Fiche 6
Performances de l'Unité de production ou de stockage

Version projet V0.1 - xx/xx/202x

AIDE à la rédaction à supprimer dans la version définitive :
- Texte ou paragraphe à compléter

SOMMAIRE

1. Introduction 2
2. Paramètres des cahiers des charges à finaliser dans la Convention d'Exploitation et de Conduite 3
2.1 Compensation du réactif au point de raccordement 3
2.2 Réglage primaire de tension 3
2.3 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau 4
2.4 Non perturbation de la reprise de service 5
2.5 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau 5
2.6 Capacités en « Grid forming » applicables à une Unité de stockage non synchrone 5
3. Couplage synchrone au RPT 6
4. Adaptation des matériels aux conditions du réseau 7
4.1 Réglage primaire de tension 7
4.2 Réglage secondaire de tension (RST) 7
4.3 Performances en matière de réglage de la fréquence 8
4.4 Réglage primaire de fréquence 8
4.5 Réglage secondaire de fréquence 9
4.6 Variations de charge (à confirmer après essais) 9
4.7 Dispositif automatique de baisse de puissance sur hausse excessive de fréquence (LFSM-O) 10
4.8 Dispositif automatique d'augmentation de puissance sur baisse excessive de fréquence (LFSM-U) 10
4.9 Arrêts-démarrages (à titre informatif) 10
5. Engagements de RTE pour garantir la sûreté de l'Installation de production 11
5.1 Engagement sur l'exploitation des réenclencheurs et télécoupleurs 11
5.2 Engagements spécifiques aux installations nucléaires 12

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

1. INTRODUCTION

Cette fiche a pour objectif de décrire les performances des Unités[1] de production ou de stockage et des engagements de RTE pour assurer la sûreté du système et la sécurité des biens et des personnes.

Dans la fiche « Dossier Technique de l'Installation » de la Convention d'Exploitation et de Conduite sont joints trois cahiers des charges :

1. Cahier des charges des capacités constructives :
   - Trame type issue de l'article 8.3.1 pour un parc non synchrone de générateurs, y compris en mer [rappeler la version du cahier des charges].
   - Trame type issue de l'article 8.3.2 pour une Unité synchrone [rappeler la version du cahier des charges].
   - Trame type issue de l'article 8.3.4 pour une Unité de stockage non synchrone [rappeler la version du cahier des charges].
2. Cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE d'une Installation de production ou de stockage :
   - Trame type issue de l'article 8.25.1 ou 8.25.3 [rappeler la version du cahier des charges].
3. Cahier des charges des performances du système de protection :
   - Trame type issue de l'article 8.26 [rappeler la version du cahier des charges].

Tout écart de performance en lien avec les capacités constructives, le système de téléconduite ou la protégeabilité doit être signalé au :

- CCO RTE.
- AESIS/SP3C- Service Prescription, Contrôle, Certification Client (cf. Fiche « Titres et coordonnées des acteurs »).

Les chapitres 3, 4 et 5 de la Documentation Technique de Référence de RTE rappellent les performances du RPT, les contributions des utilisateurs du RPT et les exigences techniques que le Client doit satisfaire.

Chaque Unité de production ou de stockage de la même Installation devra disposer de sa propre Fiche Performance.

[1] La notion d'Unité de production est définie dans le règlement UE n° 2016/631 de la Commission établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des Installations de production d'électricité (Code RfG). Pour les Unités de stockage RTE a appliqué les recommandations du groupe d'experts sur le stockage (Storage Expert Group) piloté par « The Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC) ».

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

2. PARAMETRES DES CAHIERS DES CHARGES A FINALISER DANS LA CONVENTION D'EXPLOITATION ET DE CONDUITE

Certains paramètres des trois cahiers des charges, mentionnés dans l'introduction, peuvent évoluer lors des phases d'essais, ils sont donc fixés dans la Convention d'Exploitation et de Conduite définitive.

2.1 Compensation du réactif au point de raccordement

Paragraphe 3.2.4 – « Compensation du réactif au point de raccordement pour les PPM » de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour un parc non synchrone de générateurs.
Paragraphe 3.2.4 – « Compensation du réactif au point de raccordement » de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité de stockage non synchrone.

[Paragraphe applicable aux Unités de production ou de stockage de type B, C, D]

Si cette compensation nécessite la mise en place de moyens complémentaires, ceux-ci seront installés sur demande de RTE lorsque cette compensation sera nécessaire en exploitation. RTE préviendra le Client, qui aura un délai de 12 mois pour les installer et les mettre en service.

Cette compensation nécessite-t-elle la mise en place de moyens complémentaires : OUI ou NON.

2.2 Réglage primaire de tension

La loi de régulation de la tension est définie dans les conditions particulières des cahiers des charges des capacités constructives.

2.2.1 Réglage primaire de tension UPROD+λ.QPROD=Ucons (dit « type 2 »)

[Applicable si réglage de type 2 sélectionné aux Unités de production ou de stockage].
Paragraphe 3.2.5.2 « Réglage primaire de tension UPROD+λ.QPROD=Ucons (dit « type 2 ») » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour un parc non synchrone de générateurs*
Paragraphe 3.2.5.2 « Réglage primaire de tension UPROD+λ.QPROD=Ucons (dit « type 2 ») » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité de stockage non synchrone*
Paragraphe 3.2.4.2 « Réglage primaire de tension UPROD+λ.QPROD=Ucons (dit « type 2 ») » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité synchrone*

La loi de réglage est donnée par :

$$[U_{PROD}]+\lambda.[Q_{PROD}]=[U_{cons}]$$

Uprod : Tension prise en compte pour le réglage primaire de tension et dont le point de mesure est défini dans les cahiers des charges des capacités constructives par RTE.

Qprod : Réactif mesuré pris en compte pour le réglage primaire de tension et dont le point de mesure est défini dans les cahiers des charges des capacités constructives par RTE.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

Ucons : Tension du point de consigne pris en compte pour le réglage primaire de tension et définie par RTE.

Pour les essais préalables à l'Accès au Réseau Définitif de l'Installation, [λ] est fixé en concertation avec le Client (cf. fiche de la procédure de contrôle de conformité à réaliser par le Client préalablement à l'Accès au Réseau Définitif de l'Unité ») :

[λ] = *[à préciser] KV/MVAR*

Pour l'exploitation définitive, [λ] est fixé en concertation avec le Client :

[λ] = *[à préciser] KV/MVAR*

2.2.2 Réglage de la puissance réactive

[Paragraphe applicable uniquement aux PPM-DC].
Paragraphe 3.2.5.3 « Réglage de la puissance réactive » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour un parc non synchrone de générateurs*

Les conditions d'utilisation et de modification de la consigne de puissance réactive (Qcons) sont :
[à décrire].

2.3 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau

Paragraphe 3.5.6 « Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour un parc non synchrone de générateurs*
Paragraphe 3.4.6 « Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité de stockage non synchrone*
Paragraphe 3.5.7 « Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité synchrone*

Conformément à l'article 50 de l'arrêté du 09 juin 2020, l'Unité de production ou de stockage doit être conçue de telle sorte qu'en cas de déconnexion fortuite du RPT suite à l'apparition d'un phénomène affectant ce réseau elle puisse se reconnecter dans le meilleur délai au réseau à la demande de RTE dès que ce phénomène a cessé (délai inférieur à 15 minutes). Ce délai est transmis par le Client et est consigné ci-dessous :
[à préciser]

Toute reconnexion, non automatique, doit se faire avec l'accord du CCO RTE.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

2.4 Non perturbation de la reprise de service

Paragraphe 3.6.1 « Non perturbation de la reprise de service » de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour un parc non synchrone de générateurs
Paragraphe 3.5.1 « Non perturbation de la reprise de service » de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité de stockage non synchrone
Paragraphe 3.6.1 « Non perturbation de la reprise de service » de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité synchrone

L'Unité ne doit pas perturber la reprise de service suite à un manque de tension généralisé sur le RPT.

La reprise de service se fera sur ordre du CCO RTE suivant des modalités définies ci-dessous :
[à préciser]

Dans tous les cas, après tout manque tension, le client devra avoir reçu l'ordre du Chargé de Conduite de RTE avant de recoupler manuellement son installation.

2.5 Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau

Paragraphe 3.5.7 « Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour un parc non synchrone de générateurs*
Paragraphe 3.4.7 « Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité de stockage non synchrone*

L'Unité doit être capable de fournir un courant réactif supplémentaire au point de raccordement (i.e. réponse rapide en injection de courant réactif) lors d'évènements en tension (symétriques ou dissymétriques) qu'il s'agisse de creux de tension, de surtensions ou de variations brusques.

La fonction d'injection rapide de courant réactif doit pouvoir être désactivée sur demande de RTE. Les modalités de mise en œuvre de cette fonction sont détaillées ci-dessous :
[à préciser]

2.6 Capacités en « Grid forming » applicables à une Unité de stockage non synchrone

Paragraphe 3.14 « Grid Forming » *de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité de stockage non synchrone*

Les valeurs des paramètres de l'impédance effective *Xeff* et de la constante d'inertie $T_{R,\,PPM}$ sont fixées par défaut dans le cahier des charges des capacités construtives.

En concertation avec le Client, ces valeurs peuvent être modifées par RTE dans le présent document.

Les valeurs par défaut sont-elles à modifier ? : OUI ou NON.

Si OUI, préciser les valeurs retenues de ces paramètres : [à préciser si OUI]

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

3. COUPLAGE SYNCHRONE AU RPT

[Paragraphe applicable aux Unités de production soumises à l'arrêté du 09 juin 2020 : mise en œuvre de l'article 46 de l'arrêté du 09 juin 2020]

Paragraphe 3.6.1 « Non perturbation de la reprise de service » de la trame type du cahier des charges capacités constructives pour une Unité synchrone

Toute Unité de production doit être conçue de telle sorte que son couplage au RPT soit possible lorsque, simultanément, la fréquence sur le réseau prend n'importe quelle valeur comprise entre 49 Hz à 51 Hz[2] et la tension au point de raccordement prend n'importe quelle valeur dans une plage de tension correspondant au domaine normal de fonctionnement du réseau défini dans le cahier des charges des capacités constructives.

Toutefois, le gestionnaire du RPT peut accepter une dérogation au vu des résultats de l'étude de raccordement qui démontrent que l'absence de mise en œuvre d'un tel dispositif n'est pas de nature à mettre en cause la sécurité et la sûreté du RPT ni la qualité de son fonctionnement.

En application des recommandations du groupe d'experts sur le stockage (Storage Expert Group) cette exigence est étendue aux Unités de stockage.

[Si l'Unité de production dispose d'une telle dérogation, mentionner les nouvelles conditions]

[2] Ce sont les valeurs mentionnées dans le cahier des charges des capacités constructives qui priment.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

4. ADAPTATION DES MATERIELS AUX CONDITIONS DU RESEAU

Il s'agit de définir les modalités pratiques pour la conduite en matière de réglages primaire ou secondaire de la tension (Article 22 de l'arrêté du 09 juin 2020), de fréquence ou autre grandeur utile au Système (préavis et délais de mise en œuvre pour modifier la consigne, …).

Les données rappelées dans le présent paragraphe sont issues du Cahier des charges des capacités constructives ou à défaut de la Convention d'Engagement de Performances.

En cas de contradiction ou de différence entre les données de la présente Convention d'Exploitation et de Conduite, et celle de la Convention de Raccordement, la Convention de Raccordement (ou à défaut la Convention d'Engagement de Performances) prévaut sur la Convention d'Exploitation et de Conduite.

4.1 Réglage primaire de tension

Les modalités de modulation de la consigne de tension du réglage primaire de tension sont précisées dans ce paragraphe conformément à l'article 14 de l'arrêté du 9 juin 2020. Suivant le type de réglage primaire en service sur l'Installation Type [à préciser] :

- Lorsque l'Installation est en réglage primaire seul, le Chargé de Conduite de RTE fixe, par téléphone, [valeur de réactif en MVAR / consigne de tension / …] au niveau de [Poste RPT de Raccordement]. Le Chargé de Conduite du Client modifie la consigne de tension des groupes pour obtenir la valeur demandée dans un délai de [délai à fixer] à compter de l'appel téléphonique.
- Sinon, la consigne de tension est donnée par le réglage secondaire de tension s'il existe.

Le Chargé de Conduite du Client a en charge la surveillance de la tension sur son Installation. Il peut écrêter la consigne en réactif demandée par le Chargé de Conduite de RTE si celle-ci conduit à des tensions en dehors des plages normales de fonctionnement de l'Installation du Client. Il en informera alors le Chargé de Conduite de RTE.

4.2 Réglage secondaire de tension (RST)

L'Installation de [préciser le nom du ou des Unités de production] participe [ou non] au RST.

En mode nominal, la mise en ou hors service du RST se fait sur demande téléphonique du Chargé de Conduite de RTE.

Décrire la solution retenue :

- Lors du couplage, l'Unité de production est hors RST. Dès que possible, le Chargé de Conduite du Client contacte le Chargé de Conduite de RTE pour mettre le RST en service.
- Ou le RST est activée automatiquement lors du couplage de l'Unité de production.

Sauf en cas d'urgence, toute mise hors service du RST nécessite l'accord préalable du Chargé de Conduite de RTE.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

Lorsque l'Unité de production est hors RST (sur demande RTE ou fonction indisponible), le Chargé de Conduite de RTE peut demander au Chargé de Conduite du Client une modification de la consigne du régulateur primaire de tension.

Toute mise en service du RST nécessite l'accord du Chargé de Conduite de RTE.

Le Chargé de Conduite du Client a en charge la surveillance de la tension sur son Installation, il peut mettre à son initiative son Unité de production hors RST si le niveau K retransmis conduit à des tensions en dehors des plages normales de fonctionnement de ses Installations.

Il en informera alors le Chargé de Conduite de RTE.

Cas où l'Unité de production doit sortir du RST : anomalies de fonctionnement de l'asservissement au RST.

Le Client doit prévoir une remise en service du RST, après la disparition du défaut, automatique ou manuelle du RST. Pour l'exploitation définitive, les modalités de remise en service du RST seront fixées en concertation avec le Client.

4.3 Performances en matière de réglage de la fréquence

L'Installation de [préciser le nom du ou des Unités de production] [dispose / ne dispose pas] des capacités constructives de réglage primaire et secondaire de fréquence.

4.4 Réglage primaire de fréquence

- La réserve primaire de l'Unité de production est au maximum de [à préciser] MW.
- L'énergie réglante du régulateur de vitesse est réglée à [à préciser] MW/Hz.

Pour les Installations de type Cycle Combiné Gaz faisant du détarage, préciser la réserve Xrp(%).

Conformément à l'article 21 de l'arrêté du 09 juin 2020, préciser les éléments suivants :
- Plage de puissance active par rapport à la puissance maximale (|DP1|/Pmax).
- Insensibilité de la réponse à une variation de fréquence.
- Bande morte de la réponse à une variation de fréquence.
- Plage de fréquence sur laquelle est libérée la totalité de la réserve primaire.
- Statisme s1.
- Délai d'activation de la réponse t1.
- Délai de réponse totale t2.
- Durée de fourniture de la pleine réponse en puissance active aux variations de fréquence.

Remarque :
En cas de signature d'accord de participation aux Services Système fréquence, ce sont les valeurs mentionnées dans ces accords qui s'appliquent.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

4.5 Réglage secondaire de fréquence

La réserve de puissance mise à disposition par le Client est sollicitée proportionnellement au niveau N mis à disposition sur le bornier d'échanges.

La demi-bande de réglage secondaire est au maximum de [à préciser] MW.

Pour les Installations de type Cycle Combiné Gaz faisant du détarage, préciser la réserve Xrs(%)[≥60%].

En situations exceptionnelles d'exploitation tendues (représentant au maximum 15 occurrences par an et une durée de 25h par an), RTE, après en avoir informé le Client avec un délai de prévenance d'au moins 4 heures, peut exiger que lors d'une variation du niveau NRSFP en rampe de pente inférieure ou égale à 2/133 s-1 (ou à 2/600 s-1 avec les Installations appliquant les nouvelles Règles Services Système qui deviennent obligatoire dès le 18/12/2024), la différence entre la puissance produite P et la puissance de consigne PC soit inférieure ou égale à dNRSFP/dt.pr.Teq avec Teq =20s, sur la totalité (NRSFP_final – NRSFP_initial).pr.

Lorsque pour une performance donnée, la valeur définie dans ce document diverge de celle définie dans les Règles relatives à la participation aux Services Système, cette dernière prévaut.

Remarque :
En cas de signature d'accord de participation aux Services Système fréquence, ce sont les valeurs mentionnées dans ces accords qui s'appliquent.

4.6 Variations de charge (à confirmer après essais)

Suivi de charge de l'Installation (à titre informatif)

Suivi normal de variation de charge	Variation rapide de charge	Baisse d'urgence	Durée mini de fonctionnement à un palier entre 2 variations
[à préciser] MW/mn	[à préciser] MW/mn	[à préciser] MW/mn	[à préciser]

Surcharge active : [à préciser par le Client]
Surcharge réactive : A compléter par [à préciser par le Client]

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

4.7 Dispositif automatique de baisse de puissance sur hausse excessive de fréquence (LFSM-O)

L'Installation possède un dispositif d'activation de baisse de puissance automatique sur hausse excessive de fréquence dans la plage exceptionnelle, suivant la loi suivante : seuil d'activation 5x.xx Hz [50,2 Hz par défaut], pente K = (obligatoire) = ….MW/Hz. La baisse de puissance sur une variation Δf = f-50Hz doit intervenir dans un délai maximum de ……s (délais d'activation). La pente de baisse est déclarée dans le cahier des charges des capacités constructives, elle est de … MW/min.

Si après l'activation, la fréquence redescend vers 50 Hz [définir le fonctionnement adapté] :

- L'Installation possède un dispositif automatique pour augmenter sa puissance suivant la même pente K, dans la limite de Pmax et avec la même dynamique que pour la baisse.
- L'Installation ne possède pas de dispositif automatique pour augmenter sa puissance. Lorsque la fréquence revient dans la plage normale de fonctionnement, le Chargé de Conduite du Client contactera le Chargé de Conduite de RTE pour demander l'autorisation de reprendre son programme normal de production.

4.8 Dispositif automatique d'augmentation de puissance sur baisse excessive de fréquence (LFSM-U)

L'Installation possède un dispositif d'activation d'augmentation de puissance automatique sur baisse excessive de fréquence dans la plage exceptionnelle, suivant la loi suivante : seuil d'activation 49.xx Hz [49,8 Hz par défaut], pente K = (obligatoire) = ….MW/Hz. L'augmentation de puissance sur une variation Δf = f-50Hz doit intervenir dans un délai maximum de ……s (delais d'activation). La pente d'augmentation est déclarée dans le cahier des charges des capacités constructives, elle est de … MW/min.

Si après l'activation, la fréquence remonte vers 50 Hz [définir le fonctionnement adapté]

- L'Installation possède un dispositif automatique pour rebaisser sa puissance suivant la même pente K, dans la limite de Pmin et avec la même dynamique que pour l'augmentation.
- L'Installation ne possède pas de dispositif automatique pour baisser sa puissance. Lorsque la fréquence revient dans la plage normale de fonctionnement, le Chargé de conduite du Client contactera le Chargé de Conduite de RTE pour demander l'autorisation de reprendre son programme normal de production.

4.9 Arrêts-démarrages (à titre informatif)

Conditions d'arrêt : [à préciser par le Client] (si information disponible).
Conditions de démarrage : [à préciser par le Client] (si information disponible).

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

5. Engagements de RTE pour garantir la sûreté de l'Installation de production

Ce paragraphe comporte les besoins des Clients Producteur pour assurer la sûreté des Installations nucléaires, thermiques à flamme et hydrauliques.

5.1 Engagement sur l'exploitation des réenclencheurs et télécoupleurs

Ce chapitre s'applique aux Unités de production de puissance supérieure ou égale à 400 MW. *(Article à supprimer pour tout autre type d'Installations).*

- **Risque**

Le risque de contraintes torsionnelles sur les lignes d'arbre des groupes turboalternateurs, pour les groupes de puissance supérieures à 400 MW, a été mis en évidence dans le cas de défauts triphasés proches des centrales, provoquant des à-coups électriques sur les groupes : la variation brutale de l'impédance du réseau vue de l'alternateur entraîne une variation brutale transitoire de la puissance active transmise par l'alternateur.

- **Engagement de RTE**

La contrainte pour l'enclenchement d'un ouvrage se traduit par un angle de déphasage maximal autorisé permettant la fermeture du disjoncteur, en automatique (mode réenclencheur) ou par action manuelle (mode télécoupleur), ainsi que par un délai minimal avant réenclenchement après défaut triphasé.

La valeur de l'angle maximal de rebouclage est fonction de l'ouvrage rebouclé : faible pour les postes électriquement « proches » des centrales, plus grande pour les postes électriquement « éloignés » des centrales, mais de telle sorte que les contraintes induites restent admissibles pour les groupes (variation relative de puissance électrique $\Delta P/Pn \leq 60\%$).

Les temporisations sont telles que le renvoi ne puisse pas intervenir avant que les oscillations dues au défaut précédent aient été amorties (de l'ordre de 10 s pour un poste proche).

RTE s'engage à maîtriser le processus de réglage des réenclencheurs et télécoupleurs depuis le calcul des valeurs (angle maximal de bouclage, temporisation) jusqu'aux réglages des équipements de manière à respecter ces contraintes.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

5.2 Engagements spécifiques aux installations nucléaires

Ces engagements concernent uniquement les Installations de production nucléaires.
(Articles à supprimer pour tout autre type d'installations).

La perte totale des alimentations électriques externes et internes d'une centrale nucléaire rend indisponibles des systèmes nécessaires au passage à l'état de repli de la tranche ou des systèmes de sauvegarde utilisés en situation dégradée.

Des règles de conception et d'exploitation du réseau connexe aux tranches nucléaires ont été prescrites dans les Rapports de Sûreté des tranches, pour garantir la contribution des sources électriques externes à la fiabilité globale des alimentations électriques.

Le présent chapitre précise les engagements de RTE afin que le Client puisse respecter les dispositions des Rapports de Sûreté relatifs aux ouvrages du RPT alimentant les installations de production nucléaires.

5.2.1 Indépendance des alimentations électriques externes en exploitation

- **Objectif**

L'alimentation électrique des systèmes qui assurent les fonctions de sûreté lors des situations incidentelles ou accidentelles doit être assurée par deux alimentations électriques externes indépendantes et conçues pour qu'il n'y ait pas de point commun.

Il s'agit de minimiser le risque de perte des deux alimentations électriques externes des centrales nucléaires.

- **Engagement de RTE**

Afin de minimiser ce risque, la règle suivante dite « règles des deux disjoncteurs » doit être respectée : les deux tronçons de barre constituant les alimentations principale et auxiliaire doivent être séparés par deux disjoncteurs ou séparés par un disjoncteur ouvert (poste aérien ou sous enveloppe métallique).

Ce besoin se traduit pour RTE par la nécessité d'examiner les conséquences des manœuvres courantes d'exploitation, y compris pour des interventions, sur l'indépendance des sources électriques (respect du critère de défaillance unique : cf. nota). Cette analyse est à faire en relation avec la centrale concernée.

Hors les manœuvres liées à la conduite des réseaux, lorsque le schéma d'exploitation du réseau ne permet pas d'assurer l'indépendance des deux sources, RTE avertit l'Installation qui prendra les dispositions nécessaires.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

➢ **Nota : critère de défaillance unique**

Un système est conforme au critère de défaillance unique si la fonction de sûreté correspondante demeure assurée quand on applique successivement à chaque équipement de ce système ou des systèmes supports :

- une défaillance unique active pour les systèmes mécaniques devant remplir une mission de courte durée (24 heures),
- une défaillance d'un composant quelconque pour les systèmes électriques.

Dans le cas des sources externes cette définition générale se traduit de la façon suivante :

- la première défaillance, aussi dénommée « initiateur », est susceptible de faire perdre une des 2 alimentations (exemple : la perte de l'alimentation électrique principale suite à un défaut sur un tronçon de barres, sur une ligne ou un pôle de disjoncteur, à la ruine d'un pylône hors catastrophe naturelle, etc..)
- la deuxième défaillance qui est ensuite appliquée, aussi dénommée « aggravant », risque d'entraîner la perte des deux tronçons adjacents (exemples : non ouverture d'un disjoncteur, défaillance d'une protection non redondante, propagation sur le deuxième pôle du disjoncteur, propagation sur le tronçon adjacent de l'explosion d'un transformateur de mesure, etc ...).

L'ensemble « initiateur+aggravant » ne doit pas entraîner la perte de la deuxième source électrique externe.

5.2.2 Limitation des durées de coupures fortuites des alimentations électriques externes

➢ **Objectif**

Tout doit être fait en toutes circonstances pour rétablir l'alimentation électrique externe dans des délais aussi brefs que possibles (les valeurs des délais avant le passage à l'état de repli, après la perte fortuite d'une source externe, tolérés au titre des Spécifications Techniques d'Exploitation (STE) de la tranche, constituent des limites maximales).

➢ **Engagement de RTE**

En cas de coupure fortuite, RTE annonce au plus vite le délai de restitution estimé afin que le centre de production concerné puisse décider de la conduite à tenir (ex : repli immédiat ou pas) par application des Spécifications Techniques d'Exploitation (STE). Une coupure est fortuite si elle est le résultat du fonctionnement d'une protection, dans le cas d'échec ou d'impossibilité du cycle automatique de renvoi de tension, ou d'une action volontaire pour assurer la sauvegarde des personnes ou du matériel. En cas d'avarie importante sur l'une des liaisons assurant l'alimentation des auxiliaires de l'Installation ou d'un déclenchement de cette liaison, des mesures sont prises pour limiter son indisponibilité.

En retour, les délais et les états de fonctionnement des tranches, en cas d'indisponibilité des sources électriques externes devront être communiqués à RTE par les sites de productions.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

Afin de minimiser le temps de coupure, des dispositions préventives peuvent être mises en place (exemple : dispositifs de shuntage, prévention du risque inondation).

De même, des exigences particulières pour le rétablissement des alimentations externes peuvent être définies avec le site de production.

Les conditions de mise en application de ces dispositifs (dispositions préventives, informations en cas de coupure fortuite, exigences particulières) pour le site [nom du site] sont décrites ci-après : [modalités retenues localement].

5.2.3 Coupures programmées d'une alimentation électrique externe

- **Objectif**

La mise hors tension volontaire d'une alimentation externe est tolérée dans les cas d'opération de maintenance préventive sur le transformateur et sa ligne d'alimentation, d'essai de renvoi de tension, d'essai d'îlotage et d'opérations liées à la gestion du réseau électrique sous conditions du respect des Spécifications Techniques d'Exploitation (STE), et notamment du délai de restitution. L'extrait correspondant des STE doit être communiqué à RTE et mis à jour en cas de besoin.

Afin de minimiser la durée d'indisponibilité de la source électrique externe, les événements programmés sont limités au strict nécessaire.

La date de réalisation de ces travaux avec mise hors tension des lignes sera donc soumise à l'accord du Client.

- **Engagement de RTE**

Les coupures programmées demandées par RTE sont planifiées en prévisionnel, en coordination avec le Client dans le cadre des conditions prévues dans le CART et le contrat de gestion prévisionnelle.

La préparation de l'opération programmée est effectuée en accord avec l'Installation et fait l'objet d'une formalisation écrite (mode opératoire, délai d'intervention, délai de restitution, …).

Si l'engagement d'un délai de restitution donné a été transmis à l'ASN suite à l'obtention d'une dérogation, RTE met tout en œuvre pour le respecter.

RTE s'engage à informer au plus vite l'Installation du Client si le délai de restitution ne peut être tenu.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

5.2.4 Fonctionnement des auxiliaires

Les deux engagements relatifs à la plage de tension et à la puissance de court-circuit ci-dessous sont applicables aux installations de production nucléaire, y compris lorsque les groupes sont à l'arrêt.

- **PLAGE DE TENSION**

➢ **Objectif**

L'objectif est d'assurer le fonctionnement de tous les auxiliaires, et en particulier les auxiliaires de sauvegarde (dont les moteurs des actionneurs 380V) sollicités lors d'un accident. Les tensions minimales et maximales pour assurer leur fonctionnement définissent les limites des domaines exceptionnels.

➢ **Engagement de RTE**

La plage de variation normale de la tension du réseau au poste d'interconnexion RPT / Client, les limitations du réglage de la tension de l'Installation et le choix des prises des transformateurs sont déterminés pour que la tension des tableaux basse tension soit située dans sa plage normale, de 0,94 à 1,06 Un.

RTE s'engage à prendre toutes les dispositions nécessaires, à la demande du Client, pour modifier la tension du réseau dans sa plage normale afin que la tension des tableaux soit toujours située dans la plage 0,94 / 1,06 Un, sous réserve qu'il n'en résulte pas sur le réseau un plan de tension incompatible avec la sûreté de fonctionnement du système électrique.

RTE s'engage à informer le Client dans le cas où il ne serait pas en mesure de satisfaire sa demande.

Nota : les tableaux évoqués ci-dessus sont usuellement à 6,6 kV.

- **PUISSANCE DE COURT-CIRCUIT**

➢ **Objectif**

Le basculement TS-TA (du Transformateur de Soutirage sur le Transformateur Auxiliaire) est acceptable si les auxiliaires ne déclenchent pas par leur protection de surcharge chronométrique ou thermique. L'alimentation électrique externe auxiliaire doit donc disposer d'une Pcc (Puissance de court-circuit) suffisante.

➢ **Engagement de RTE**

La Pcc requise pour la reprise des auxiliaires en service et le démarrage des auxiliaires de sauvegarde nécessaire dans le cas d'un accident concomitant avec injection de sécurité, est définie pour 0,95 Un (situation normale basse du réseau 400 kV, 225 kV ou 63 kV), en HTB (bornes du disjoncteur du TA).

Pour le site [nom du site] : TA alimenté en [ ] kV, Pccmin = … MVA

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE

RTE s'engage à vérifier, dans les études de réseau prévisionnelles, qu'avec le réseau disponible ou en cas de perte d'un ouvrage, les sources assurant les alimentations électriques externes présentent les conditions requises d'apport de puissance de court-circuit.

En J-1, hormis lors des manœuvres liées à la conduite des réseaux, lorsque le schéma d'exploitation du réseau ne permet pas d'assurer la Pcc requise, RTE avertit l'Installation de production qui prendra les dispositions nécessaires.

De même, en conduite journalière, RTE avertira le site en cas d'évènement susceptible de réduire notablement la Pcc.

5.2.5 Réalimentation suite à un incident réseau

- **Objectif**

Les alimentations électriques externes contribuent à obtenir la fiabilité requise de la fonction "alimentation électrique" de l'Installation. Si une perte des alimentations électriques externes survenait, des dispositions doivent être mise en œuvre pour la retrouver.

- **Engagement de RTE**

En cas de coupure fortuite des alimentations électriques externes, RTE doit s'assurer que tout est fait pour rétablir l'alimentation électrique externe auxiliaire dans des délais aussi brefs que possible compte tenu des règles à respecter en cas de déclenchement de ligne.

Nota : pour être en mesure de respecter cet engagement, RTE doit être informé par le Client de tout écart sur les performances relatives à l'îlotage et à la reconstitution du réseau. Ces écarts sont traités conformément aux dispositions prévues dans les Conditions Particulières de la Convention de Raccordement.

Le détail des dispositions liées à ces 3 engagements (réalimentation suite à un incident réseau, ilotage et reconstitution du réseau) figure dans le contrat relatif à la Reconstitution du Réseau et au Renvoi de Tension vers les centrales de production nucléaire.

Copyright RTE-2026. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE