



Vos Réf. :

Monsieur le Président, Claude DENIS
Commission Locale d'Information
9 Route Nationale
41500 MER

Nos Réf. : D5160-BSM-IL-CD

Interlocuteur : Brice SAUVAN-MAGNET
① 02.54.45.84.08.
Fax 02.54.45.84.10.

Objet : D305914009487

Saint-Laurent-des-Eaux, le 24 juin 2014

Monsieur le Président,

Vous trouverez ci-joint, en annexe, les réponses aux questions de la Commission Locale d'Information (CLI) de Saint-Laurent-des Eaux, sur :

- le risque hydrogène à partir du rapport d'étude n° DRA-14-135658-00136A de l'INERIS,
- les incidents des bâches TEG et de l'alimentation électrique des capteurs (évoqués en séance).

Nous restons, bien évidemment, à votre disposition pour tout complément, et vous prions d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Le Directeur du CNPE

Patrice DEJOU

P.J. : 2/

Copie(s) : Michel EIMER /

Copie(s) interne(s) : /

ARCHIVAGE: OUI NON

\\ATLAS.EDF.FR\COM\41SLT-DPMED-SERVICES-MISSIONS.002\MISSION.002\SECRETARIAT\01 - SERV COM\01 - SAUVAN-MAGNET BRICE\LETTRES\2014\REPOSE CLI.DOC

QUESTIONNEMENTS EN FONCTIONNEMENT NORMAL

(les indications de page correspondent au document INERIS)

1°) Quel renforcement de la sûreté du parc à gaz ? p 26, 41 et 44. A quelle échéance ?

Il pourrait subir une agression de type « projectile externe » notamment en cas de tempête. Le flexible de raccordement est également vulnérable lors des manœuvres de chariot élévateur.

Réponse EDF :

Le référentiel de sûreté explosion interne inclut le « risque projectile lié au vent extrême » parmi les agressions à prendre en compte dans les analyses de conséquences d'une explosion externe aux bâtiments.

Dans le cadre de la mise en conformité des Parcs à Gaz SGZ du palier 900 avec le référentiel explosion interne au titre de l'affaire « parcs à gaz » AP06-001, une modification est prévue en 2016 à Saint-Laurent-des-Eaux pour la mitigation de ce risque : la mise en place de panneaux en treillis soudés, au dessus et sur les cotés des cadres afin de les protéger contre les agressions externes.

En outre, des mesures de prévention existantes permettent de limiter le risque de rupture d'un flexible de raccordement entre un cadre de bouteilles d'hydrogène en service et le réseau d'alimentation lors d'une livraison et de la manutention de cadres à l'intérieur d'un parc à gaz :

- Câbles anti-fouettement en place : il est demandé de vérifier la fixation de ce câble lors de la mise en place du flexible de raccordement du cadre au réseau de gaz.
- Pas d'intervention fournisseur sur les cadres et flexibles en exploitation.
- Protocole de sécurité défini, rédigé entre le site et le fournisseur du site.
- Limitation du risque en demandant de ne laisser en service qu'un seul cadre.
- Recommandation de manutentionner les cadres au plus près du sol.
- Formation des intervenants sur parcs à gaz via les stages sécurité incendie qui traitent la problématique des risques liés aux gaz et des parades à mettre en œuvre pour éteindre un feu de gaz.

Par ailleurs, le scénario de rupture du flexible est pris en compte au titre de l'analyse de Risque d'Explosion Unitaire (REU) du référentiel de sûreté (explosion de nuage H₂). L'analyse de ce scénario est dimensionnant sur les distances de sécurité adoptées, qui permettent d'exclure des impacts sûreté liés à ce risque.

2°) Pourquoi les deux galeries parallèles ont-elles des communications entre elles ? p 26, 27 et 44.

Ces communications font qu'un sinistre dans l'une des galeries aurait des conséquences dans l'autre (feu de câbles avec répercussion sur la tuyauterie hydrogène et réciproquement).

Réponse EDF :

Dans la démonstration de sûreté, EDF prend en compte l'incendie agresseur de tuyauterie hydrogène et provoquant une fuite enflammée d'hydrogène. Cet aspect est traité au titre des études incendie.

L'application de la méthodologie de prise en compte des conséquences d'un jet d'hydrogène enflammé dans les études de traitement des modes communs conduit à la mise en place de dispositions utilisant des « moyens traditionnels » de protection incendie.

Une analyse a donc bien été menée pour les risques de feux agresseurs en galerie.

EDF souligne également qu'aucun matériel EIPS n'est identifié dans ces deux galeries et qu'elles ne sont donc pas identifiées comme secteurs de feu de sûreté.

De plus, les tuyauteries hydrogène comportent une double enveloppe et les câbles sont à extinction automatique. La conception des matériels permet donc de limiter les conséquences d'un incendie en galerie.

3°) Pourquoi passe-t-on à une canalisation en simple enveloppe à l'entrée du BAN ? p 27, 42 et 45.

C'est une surprise de constater que la tuyauterie sous hydrogène est moins bien protégée dans le BAN qu'en amont ; pourtant elle transite alors en partie haute peu accessible, dans trois locaux de faible volume avec potentiellement un fort taux d'humidité propice à la corrosion.

Réponse EDF :

L'utilisation de double-enveloppes est préconisée spécifiquement dans les galeries techniques pour assurer un suivi des lignes H2 « à distance », se prémunir des risques de corrosion et de perméation :

- Les galeries, généralement assez étroites donc difficiles d'accès, sont plus rarement visitées que les locaux du BAN qui font l'objet d'une surveillance régulière imposée par la doctrine TRICE.
- Elles sont plus exposées au phénomène de corrosion que les locaux du BAN, du fait de l'humidité ambiante.
- Le phénomène de perméation (migration des atomes d'hydrogène dans la structure cristalline des aciers) est très lent et donne lieu à des fuites minimales d'hydrogène qui ne peuvent présenter un risque que dans les locaux non ventilés.

Dans le cadre des analyses de sûreté, la présence de la double-enveloppe permet ainsi de respecter les principes du référentiel qui demande l'absence de zone morte dans les locaux à risques. A l'intérieur du BAN, la ventilation permet de respecter cette exigence alors que les galeries ne sont pas nécessairement ventilées.

EDF souligne également que tous les locaux à risque du BAN sont équipés de capteurs hydrogène qui permettent une détection rapide des fuites potentielles, a fortiori lorsque les tuyauteries sont situées en partie haute (les capteurs étant situés au plafond et l'hydrogène s'élevant très rapidement dans l'air, du fait de sa faible densité).

En conclusion, EDF estime que les différentes dispositions mises en place dans le BAN offrent un niveau de prévention suffisant qui permet le respect des critères de sûreté.

4°) Le calcul de résistance des voiles béton sera-t-il repris ? p 15, 16, 17, 18 et 45.

Il semble qu'il y ait une divergence entre les hypothèses d'EDF et d'INERIS en cas d'explosion concernant plusieurs locaux en communication : selon INERIS, il serait trop simpliste de considérer que l'éloignement progressif des autres locaux par rapport au local source de l'explosion est de nature à atténuer son effet ; dans certains cas, il pourrait y avoir au contraire amplification de l'effet de l'explosion. Il serait bon de vérifier que cette amplification ne met pas en cause des dispositifs essentiels à la sûreté.

Réponse EDF :

L'INERIS fait référence à l'amplification des effets de l'explosion par le biais des explosions secondaires. Il est à noter que les portes ont une certaine inertie (elles ne s'effacent pas instantanément pour permettre l'expulsion d'une partie du nuage réactif) et que les vitesses de propagation des explosions d'hydrogène en milieu confiné sont très élevées, d'autant plus si les concentrations en hydrogène sont proches de la stœchiométrie. L'ouverture des portes n'est pas suffisamment rapide pour qu'une quantité importante d'un mélange hydrogène-air à concentration élevée en hydrogène (qui pourrait donc donner lieu à des explosions violentes) soit expulsée dans un local tampon. En outre, si les concentrations dans le local source sont faibles, l'explosion sera bien moins rapide mais le nuage expulsé dans le local tampon sera alors également de concentration faible. Les explosions secondaires potentiellement induites ne seront pas violentes.

Le phénomène d'explosion secondaire est plus habituellement rencontré dans les explosions de poussières ; il fait suite à la mise en suspension par l'onde de pression de la poussière déposée. En l'absence d'hydrogène dans les locaux tampons et en raison de la cinétique très rapide des explosions hydrogène-air, EDF juge que l'occurrence de ce phénomène dans ses installations est très improbable.

5°) Le temps de coupure n'est-il pas excessif en cas de rupture franche dans le local où sont regroupées les singularités pour éviter l'explosion de l'hydrogène qui serait détecté ? p 45.

En cas de rupture franche, donc de fuite importante, l'explosion de l'hydrogène pourrait survenir rapidement avant la coupure qui exige un délai de l'ordre de 30 secondes.

Réponse EDF :

Une explosion est bien sûr possible dans ces locaux puisqu'une ATEX existe nécessairement au niveau de la fuite dans une zone restreinte. Mais l'explosion qui surviendrait alors serait de faible intensité. Le système détection/coupure KHY permet de réduire les quantités d'hydrogène libéré en évitant l'accumulation d'hydrogène à concentration élevée dans le local.

L'étude par dilution homogène montre ainsi que la concentration H2 homogénéisée en cas de coupure après 30s est inférieure à la LIE (4%). De plus, une étude complémentaire des jets impactants dans ces locaux (étude des ATEX locales créées), transmise à l'ASN dans le cadre de la VD3-900, montre que les ATEX sont de faibles volumes et leur effet potentiel limité.

6°) Est-il pertinent de retenir comme ultime parade l'utilisation de matériel ATEX ? p 45 et 46.

L'hydrogène est hautement inflammable, même sans étincelle électrique, un échauffement par frottement mécanique ou encore une décharge électrostatique suffit à y mettre le feu. L'ultime parade serait de vérifier que l'explosion toujours possible ne met pas en cause gravement la sûreté.

Réponse EDF :

EDF confirme qu'il s'agit effectivement de la démarche privilégiée. Il est à souligner toutefois que l'analyse du risque explosion interne dans les locaux de l'îlot nucléaire est réalisée sur la base d'une démarche globale axée sur la prévention :

- Les locaux dans lesquels la formation d'une atmosphère explosive ne peut être exclue sont identifiés. Pour ceux-ci, des dispositions suffisantes sont prises pour supprimer les sources possibles de déclenchement d'une explosion (limitation des charges électrostatiques, si techniquement possible : installation de matériels ATEX de catégorie 3G).
- Pour ces locaux, une vérification complémentaire est réalisée au titre de la défense en profondeur. Elle consiste à identifier les cas où les dispositions constructives doivent être renforcées, sur la base de l'évaluation des conséquences d'une explosion sur les cibles de sûreté. Pour les modes communs potentiels confirmés, un traitement est engagé visant à éliminer le risque soit en supprimant le risque d'ATEX, soit en déplaçant ou protégeant le mode commun.

La mise en place de matériel électrique ATEX 2G est réalisé en dernier recours, lorsque ces modifications n'ont pas été possibles. Cela permet de réduire la probabilité d'occurrence d'une explosion, à défaut d'éliminer le risque.

EDF précise que des dispositions de prévention existent, au niveau de la conception et de l'exploitation, et que les hypothèses considérées dans la démarche de sûreté sont très pénalisantes donc enveloppes : prise en compte systématique du risque de démontage erroné, fuites guillotines sur les tuyauteries pour les lignes de diamètres inférieurs ou égaux à 2", concentrations en hydrogène dans les circuits majorées...

7°) La résistance à l'explosion des bâches TEP et TEG peut-elle être obtenue ? p 28 et 46.

Les incidents constatés ont porté notamment sur une concentration en oxygène trop importante dans les bâches TEG pouvant occasionner l'explosion de l'hydrogène. On l'évite par injection d'un gaz inerte (azote) et par surveillance en continu de la teneur en oxygène. Cette surveillance n'étant pas sans faille, ce serait une ultime parade de disposer de bâches pouvant résister à l'explosion sans dispersion de radioactivité.

Réponse EDF :

EDF rappelle en premier lieu que l'analyse du REX national ne met pas en évidence d'explosion ayant causé la rupture d'une bache TEG ou TEP et des rejets radiologiques.

L'asservissement des compresseurs TEG aux oxygènemètres en entrée de bache TEG permet de prévenir efficacement le risque de formation d'un mélange explosif H₂-O₂ dans les bâches.

Par ailleurs, une étude des conséquences radiologiques d'un accident de perte des bâches TEG suite à une explosion dans le local les contenant a été réalisée dans le cadre de la VD3-900 et transmise à l'ASN. L'étude conclut que les conséquences radiologiques sont enveloppées par l'accident de dimensionnement de catégorie 3 de rupture du réservoir de stockage des effluents gazeux (TEG), donc acceptables.

Aussi, EDF estime qu'il n'est pas nécessaire de disposer de bâches TEP et TEG pouvant résister à l'explosion.

QUESTIONNEMENTS EN FONCTIONNEMENT ACCIDENTEL

1°) N'y a-t-il pas une sous-estimation de la capacité des recombineurs au regard de la quantité d'hydrogène pouvant être produite, situation encore aggravée s'il y a empoisonnement du catalyseur par des composés métalliques ? p 51 et 53 ;

Le débit maximal de production d'hydrogène est estimé à 1,7 kg/s soit 6,12 tonnes/h.

* La capacité d'un recombineur est de 110 kg/h soit 0,03 kg/s. ~~Pour 24 recombineurs, cela fait 0,72 kg/s ou encore 2,64 tonnes/h.~~ On est donc loin du compte surtout si on envisage la perte de rendement du catalyseur.

* *110 kg/h est la capacité des 24 recombineurs, cela majore l'écart entre capacité de recombinaison et quantité produite.*

Réponse EDF

La capacité de recombinaison dimensionnée n'a pas pour objectif de permettre, à tout instant, la disparition de tout l'hydrogène produit ni même tout risque d'inflammation. Comme indiqué dans la question, c'est, à l'évidence, physiquement impossible (sur le sujet, voir le nota en fin de réponse).

Conformément à la réponse à l'ASN en référence [1] ci-dessous, la capacité de recombinaison a été dimensionnée pour permettre le respect des deux critères suivants :

- la pression dans l'enceinte de confinement résultant d'une combustion d'hydrogène complète, adiabatique et isochore doit rester à tout instant inférieure à 6 bar absolu,
- la concentration moyenne en hydrogène dans l'enceinte doit rester à tout instant inférieure à 8%.

En résumé, la présence des RAP permet de limiter la présence de l'hydrogène dans l'enceinte de confinement à une masse dont la combustion éventuelle ne remet pas en cause la tenue mécanique. En pratique, le grand volume libre associé à la capacité importante de résistance à la pression des enceintes des REP français (de type dit « grande enceinte sèche ») permet la prise en compte, sans dommage, de pics de production d'hydrogène de durées limitées dans le temps (alors que la recombinaison s'effectue tant qu'il y a de l'hydrogène et de l'oxygène dans l'enceinte).

Ceci a été vérifié pour l'ensemble des séquences accidentelles, potentiellement les plus pénalisantes dont l'analyse a été demandée par l'ASN (APRP petite brèche de 1, 2 et 3 pouces avec ou sans EAS et perte totale d'eau alimentaire des GV avec et sans EAS) au moyen d'une démarche qui, en pratique, a consisté à réaliser beaucoup de calculs individuels de sensibilité¹ (environ une centaine pour chacune des configurations de réacteurs 3 et 4 boucles) de façon à vérifier l'absence de tout effet falaise.

En complément, il convient de préciser que l'une des raisons techniques majeures du choix des RAP comme contre-mesure au risque lié à la présence d'une masse potentiellement importante d'hydrogène dans l'enceinte en AG est leur capacité à éliminer l'hydrogène (et le monoxyde de carbone en cas d'interaction corium-béton (ICB) après rupture de la cuve) y compris dans les séquences où l'atmosphère de l'enceinte est inertée (c'est-à-dire hors du domaine d'inflammation) du fait d'une fraction molaire en vapeur d'eau (et CO₂ en cas d'ICB) supérieure à environ 55%. Les RAP permettent donc d'éviter à moyen/long terme toute accumulation d'hydrogène dans l'enceinte de confinement dont la combustion potentielle pourrait conduire à la défaillance.

Enfin, il convient de noter, qu'en plus des nombreux travaux effectués à l'international, par exemple par AREVA (alors SIEMENS KWU) et AECL concepteurs des RAP installés respectivement sur les

¹ Ces études de sensibilité étaient liées en pratique à la prise en compte, d'une part, de manière pénalisante, d'erreurs opératoires potentielles dans l'application normale des procédures de conduite et, d'autre part, à la plage de variation des principaux paramètres des modèles physiques du code de calcul utilisé (MAAP 4).

REP 900 MWe et REP 1300 MWe / N4 français, EDF a réalisé ou participé, en particulier, aux actions suivantes dans le but de vérifier la capacité de recombinaison des RAP dans des conditions représentatives d'un AG :

- programme expérimental KALI-H2 réalisé au CEA Cadarache par contrat direct entre EDF et le CEA : analyse de l'effet de l'aspersion EAS, de la pression, de la température, de la fraction en différents composants (hydrogène, vapeur d'eau, oxygène,...), effet de la combustion ou de la dégradation thermique des câbles électriques, analyse du risque d'allumage d'une déflagration par un RAP, ...
- programme expérimental H2-PAR réalisé au CEA Cadarache dans le cadre de l'accord de R&D commun entre l'IRSN et EDF : analyse du risque d'empoisonnement par les composés émis lors de la fusion du cœur, analyse du risque d'allumage d'une déflagration par un RAP,
- thèse sur les phénomènes physiques concernés par la recombinaison, cofinancée avec l'IRSN, soutenue le 30 juin 2000 devant l'Université Claude Bernard – Lyon 1.

Nota

Les capacités de recombinaison des RAP AREVA installés sur les REP CPY sont les suivantes, pour une pression absolue de 1,5 bar et une fraction molaire en hydrogène de 4%² :

- pour le type FR1-1500T : 5,36 kgH₂/h,
- pour le type FRI-750T : 2,40 kgH₂/h.

Comme 19 RAP de type FR1-1500T et 5 RAP de type FRI-750T sont installés, la capacité globale de recombinaison est d'environ 114 kgH₂/h pour une pression absolue de 1,5 bar et une fraction molaire en hydrogène de 4%.

✘ La capacité unitaire indiquée dans la question est en réalité la capacité globale de recombinaison installée.

En pratique, cette précision n'a aucune incidence sur la réponse faite, si ce n'est de mettre encore plus en évidence l'impossibilité physique d'adapter la capacité de recombinaison à certains pics de production d'hydrogène en AG.

[1] Fiche réponse à l'ASN ENFPIN0100933 du 12 décembre 2001
Dimensionnement des recombineurs catalytiques

² La capacité de recombinaison est proportionnelle à la pression et à la fraction molaire en hydrogène (avec un plafonnement à la valeur de 8%).

2°) En cas de mise en service du dispositif d'aspersion du BR (EAS) n'y a-t-il pas condensation de la vapeur d'eau et donc formation d'atmosphère explosive par enrichissement relatif des teneurs en hydrogène, oxygène, avec moins d'inertage dû à la vapeur d'eau en un temps très court, temps effectivement très court comparé à celui de la consommation de l'hydrogène dans les recombineurs ? p 11 (diagramme de Shapiro) et p 56.

Le but est bien par aspersion de réduire la pression dans l'enceinte par condensation de la vapeur d'eau à condition semble-t-il qu'il n'y ait pas ou très peu d'hydrogène et d'oxygène pour éviter l'explosion.

Réponse EDF

De la même façon qu'expliqué dans la réponse à la question précédente, les RAP n'ont pas pour objectif d'éviter toute combustion d'hydrogène mais d'éviter toute combustion d'hydrogène pouvant conduire à une défaillance de l'enceinte.

Dans le principe, par condensation de la vapeur d'eau, la mise en service de l'aspersion va effectivement augmenter la fraction molaire en hydrogène présente dans l'enceinte.

En considération de cet effet EDF a privilégié, dans un premier temps, l'analyse des séquences accidentelles avec EAS ; de ce fait, les analyses faites dans la référence [1] l'ont été avec prise en compte du fonctionnement de ce système. Les résultats obtenus ont montré le respect des 2 critères de dimensionnement relatifs à la fraction molaire moyenne et au pic de pression en cas de combustion.

Il faut également noter que si l'EAS est en service à l'entrée en AG, il va permettre de réduire la pression dans l'enceinte et donc les conséquences d'une éventuelle combustion d'hydrogène.

Nota

Comme indiqué dans la réponse à la question précédente, les RAP présentent l'avantage de pouvoir réduire la concentration en hydrogène dans les phases où l'aspersion serait indisponible et l'enceinte inertée par la vapeur d'eau ce qui fait que lorsque, inévitablement, la vapeur d'eau va se condenser, soit par action mécanique suite à la mise (ou remise) en service de l'EAS, soit par pertes thermiques naturelles à long-terme, ce désinertage se produira avec une masse réduite d'hydrogène et donc sans danger pour l'enceinte en cas de combustion.

3°) La conduite d'une situation accidentelle nécessite de disposer de mesures absolument fiables de pression, température, proportions d'hydrogène, oxygène, vapeur d'eau ... dans les différentes zones du BR. Cette instrumentation fait-elle partie du « noyau dur » toujours secourue en cas de perte des alimentations électriques normales ?

En situation accidentelle, la composition de l'atmosphère dans l'enceinte du BR doit fortement varier d'une zone à l'autre. L'implantation des sondes couvre-t-elle cette hétérogénéité ?

Réponse EDF

Les RAP sont des équipements entièrement passifs ne nécessitant aucune source d'énergie extérieure pour fonctionner. Cette robustesse intrinsèque est une des raisons ayant conduit à leur choix comme contre-mesure au risque hydrogène dans le BR en AG.

Leur démarrage est automatique dès l'atteinte d'une fraction molaire en hydrogène de l'ordre de 2% (y compris, comme indiqué en réponse aux questions ci-dessus, si la composition gazeuse est hors du domaine d'inflammation).

Par ailleurs, comme déjà dit, de nombreux programmes, tant au niveau français qu'international, ont permis de valider le fonctionnement des RAP dans des conditions représentatives d'un AG.

De ce fait, il n'y a pas de nécessité de disposer d'une instrumentation permettant de connaître la composition de l'atmosphère.

Sur le sujet, on peut signaler que fin des années 1990 / début des années 2000, EDF avait tenté de valider le fonctionnement d'une mesure d'hydrogène dans les conditions représentatives d'un AG. Cette démarche s'était soldée par un échec : malgré les efforts importants déployés sur une période de l'ordre de 6 ans, aucun des appareils existants ou développés spécifiquement n'a pu satisfaire au cahier des charges (voir réponse à l'ASN en référence [1] ci-dessous).

Conformément à la demande de l'ASN, deux RAP ont été instrumentés chacun d'un thermocouple. Ces thermocouples, témoin de l'activité de recombinaison du fait de la forte exo-thermicité de la réaction concernée, permettent d'obtenir une information sur l'évolution du risque hydrogène dans le BR.

La multitude de séquences accidentelles possibles (en particulier l'emplacement de la brèche primaire), a conduit à placer les thermocouples à des endroits les moins spécifiques possible. En pratique, ils ont été installés dans la partie de l'enceinte située au-dessus du plancher de service en tenant compte, à la fois des contraintes de maintenance et de validation du fonctionnement. A noter que cette dernière contrainte a exclu le positionnement sur le pont polaire, potentiellement pertinent, car ils auraient dû être déconnectables durant les arrêts de tranche ce qui n'étaient pas techniquement pertinents car les connexions de câbles électriques sont un point faible bien connu pour la tenue en situation accidentelle par risque de court-circuit dû à la présence d'eau.

[1] Courrier EDF/SEPTEN à l'ASN ENSN0200472 du 10 juillet 2002
Mesures d'hydrogène

SUR LES SUITES DONNEES AUX EXPERTISES INERIS COMMANDEES PAR EDF

A - Expertise sur l'hydrogène en salle des machines : INERIS-DRA-08-82113-16423B du 1-04-2009.

1°) La recommandation d'une ouverture plus grande au niveau de la toiture est-elle réalisée ? p 31-32.

Réponse EDF :

L'explosion de nappe H₂ en salle des machines sans ouverture en toiture a fait l'objet d'une analyse de ses conséquences pour la sûreté par EDF. Dans cette configuration, les bardages sont projetés à de faibles distances et à des vitesses initiales non susceptibles d'endommager des cibles de sûreté externe à la salle des machines (cette situation est couverte par les cas de charge retenus dans le référentiel Projectiles Générés par des Vents Extrêmes).

Ainsi, en l'absence de conséquence pour la sûreté, EDF n'a pas suivi la recommandation de l'INERIS.

2°) Ne faudrait-il pas un clapet anti-retour de l'hydrogène stocké dans l'alternateur (520 m³) pour éviter sa vidange en cas de rupture franche de la canalisation d'alimentation de l'alternateur ? p 22.

Réponse EDF :

Certaines situations envisagées dans la démonstration de sûreté (un incendie en salle des machines par exemple) nécessitent la vidange de l'alternateur. Or la vidange passe notamment par le circuit d'alimentation en hydrogène. EDF n'a donc pas installé de clapet anti-retour sur ce circuit.

En conséquence, la vidange complète de l'alternateur en cas de rupture franche de la tuyauterie d'alimentation a été prise en compte et étudiée dans l'analyse du risque explosion interne en salle des machines pour le palier CPY. Cette étude a démontré l'absence de conséquence sur la sûreté de l'installation dans ce scénario.

EDF ne prévoit donc pas la mise en place d'un clapet anti-retour sur le circuit d'alimentation en hydrogène de l'alternateur.

B- Expertise U5 : INERIS-DRA-12-131531-13597C du 24 avril 2013

Nous sommes évidemment très intéressés par ce qui sera retenu pour réduire le risque d'explosion du filtre à sable ou du barboteur et pour améliorer la filtration des effluents radioactifs

Réponse EDF

Les éléments ci-dessous ont été transmis à l'ASN par le courrier EDF en référence [1] ci-dessous en réponse à la Prescription Technique ECS 29 émise suite aux « stress tests » après l'accident de Fukushima Daiichi.

- 1) Concernant l'amélioration de la capacité de filtration du dispositif U5 (action initiée antérieurement dans le cadre du projet d'augmentation de la durée de fonctionnement des tranches au-delà de 40 ans)

L'amélioration de la capacité de filtration des iodes par la mise en place d'un filtre à barbotage a fait l'objet d'études d'intérêt et de faisabilité sur l'ensemble des tranches du parc.

Ces études, menées en relation contractuelle avec deux constructeurs (AREVA et CCI) ayant déjà dimensionné de tels dispositifs sur des tranches à l'étranger, ont mis en évidence qu'aucun des dispositifs de ce type installés à l'heure actuelle sur des centrales nucléaires dans le monde, n'a une capacité de piégeage significatif de l'iode organique (coefficient d'épuration (CE) fixé par EDF : minimum : 10, si possible 100). Seul l'iode moléculaire – I₂ – est piégé de manière significative par les dispositifs de ce type.

Pour EDF qui a déjà équipé son parc nucléaire d'un dispositif de filtration des aérosols d'une efficacité importante (CE > 1000), également d'une efficacité limitée pour l'iode moléculaire (CE entre 10 et 100 selon les paliers ou tranches), l'enjeu en termes de bénéfice pour la sûreté se situe principalement sur l'efficacité de la filtration des iodes organiques.

Cette demande d'EDF a ainsi poussé les deux constructeurs à faire évoluer leur conception pour répondre aux objectifs d'EDF indiqués plus haut.

Les améliorations apportées ont été les suivantes :

- ajout d'un additif chimique (Aliquat®) par CCI
- adjonction d'un troisième étage de filtration, dénommé I-CATCH®, de type tamis moléculaire par AREVA.

Il convient cependant de noter que les performances affichées avec ces améliorations ne sont essentiellement basées que sur des essais à petites échelles. Elles seraient donc à confirmer à des échelles plus représentatives, de même que l'effet potentiel du transitoire thermique à l'ouverture de U5 sur l'efficacité globale durant toute la décompression enceinte.

En conclusion la faisabilité de la mise en place d'un filtre à barbotage est globalement établie. Néanmoins son intégration sur site est très complexe. Le dispositif est moins passif et autonome que le dispositif actuel. Il n'y a pas de REX international sur la mise en œuvre d'un dispositif de nouvelle génération pour filtrer les iodes organiques, comme indiqué plus haut, l'état de qualification paraît insuffisant.

Par ailleurs la mise en œuvre de « puisards basiques » sur les REP 1300 MWe réduit significativement l'intérêt de filtrer les iodes organiques. Cette réduction du terme-source en iode volatils est obtenu « à la base » sur les REP 900 MWe par l'utilisation de grappes de commande uniquement en AIC (argent – indium – cadmium).

De ce fait, dans l'objectif de limiter au plus bas niveau possible les rejets à l'extérieur, EDF par le courrier en référence [1], a annoncé, dans le cadre de la PT ECS 29, retenir, sous réserve de l'achèvement des études de faisabilité, la mise en œuvre d'une disposition permettant de préserver l'intégrité de l'enceinte de confinement sans ouverture du dispositif U5.

En pratique ceci conduit à évacuer la puissance résiduelle en situation d'accident grave par recirculation, au moyen d'une pompe dédiée dite « U3 », sur les puisards du BR et à évacuer la puissance par une source froide ultime dédiée.

Par ailleurs, l'ensemble du dispositif U5 sera rendu résistant au SMHV (Séisme Majoré Historiquement Vraisemblable).

Nota

EDF a également étudié la faisabilité d'une rétention des gaz rares, réputés particulièrement difficiles à piéger du fait de leur non réactivité chimique, lors de l'utilisation du dispositif U5.

L'analyse présentée dans la référence [1] a conclu que les différentes solutions potentiellement envisageables, en particulier l'utilisation d'une technologie de type « séparation membranaire », n'étaient pas matures actuellement à l'échelle industrielle.

2) Concernant le risque de combustion dans le dispositif U5 lors de son ouverture

Tout d'abord, il convient de noter qu'à notre connaissance, seuls les dispositifs U5 français et le dispositif à barbotage conçu initialement par la société ABB et installé en Suède (MVVS : Multi Venturi Scrubber System) possèdent des dispositions matériels contre le risque de combustion à l'ouverture.

Ceci précisé, il s'agit techniquement d'un risque transitoire lors de l'ouverture du circuit dont les deux séquences typiques de risque sont précisées ci-après.

Séquence 1

Il s'agit d'un risque transitoire de combustion par condensation de la vapeur d'eau sur les structures initialement froides pouvant conduire, dans certaines conditions, à l'obtention d'un mélange combustible.

Cette séquence a été considérée dès le dimensionnement d'origine du dispositif (référence [2] ci-dessous).

Il est important de noter que la mise en place de RAP dans le BR réduit drastiquement le risque. Cependant, d'un point de vue déterministe, cette installation ne peut pas permettre de l'exclure totalement car le risque peut subsister dans certaines séquences accidentelles avec perte tardive d'un appoint d'eau ne permettant pas un temps suffisant de recombinaison des RAP pour réduire la concentration en hydrogène avant ouverture d'U5.

Le risque lié à la séquence 1 est, depuis la conception d'origine du dispositif U5, évité par préchauffage des structures par de l'air chaud préalablement à l'ouverture du dispositif (référence [2]). En situation de perte totale des sources électriques, il est prévu de secourir ce préchauffage par un diesel apporté par la FARN et à plus long terme par le DUS.

L'INERIS a confirmé la pertinence de la solution du préchauffage mise en place par EDF pour la préservation de l'ensemble du circuit U5.

Séquence 2

Cette séquence est apparue avec l'installation des RAP comme parade au risque lié à la présence d'une quantité importante d'hydrogène dans le BR lors d'une situation AG.

Après combustion de tout l'oxygène présent initialement dans le BR par les RAP, situation qui ne peut se produire que dans les séquences accidentelles avec interaction corium-béton (ICB), il existe un risque de combustion de l'hydrogène (et du monoxyde de carbone (CO) provenant de l'ICB) évacué par le circuit U5 avec l'oxygène initialement présent dans ce dispositif.

Le risque apparaît cependant très limité, en effet sa durée a été estimée par l'INERIS inférieure à une minute (contre de l'ordre de plus d'une heure dans le cas de la séquence 1 ci-dessus).

Les dispositions envisagées dans le cadre de l'allongement de la durée de fonctionnement pour éviter la percée du radier permettront de garantir le renoyage du corium en cuve ou dans le puits de cuve, et de ce fait éviteront ou limiteront très significativement la production de gaz combustibles en phase d'ICB. Les scénarios d'accumulation d'hydrogène ou de CO consécutive à une consommation de tout l'oxygène présent dans le BR seront donc écartés.

[1] Courrier EDF/SEPTEN à l'ASN D305913012428 du 19 décembre 2013

[2] Note d'étude EDF/SEPTEN ENSIN88107A du 26 juillet 1989
Analyse du risque hydrogène dans le dispositif U5 de décompression-filtration de l'enceinte en accident grave

**DEUX REMARQUES A LA LECTURE DE LA LETTRE D'EDF A L'ASN
(19 décembre 2013 D305913012428)**

1°) A la page 1

La disposition appelée EAS-U, sans éventage du BR, paraît très intéressante puisque sans rejet à l'atmosphère et sans mise en service de filtre à condition que soit garantie l'intégrité du confinement de l'enceinte et du circuit de la pompe U3

Réponse EDF

La remarque n'appelle pas vraiment de réponse, on peut juste noter que, par cette disposition, le parc actuellement en exploitation tend vers une conception de même type que celle de l'EPR (enceinte de confinement « fermée ») pour l'évacuation de la puissance résiduelle en AG.

2°) A l'annexe 3 p 13

Nous sommes surpris par l'affirmation de la « suffisance d'un filtre par paire de tranches ».

Cela revient à nier que les deux tranches puissent être simultanément en situation d'accident grave. Pourtant le retour d'expérience de l'accident de Fukushima conduit à ne pas exclure une telle situation même si elle est heureusement très improbable.

Réponse EDF

La position d'EDF sur la suffisance d'un filtre par tranches jumelées REP 900 MWe est directement liée à la mise en place d'un « noyau dur » sur le parc en exploitation.

Ce « noyau dur » (ASG U, appoint ultime, pompe U3, DUS) permet d'éviter, même dans des situations d'agressions extrêmes la fusion du cœur. Qui plus est, la disposition EAS-U qui fait partie du « noyau dur » permet d'éviter l'ouverture du dispositif U5.

En résumé ce « noyau dur » doit permettre de rendre extrêmement improbable une situation avec deux tranches jumelles en AG nécessitant toutes deux un éventage suite à un mode commun par agression naturelle.

De ce fait, il nous paraît naturel, en conséquence de la mise en place de ce « noyau dur », de juger acceptable la présence d'un seul filtre par tranches jumelées REP 900 MWe.

Par ailleurs, comme indiqué dans la réponse à l'ASN, en cas d'utilisation simultanée du dispositif U5 sur deux tranches jumelées, la décompression enceinte resterait possible ce qui assurerait la non défaillance de la fonction confinement, par contre la filtration des aérosols pourrait être réduite. En effet, dans tous les cas la filtration par le préfiltre situé dans chaque BR à l'entrée de U5 subsistera (réduction des rejets en aérosols par un facteur minimum de 10), par contre l'efficacité de la filtration par le filtre à sable commun pourrait être réduite si la vitesse de filtration dans le sable dépassait de plus de 40% la vitesse nominale.

ANNEXE

1- Les 3 incidents survenus sur le CNPE de St-Laurent au niveau des bâches TEG (P31/61 du rapport INERIS)

Les 3 incidents évoqués dans le rapport d'étude d'INERIS ont pour origine une montée de la teneur en O₂, supérieure à 4%, dans un réservoir de stockage d'effluents gazeux TEG, qui se produit lors de la remise en service d'un dégazeur TEP. Cette montée de la teneur en O₂ entraîne l'apparition d'une alarme TEG (celle-ci apparaît dès que la teneur en O₂ > 3,8%) dont l'application conduit à la réalisation d'un certain nombre d'actions visant à sécuriser l'installation. Au-delà de la mise en oeuvre systématique de ces actions par les agents de conduite et les chimistes pour traiter l'écart, des investigations ont été menées pour identifier l'origine de ces montées en O₂. L'hypothèse la plus probable est la présence de bras morts qui ne seraient pas balayés lors de la remise en exploitation du circuit. Ce REX a été pris en compte par les équipes de conduite pour revoir le lignage. A noter qu'aucun de ces événements n'a eu d'impact significatif sur la sûreté de nos installations.

2- Alimentation électrique des 4 capteurs de pression du bâtiment réacteur

Chaque capteur de pression BR (ETY 001MP, ETY002MP, ETY003MP et ETY004MP) est alimenté par un tableau électrique secouru.

De plus, en cas de perte de l'alimentation normale et du secours, les capteurs ETY102MP et ETY104MP peuvent être réalimentés de 3 manières différentes:

- 1- à partir du coffret électrique, repéré LNE360CR*, de la tranche concernée par l'incident
- 2- à partir du coffret électrique, repéré LNE360CR*, de la tranche voisine
- 3- par l'alternateur de secours LLS001AP

* chaque tranche dispose de son coffret LNE360CR.

En conclusion, à minima 2 capteurs de pression BR sur les 4 en place restent opérationnels en toute circonstance.

