



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

Liberté
Égalité
Fraternité

IRSN
INSTITUT DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Fontenay-aux-Roses, le 7 février 2024

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

AVIS IRSN N° 2024-00019

Objet : EDF – REP – Tous paliers – Modification matérielle « Protection 6,6 kV contre les pertes de phases et risque d'interconnexion TS/TA ».

Réf. : Saisine ASN – CODEP-DCN-2023-059642 du 12 décembre 2023.

En réponse à la saisine de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a examiné l'impact sur la sûreté de la modification consistant à mettre en place des protections contre les pertes de phases sur les tableaux électriques d'une tension alternative¹ de 6,6 kV et à réduire les risques d'interconnexion des transformateurs² électriques de soutirage (TS) et auxiliaire (TA)³ sur les CNPE⁴ du Bugey, ainsi que ceux des paliers CPY, P4, P'4 et N4. Cette modification a été soumise à l'autorisation de l'ASN par EDF le 13 avril 2023, conformément aux dispositions de l'article R.593-56 du code de l'environnement.

1. CONTEXTE ET DESCRIPTION DE LA MODIFICATION

Chaque CNPE dispose d'une architecture électrique adaptée à l'ensemble de ses besoins afin d'assurer :

- l'alimentation électrique des matériels, systèmes de protection et de contrôle-commande nécessaires au fonctionnement en toute sûreté d'un réacteur ;
- la production optimale d'électricité.

¹ Un courant alternatif triphasé est constitué de trois courants sinusoïdaux de même fréquence et de même amplitude qui sont déphasés entre eux.

² Un transformateur permet d'élever ou d'abaisser la tension alternative d'une source électrique.

³ Chaque réacteur dispose de deux sources d'alimentations électriques externes : une alimentation électrique externe principale, via le transformateur de soutirage (TS), et une alimentation électrique externe de secours, via le transformateur auxiliaire (TA), vers laquelle s'opère un basculement automatique en cas de défaillance de l'alimentation électrique principale.

⁴ CNPE : Centre nucléaire de production d'électricité.

MEMBRE DE
ETSON

Afin d'assurer la production d'électricité, les tableaux non secours LGi⁵, d'une tension de 6,6 kV, sont alimentés soit par le TS, soit par le TA. Les tableaux LGi alimentent :

- les « auxiliaires de tranche » dont le fonctionnement est directement lié à la production d'électricité ;
- les « auxiliaires permanents » qui doivent être alimentés lorsque le réacteur est à l'arrêt, y compris quand l'alimentation électrique externe principale est indisponible ;
- les « auxiliaires de site » qui ne sont pas liés à la production d'électricité ni au fonctionnement d'un réacteur (il s'agit par exemple du poste de déminéralisation et les rejets des effluents).

La figure ci-dessous schématise la distribution électrique des tableaux 6,6 kV non secours des réacteurs de 1300 MWe.

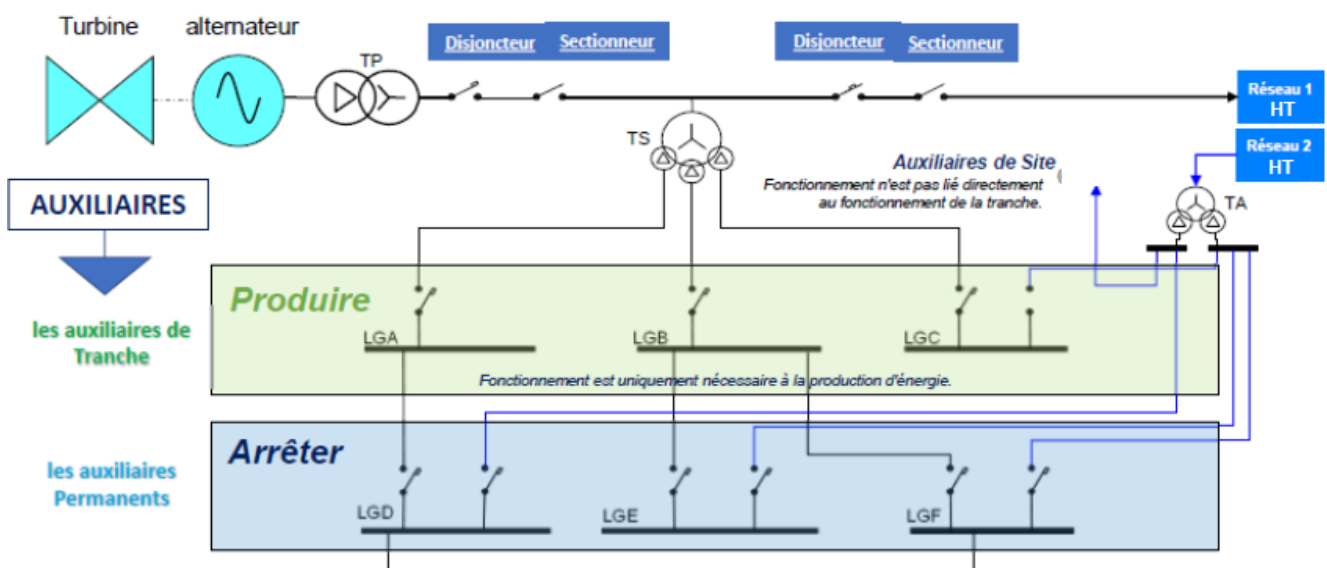


Schéma de distribution électrique des tableaux 6,6 kV non secours sur les réacteurs de 1300 MWe.

La présente modification est composée de deux volets distincts :

- la mise en place de protections au niveau des tableaux électriques contre le risque de perte de phases ;
- la mise en place d'un verrouillage afin d'éviter l'alimentation simultanée d'un tableau par le transformateur TS et le transformateur TA.

⁵ LGi : pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey cela correspond aux tableaux LGA, LGB ; pour les réacteurs du palier CPY, il s'agit des tableaux LGA, LGB, LGC et LGD ; pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4, il s'agit des tableaux LGA, LGB, LGC, LGD LGE et LGF.

Mise en place de protection contre le risque de perte de phases

Une situation de perte de phase (également appelée OPC « open phase condition ») sur le réseau correspond à la perte d'une ou deux des trois phases qui composent le signal électrique, ce qui peut provoquer un déséquilibre de tension important et causer un échauffement des matériels électriques, notamment des moteurs. Le retour d'expérience international fait état de situations de perte de phase non détectées susceptibles de conduire à la détérioration voire la perte des moteurs électriques en fonctionnement. De plus, une étude menée par EDF a montré que les protections existantes ne permettent pas de détecter toutes les situations de perte de phase sur le réseau électrique externe, en particulier lorsque les transformateurs concernés (TS et TA) alimentent des consommateurs dont la puissance est faible.

L'objectif de la présente modification est de détecter la perte d'une ou de deux phases survenant sur le réseau électrique externe, via des mesures du niveau de déséquilibre de tension réalisées sur les tableaux LGi. Aussi, EDF a défini deux seuils en tenant compte de la durée et des amplitudes des déséquilibres acceptables pour les moteurs installés sur les réacteurs du parc. En cas de dépassement de ces seuils, des alarmes sont retransmises en salle de commande.

Pour ce faire, la modification comporte :

- l'ajout de centrales de mesure du taux de déséquilibre de tension dans les tableaux permanents afin de détecter la présence d'une perte de phase ;
- la modification du contrôle-commande centralisé permettant la remontée des informations vers la salle de commande ;
- la mise en place d'alarmes en salle de commande permettant d'alerter l'opérateur d'une perte de phase.

La présente modification intègre la prise en compte de la gestion des pertes de phase dans la documentation de conduite normale, incidentelle et accidentelle.

Mise en place d'un verrouillage contre le risque d'interconnexion TS/TA

Depuis le début de l'exploitation des réacteurs nucléaires, l'alimentation simultanée d'un tableau par le TS et par le TA s'est produite à plusieurs reprises. Selon les cas, l'origine était une défaillance matérielle ou une erreur humaine lors de l'utilisation d'un boîtier de commande. Ces boîtiers sont généralement utilisés lors de test afin de commander un disjoncteur en local en bypassant le contrôle-commande automatique. Ainsi, pour un tableau électrique déjà alimenté par le TS ou le TA, une action manuelle sur le disjoncteur de la cellule d'arrivée de l'autre transformateur peut conduire à un couplage simultané de ces deux transformateurs.

Les phénomènes physiques induits par un tel couplage entre les TS et TA peuvent induire plusieurs désordres sur les câbles, les cellules électriques et les transformateurs eux-mêmes.

La modification en objet consiste à ajouter, dans les caissons basse tension des cellules électriques d'alimentation des tableaux permanents, un verrouillage permettant d'interdire la mise sous tension simultanée d'un tableau par le TS et le TA dans toutes les situations, y compris celles nécessitant l'utilisation d'un boîtier de commande.

Il s'agit d'une modification matérielle sans impact sur la documentation de conduite.

2. PÉRIMÈTRE DE L'EXPERTISE

Conformément à la saisine de l'ASN, l'expertise de l'IRSN porte sur :

- le risque de régression de la sûreté à l'occasion de la réalisation et de l'exploitation de la modification matérielle ;
- le caractère acceptable des évolutions portant sur les règles de conduite incidentelle et accidentelle prévues par EDF, en cohérence avec les évolutions matérielles et le référentiel et la doctrine en vigueur.

La modification temporaire du chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) déclarée par EDF pour la réalisation des travaux relatifs à la présente modification ne fait pas partie du périmètre d'expertise de l'IRSN.

3. ANALYSE DE L'IRSN

3.1. RISQUE DE RÉGRESSION LORS DE LA RÉALISATION ET DE L'EXPLOITATION DE LA MODIFICATION MATÉRIELLE

Les nouvelles centrales de mesure et les alarmes associées ne sont pas des matériels EIPS⁶.

Selon EDF, l'emplacement des centrales de mesure et les verrouillages ajoutés ne présentent pas de nocivité vis-à-vis des matériels existants et ne modifient pas le fonctionnement des tableaux.

La réalisation de la modification et les principaux essais de requalification auront lieu lorsque les réacteurs seront à l'arrêt, dans le domaine d'exploitation « réacteur complètement déchargé ». Afin de réduire le risque d'introduction d'un dysfonctionnement de cause commune, EDF a prévu de réaliser l'intégralité des travaux et des essais de requalifications associés à l'un des transformateurs (TS ou TA) avant de réaliser les travaux et les essais requalifications sur l'autre. Cette stratégie permettra, selon EDF, de traiter un éventuel défaut de conception ou de montage identifié lors des essais de requalification avant de réaliser l'intervention sur l'autre transformateur.

Ces points n'appellent pas de remarques de la part de l'IRSN.

3.2. ESSAIS DE REQUALIFICATION

Les essais de requalification après la mise en œuvre de la modification prévoient de vérifier l'absence de régression de la modification sur les tableaux et notamment l'absence d'impact de l'ajout des verrouillages sur les fonctions existantes de basculement du TS vers le TA et retour du TA vers le TS, ainsi que le bon fonctionnement des centrales de mesures et des verrouillages ajoutés.

Ces points n'appellent pas de remarques de la part de l'IRSN.

3.3. IMPACT SUR LES RÈGLES GÉNÉRALES D'EXPLOITATION

La présente modification nécessite la mise à jour du chapitre VI des RGE afin de mettre à jour les règles de conduite en situations de perte de phase sur le réseau externe (OPC).

EDF prévoit de prendre en compte dans la conduite incidentelle et accidentelle (CIA) les situations de perte du TS cumulées avec une OPC latente, c'est-à-dire non détectée, sur le TA⁷.

La perte du TS entraîne notamment l'arrêt des moteurs des GMPP⁸, qui conduit à un arrêt automatique du réacteur par basse vitesse des pompes primaires. Les procédures de conduite demandent dans ce cas la réalimentation des tableaux par un basculement du TS vers le TA. En cas d'OPC latente sur le TA, le redémarrage d'un GMPP mènerait à son déclenchement par activation de sa protection de surcharge.

⁶ EIPS : équipement important pour la sûreté.

⁷ Une perte de phase sur le réseau externe de secours auquel le TA est associé ne peut pas être détectée avant le basculement du TS vers le TA.

⁸ GMPP : groupe motopompe primaire.

Ainsi, EDF modifie la conduite CIA afin de conditionner la remise en service des GMPP à l'absence d'OPC.

L'IRSN estime que les évolutions de conduite proposées par EDF répondent à la problématique de perte de phase en cas de basculement du TS vers le TA.

3.4. CONCLUSION

À l'issue de son expertise, l'IRSN estime que la modification visant à mettre en place des protections contre les pertes de phases sur les tableaux électriques d'une tension alternative de 6,6 kV et à réduire les risques d'interconnexion des transformateurs électriques de soutirage (TS) et auxiliaire (TA) n'entraîne pas de risque de régression pour la sûreté et que les impacts sur le chapitre VI des RGE sont acceptables.

IRSN

Le Directeur général

Par délégation

Hervé BODINEAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté