palier 900 MWe (modification PNPPi581 réalisée en programmation spécifique à partir de 2014),
- remplacement des calorifuges « simple enveloppe » (matelas fibreux et enveloppe métallique extérieure) par des calorifuges « double enveloppe » (calorifuges fibreux encapsulés dans des boîtiers inox) sur les principaux composants et tuyauteries permettant pour réduire le nombre de fibres mobilisables en APRP (modification déployée en amont des VD4).

Compte tenu de ces éléments, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [CONF-C III.2].



**Proposition d'évolution de la prescription [CONF-C III.2]**

EDF propose de modifier l'échéance de la prescription [CONF-C III.2] de la façon suivante :

*L'exploitant achève au plus tard le **31 décembre 2027**, le remplacement des calorifuges microporeux de type « Microtherm » du bâtiment du réacteur. Il remplace dans le même délai le calorifuge fibreux de type « Protect 1000S » de l'ensemble des lignes auxiliaires du bâtiment du réacteur dont le diamètre est supérieur à 50 mm. Il vérifie que les conditions de température restent compatibles avec le fonctionnement des matériels nécessaires à la sûreté de l'installation en situation normale, incidentelle ou accidentelle et met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.*

## ANNEXE C3

### PRESCRIPTION [Etude-B]

#### Thématique

#### **Études des accidents affectant le réacteur**

Validité de la corrélation de flux critique en présence d'assemblages déformés latéralement

#### Prescription [Etude-B]

*Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant évalue, par une démarche expérimentale, la validité de la corrélation de flux critique utilisée en périphérie des assemblages déformés. A la même date, il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.*

#### Justification de la demande d'EDF

Dans le cadre de la mise en œuvre de la prescription [Etude-B], le programme expérimental a subi deux aléas techniques majeurs, qui ont été présentés à l'ASN et l'IRSN à plusieurs reprises. Ces aléas ont généré un retard important sur le planning. Le premier aléa est advenu lors de la phase de fabrication des grilles de mélange. La conception a été remise en cause en raison de son manque de rigidité. La conception et la fabrication ont dû être reprises afin d'assurer une tenue mécanique suffisante lors des essais. Le second aléa s'est produit lors de la réalisation des essais ; une asymétrie dans la nappe de température au sein de l'écoulement a été observée. Conjointement avec Framatome, il a été décidé d'interrompre l'essai afin de comprendre l'origine du phénomène physique observé et de le résoudre. Il n'est, à date, plus possible de finaliser la démarche expérimentale et définir d'éventuelles modifications à l'échéance de cette prescription (31/12/2023). La prise en compte d'un éventuel aléa supplémentaire conduit EDF à proposer un report d'échéance au 30 juin 2025.

Par ailleurs, la prescription fixe la même échéance pour la phase expérimentale et pour la définition d'éventuelles modifications. L'avancement des essais menés actuellement, selon le programme de travail transmis à l'ASN en réponse à la prescription [Etude-B], confirme le fait qu'ils relèvent quasiment d'une démarche de R&D et que les conclusions qui en seront tirées, notamment en termes de corrélation de flux critique, risquent de ne pas être transposables de façon simple en définition de modifications industrielles, d'autant plus à la même échéance. Il sera éventuellement nécessaire d'intégrer une phase de travail complémentaire à l'issue de la phase expérimentale. EDF propose en conséquence de continuer dans ce cas à travailler le sujet via la présentation d'un programme de travail complémentaire et du calendrier associé à l'échéance du 30 juin 2025.

EDF souhaite donc proposer une évolution de la prescription [Etude-B], visant à modifier l'échéance et à reformuler la prescription afin de séparer la phase d'essais de la phase d'exploitation des résultats de ces essais.

EDF considère que cette évolution est acceptable sur le plan de la sûreté pour les raisons suivantes.

- EDF a développé une méthodologie permettant de prendre en compte l'impact des déformations d'assemblage. Cette méthodologie conduit à des pénalités appliquées dans les études VD4 PMOX du RDS. La validité de la corrélation de flux critique utilisée dans cette méthodologie a été démontrée de manière indépendante par les fournisseurs (Framatome et Westinghouse), en s'appuyant sur des démarches différentes, des essais de flux critique différents et des conceptions de grilles différentes, donnant à cette conclusion un caractère général.
- La demande formulée par l'ASN, objet de la prescription, vise à confirmer ce constat pour les grilles de mélange de l'assemblage de référence de la VD4 PMOX (AFA3G). Pour EDF, ces grilles ne présentent pas de spécificité susceptible de remettre en cause les résultats déjà disponibles, Framatome s'étant également explicitement positionné en ce sens. L'enjeu sûreté est déjà établi par la démonstration apportée par EDF dans le cadre de la VD4 900 PMOX.

Compte tenu de ces éléments, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [Etude-B].

**Proposition d'évolution de la prescription [Etude-B]**

EDF propose de modifier la formulation et l'échéance de la prescription [Etude-B] de la façon suivante :

*Au plus tard **le 31 décembre 2024**, l'exploitant évalue, par une démarche expérimentale, la validité de la corrélation de flux critique utilisée en périphérie des assemblages déformés. **À la même date, il transmet le programme de travail éventuel à mener pour prendre en compte les enseignements de cette démarche expérimentale et le calendrier associé.***

## ANNEXE C4

### PRESCRIPTION [AGR-A]

#### **Thématique**

#### **Risques associés aux agressions**

Aléas associés aux températures extérieures

#### **Prescription [AGR-A]**

*L'exploitant retient, dans son référentiel « grands chauds », des températures extrêmes  $T_E$  et  $T_{min}$  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.*

Conformément à l'annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706, cette prescription est à échéance « RCR + 5 ans » pour les 11 réacteurs dont le RCR est paru avant le 31 décembre 2023 et à échéance « RCR » pour les 21 autres réacteurs. La première échéance de cette prescription est le 13/02/2024 pour Saint Laurent B2 (1<sup>er</sup> réacteur à échéance RCR).

#### **Justification de la demande d'EDF**

Les référentiels Grands Chauds du palier CPY et de Bugey ont été mis à jour en entrée du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique, afin de prendre en compte les demandes de l'ASN dans son courrier CODEP-DCN-2012-068588 du 9 janvier 2013, pour pouvoir engager les études thermiques puis définir les modifications nécessaires, au regard des enseignements de ces études. Les référentiels Grands chauds utilisés pour les études VD4 900, en particulier en termes d'hypothèses retenues sur les températures de l'air extérieur, font l'objet de la note D305915014990 ind. B du 9 février 2017 pour le palier CPY et de la note D305915020700 ind. A du 24 juin 2016 pour Bugey.

Les études thermiques VD4 applicables à l'ensemble du palier CPY ont pris en compte, de façon conservative, la température exceptionnelle de l'air de Tricastin (45,7°C) pour l'agression canicule, enveloppe des températures exceptionnelles de l'air de tous les autres sites CPY. Les études thermiques liées à des configurations de locaux spécifiques à un site (incluant les locaux de l'îlot conventionnel) ont été réalisées avec les températures du site. Pour Bugey, la température exceptionnelle de l'air considérée pour l'agression canicule était de 44,4°C.

Les modifications réalisées en phase A vis-à-vis des températures élevées de l'air définies dans le référentiel Grands Chauds sont ainsi fondées sur les notes pré-citées (D305915014990 ind. B pour le palier CPY et note D305915020700 ind. A pour Bugey). On peut citer par exemple la modification d'amélioration du conditionnement des locaux DVL MT/BT ou celle du conditionnement d'air des locaux des groupes froids DEG sur le palier CPY.

En novembre 2020, à l'issue de l'instruction du référentiel Grands Chauds à l'état VD4 900, EDF a pris une position et action visant à reprendre les études thermiques de la démonstration de sûreté correspondant aux situations considérées dans le référentiel Grands Chauds révisé et justifier d'une marge suffisante entre la température calculée dans les locaux et la température de disponibilité des équipements requis dans la démonstration de sûreté pour couvrir les incertitudes associées aux données d'entrées des études et aux modélisations (justification d'une marge de 2°C). L'échéance de cette reprise d'étude était fixée à échéance « RCR + 5 ans » pour les 9 réacteurs dont la remise du RCR est antérieure au 31 décembre 2022 et à l'échéance « RCR » pour les autres réacteurs.

Les notes définissant le référentiel Grands Chauds à l'état VD4 pour le palier CPY et pour Bugey ont ainsi été mises à jour, d'une part, pour définir les niveaux de retour de 100 ans pour la température de l'air en agression canicule (correspondant aux valeurs spécifiées dans la prescription [AGR-A]) et d'autre part, pour modifier le

cas de charge de dimensionnement avec la Température Longue Durée (TLD) afin d'intégrer la réévaluation des hypothèses de découplage, dans les situations considérées dans la démonstration de sûreté (situations de catégorie 1 à 4).

Les référentiels Grands Chauds mis à jour (note D305915014990 ind. C pour le palier CPY et note D305915020700 ind. B pour Bugey) ont été transmis à l'ASN en mai 2023.

Après prise en compte d'une période de retour de 100 ans pour définir les températures exceptionnelles de l'air en agression canicule, conformément à la prescription [AGR-A], la température exceptionnelle de l'air de Tricastin n'est pas modifiée (45,7°C) et reste enveloppe des températures exceptionnelles de l'air des autres sites CPY, dont certaines évoluent mais avec une faible amplitude (moins de 1,1°C) à l'exception de Gravelines (passage de 38°C à 43,1°C). Pour Bugey, la température exceptionnelle de l'air n'est pas modifiée (44,4°C).

Les études thermiques VD4 900 sont en cours de mise à jour pour décliner le nouveau référentiel Grands Chauds, en prenant en compte simultanément ces températures extérieures réévaluées en agression canicule et les nouvelles hypothèses de découplage sur le domaine de dimensionnement.

Pour l'îlot nucléaire, ces études, réalisées avec la température enveloppe du site de Tricastin, n'identifient aucun dépassement des températures exceptionnelles ( $T_r$ ) de tenue des équipements dans les situations d'agression canicule, définies sur la base des températures extérieures de la prescription [AGR-A].

Pour l'îlot conventionnel, la reprise des études avec prise en compte de l'agression canicule réévaluée est réalisée site par site. Les enseignements disponibles pour les sites de Tricastin et Gravelines n'identifient aucun dépassement vis-à-vis de la température exceptionnelle de tenue des équipements dans les situations d'agression canicule, définies sur la base des températures extérieures de la prescription [AGR-A].

Les analyses réalisées pour prendre en compte les conclusions de l'instruction du référentiel Grands Chauds conduisent à devoir engager des modifications documentaires, notamment la mise à jour du rapport de sûreté, des exigences de certains EIPS agression, des bases de données associées, de la Règle d'Application des Spécifications Agressions (RASA), ...

Conformément aux dispositions de l'article R593-56 du Code de l'Environnement, la déclinaison de la prescription [AGR-A] associée à la définition de l'agression canicule dans le rapport de sûreté, constitue une modification notable à autorisation ASN. Cette déclinaison documentaire ne pourra pas être réalisée aux échéances de la prescription [AGR-A].

Compte tenu de ces éléments et pour ce qui concerne spécifiquement la prise en compte de la prescription [AGR-A] pour les réacteurs de Blayais 2, Bugey 3, Dampierre 3, Chinon B1, Gravelines 2 et 4 et Saint Laurent B2, EDF propose de fixer l'échéance à « RCR + 5 ans ».

EDF considère que le décalage de l'échéance de la prescription [AGR-A] est sans enjeu sur le plan de la sûreté car l'évolution des températures extérieures en agression canicule, fixée par la prescription, ne modifie pas la température extérieure enveloppe des sites 900 MWe prise en compte antérieurement dans le référentiel Grands Chauds et à partir de laquelle la robustesse des équipements de l'îlot nucléaire a été vérifiée en situation d'agression canicule. Pour l'îlot conventionnel, la robustesse des équipements en agression canicule a été vérifiée pour le site de Gravelines, dont l'évolution de température extrême est la plus importante.

Compte tenu de ces éléments et dans un objectif de relitir les dossiers, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [AGR-A].

### **Proposition d'évolution de la prescription [AGR-A]**

EDF propose de modifier la formulation de la prescription [AGR-A] de la façon suivante :

**I.– Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant définit des températures extrêmes  $T_E$  et  $T_{min}$  associées à la canicule 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.

**II.– Il met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.**

Concernant l'échéance de ce nouvel alinéa, EDF propose de la fixer, dans l'annexe 2 de la décision, à l'échéance « RCR + 5 ans » pour les réacteurs de Blayais 2, Bugey 3, Dampierre 3, Chinon B1, Gravelines 2 et 4 et Saint Laurent B2 (voir annexe D pour le détail des échéances spécifiques à chaque réacteur), soit les échéances suivantes :

RCR	BLA3, BLA4, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, DAM4, GRA5, GRA6, SLB1, TRI4
RCR + 5 ans	BLA1, <b>BLA2</b> , <b>CHB1</b> , DAM1, DAM2, <b>DAM3</b> , GRA1, <b>GRA2</b> , GRA3, <b>GRA4</b> , <b>SLB2</b> , TRI1, TRI2, TRI3 BUG2, <b>BUG3</b> , BUG4, BUG5

## ANNEXE C5

### PRESCRIPTION [AGR-B II]

#### **Thématique**

#### **Risques associés aux agressions**

Capacité à faire face à une situation de perte totale des alimentations électriques de site en situation de température élevée.

#### **Prescription [AGR-B II]**

*I.– Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant justifie la disponibilité des équipements nécessaires à la gestion des situations de perte totale des alimentations électriques (alimentations électriques externes et groupes électrogènes de secours principaux) affectant un réacteur et de celles affectant l'ensemble des réacteurs d'un site pour la température extérieure de « longue durée » (TLD) de son référentiel « grands chauds ».*

*II.– L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.*

Conformément à l'annexe 2 de la décision n 2021-DC-0706, l'alinéa II de cette prescription est à échéance « RCR + 5 ans ». La première échéance de cette prescription est le 22/02/2025 pour Tricastin 1.

#### **Justification de la demande d'EDF**

La prescription [AGR-B II] demande de justifier la disponibilité des équipements pour la température extérieure de « longue durée » pour les deux situations suivantes :

- La perte totale des alimentations électriques (alimentations électriques externes et groupes électrogènes de secours principaux) affectant un réacteur.  
Cette situation est une situation accidentelle du Domaine complémentaire. Les équipements nécessaires à la gestion d'une telle situation sont vérifiés pour un niveau de température raisonnablement élevée (T95 extrapolée à 2042), correspondant à une hypothèse dépenalisée en cohérence avec la démarche d'étude applicable au Domaine Complémentaire ;
- La perte totale des alimentations électriques (alimentations électriques externes et groupes électrogènes de secours principaux) affectant l'ensemble des réacteurs d'un site.  
Cette situation est considérée uniquement au titre des situations Noyau Dur (séisme extrême, inondation externe extrême, vents extrêmes, ...), au-delà du référentiel en vigueur.

Si les études thermiques menées pour les deux situations en réponse à cette ne sont pas terminées à ce jour, les résultats préliminaires montrent que la vérification de la disponibilité des équipements telle que demandée par la prescription, nécessitera la mise en œuvre de dispositions matérielles sur les réacteurs.

A titre d'exemple, vis-à-vis de la situation de perte totale des alimentations électriques affectant l'ensemble des réacteurs d'un site, compte tenu de l'unicité actuellement de la pompe de test RIS 011 PO sur une paire de réacteurs, EDF a prévu de s'appuyer notamment sur le doublement des pompes d'injection aux joints des pompes primaires (modification PIJ ND, avec une pompe par réacteur), afin de justifier la disponibilité de la pompe d'injection aux joints à la température extérieure de « longue durée » (TLD). La mise en œuvre de la PIJ ND est programmée dans le cadre du déploiement du « complément phase B », selon les échéances associées à la prescription [ND-B], qui ne sont pas compatibles avec l'échéance prescrite pour la prescription [AGR-B II]. Il n'est pas possible non plus d'anticiper la mise en œuvre de la prescription [ND-B] aux échéances de la prescription [AGR-B II].

Les études thermiques n'étant pas soldées, le degré de complexité des dispositions matérielles à mettre en œuvre, au-delà de la modification PIJ ND, n'est pas caractérisé. EDF n'est donc pas en capacité de définir un calendrier robuste de mise en œuvre complète de la prescription sur les réacteurs.

EDF considère que le décalage de l'échéance de la prescription est acceptable sur le plan de la sûreté dans la mesure où la majorité des matériels valorisés dans les situations du Domaine Complémentaire sont également valorisés dans les situations du Domaine de Dimensionnement et leur disponibilité à une température

extérieure de « longue durée » (TLD) a été vérifiée dans les études thermiques « Grands Chauds » et que les équipements valorisés uniquement pour le Domaine Complémentaire ont été vérifiés en cohérence avec les hypothèse du domaine complémentaires pour des températures raisonnablement enveloppes (T95).

Compte tenu de ces éléments, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [AGR-B II].

### **Proposition d'évolution de la prescription [AGR-B II]**

EDF propose de modifier la formulation de la prescription [AGR-B II] en la fusionnant avec la prescription [AGR-B I] de la façon suivante :

[AGR-B] *Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant justifie la disponibilité des équipements nécessaires à la gestion des situations de perte totale des alimentations électriques (alimentations électriques externes et groupes électrogènes de secours principaux) affectant un réacteur et de celles affectant l'ensemble des réacteurs d'un site pour la température extérieure de « longue durée » (TLD) de son référentiel « grands chauds ».*

*A la même date, l'exploitant **présente le calendrier de mise en œuvre** des éventuelles modifications nécessaires.*



**ANNEXE C6**  
**PRESCRIPTION [AGR-E III]**

**Thématique**

**Risques associés aux agressions**

Risques liés à l'incendie.

**Prescription [AGR-E III]**

*III.– L'exploitant identifie les locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion. Il définit et met en œuvre des dispositions pour limiter les risques de perte de la sectorisation incendie dans ces locaux.*

Conformément à l'annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706, cette prescription est à échéance « RCR + 5 ans ». La première échéance de cette prescription est le 22/02/2025 pour Tricastin 1.

**Justification de la demande d'EDF**

Dans le cadre de l'instruction du thème Incendie du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe, la défaillance partielle des systèmes fixes d'aspersion a été étudiée au titre des études de robustesse à l'aggravant actif. Dans ce cadre, le maintien de la sectorisation jusqu'au délai nécessaire à la mise en service manuelle de ces systèmes a été vérifiée. EDF a également réalisé des analyses visant à identifier les dispositions de protection contre l'incendie (DPCI) dont la défaillance aurait un impact significatif pour la sûreté en situation d'incendie. Ces études considèrent pour les locaux identifiés à fort enjeu de sûreté, l'indisponibilité totale de tous les systèmes fixes d'aspersion classés (passifs ou actifs) et permettront d'identifier les locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion.

Au-delà de l'identification des locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion, la prescription [AGR E-III] demande, aux mêmes échéances, le déploiement sur les réacteurs des dispositions nécessaires pour limiter le risque de perte de sectorisation. La définition de dispositions nécessaires pour limiter les risques de perte de sectorisation incendie dans les locaux identifiés les plus sensibles à une indisponibilité du système d'aspersion nécessitera des modifications de l'installation complexes à mettre en œuvre et impactant l'exploitation des réacteurs.

Les études incendie n'étant pas terminées à ce jour, le degré de complexité des dispositions matérielles à mettre en œuvre n'est pas caractérisé. EDF n'est donc pas en capacité de définir un calendrier robuste de mise en œuvre complète de la prescription sur les réacteurs.

Les échéances de déploiement des dispositions répondant à la prescription [AGR-E III] ne sont pas compatibles avec leur conception, leur instruction et leur déploiement sur les réacteurs. C'est pourquoi EDF propose présenter un calendrier de déploiement de ces dispositions à échéance RCR + 5 ans pour l'ensemble des réacteurs

EDF considère que le décalage de l'échéance de la prescription est acceptable sur le plan de la sûreté pour les raisons suivantes.

- Les systèmes de protection incendie font l'objet d'un suivi en exploitation de leurs principaux composants afin de garantir leur disponibilité, au travers des essais périodiques du chapitre IX des RGE ou des programmes de base de maintenance préventive.
- Les dispositions organisationnelles mises en œuvre au titre du référentiel managérial « Incendie-Prévention » permettent de réduire le risque de survenue d'un incendie et d'en limiter les impacts, notamment via :
  - La gestion en temps réel des ruptures de sectorisation incendie
  - La prévention des départs de feu par notamment l'évaluation de ces risques et la définition des parades nécessaires avant le début de travaux par points chauds

Compte tenu de ces éléments, EDF propose l'évolution suivante de la prescription [AGR-E III].

**Proposition d'évolution de la prescription [AGR-E III]**

EDF propose l'évolution suivante de la formulation de la prescription [AGR-E III] :

*III.- L'exploitant : identifie les locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion. **Il définit les dispositions pour limiter les risques de perte de la sectorisation incendie dans ces locaux.***

***A la même date, l'exploitant présente le calendrier de mise en œuvre des éventuelles modifications nécessaires.***

D455623062455

**ANNEXE D**

**Echéancier mis à jour  
(annexe 2 de la décision n°2021-DC-0706)**





D455623062455

Palier CP0	BUG2	BUG3	BUG4	BUG5
[AGR-E II]	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans
[PISC- B I]	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans
[AG-A III]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AGR-F II]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[PISC-C]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AG-B II.2]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AG-B III]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AG-B IV]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AG-C I]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AG-C II]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AG-D I]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[AG-D II]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[ND-B]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[ND-C]	RCR+ 8 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans	RCR+ 6 ans
[CONF-B II]	31/12/2026			
[CONF-C III.2]	31/12/2027			
[ETUDE B]	31/12/2024			
[AGR-A I]	31/12/2023			
[AGR-A II]	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans
[AGR-B]	31/12/2023			
[AGR-E III]	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans	RCR+ 5 ans