

Chapitre 1 – DISPOSITIONS GENERALES

18 Décembre 2018

Table des matières

1. Objectif du document	2
2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre	2
3. Rappel de contexte général	2
4. Proposition de l'instance de concertation	4
4.1. Article 1 : Objet	4
4.2. Article 2 : Champ d'application	4
4.3. Article 3 : Définitions	5
4.4. Article 4 : Aspects réglementaires	5
4.5. Article 5 : Consultation et coordination	7
4.6. Article 6 : Coordination régionale	7
4.7. Article 7 : Consultation publique	7
4.8. Article 8 : Recouvrement des coûts	8
4.9. Article 9 : Obligations en matière de confidentialité	8
4.10. Article 10 : Accord avec les GRT non liés par le présent règlement.....	8

1. Objectif du document

Ce document a pour vocation à présenter les propositions faites pendant la phase de concertation ainsi que les échanges durant les réunions et les réponses apportées.

Il contient également les propositions qui seront faites aux autorités de régulation compétentes à l'issue de la consultation publique.

2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre

Comme rappelé par les autorités de régulation compétentes en début de concertation, l'objectif donné à cette instance co-pilotée Rte-ADEEF pour cette première mise en œuvre est de vérifier la conformité des dispositions existantes aux exigences du code « Emergency & Restoration » et d'identifier le cas échéant des écarts qui devront être résorbés. Il est rappelé que ce code est à composante technique, et qu'il ne traite pas des questions de coordination politique entre Etats.

Le code prévoit que les plans de défense et de reconstitution et donc les différentes propositions présentées dans les documents en consultation publique seront revus tous les 5 ans.

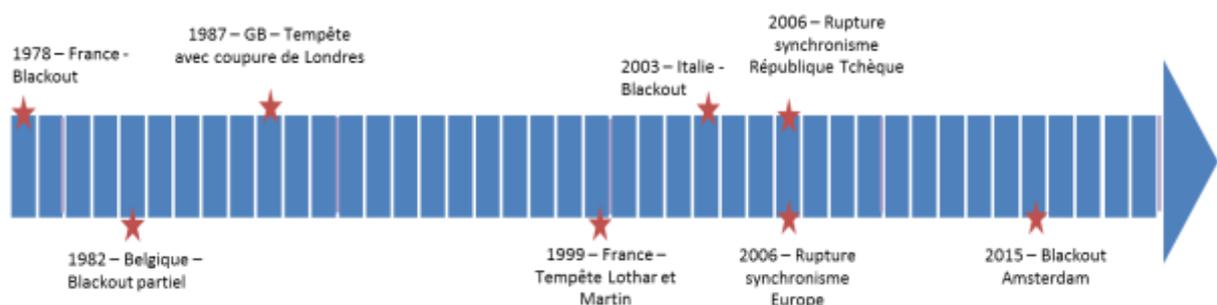
Par ailleurs, il existe un projet de règlement sur la préparation aux risques dans le cadre du « Clean Energy Package ». Ce texte prévoit notamment des dispositions pour la coordination européenne en cas de crise.

3. Rappel de contexte général

La définition des états du système électrique telle qu'on la trouve dans les Lignes Directrices SOGL (« System Operations Guidelines ») distingue 5 états du système : état normal / état d'alerte / état d'urgence / état de panne généralisée / état de reconstitution.

Pour schématiser, l'état d'alerte correspond aux situations dans lesquelles le gestionnaire de réseau de transport ne respecte pas ses critères de sécurité N-1 et l'état d'urgence lorsque la situation en N n'est plus viable à court terme. Dans le contexte français actuel, il peut être fait appel à des actions du plan de sauvegarde lorsque l'état d'alerte est atteint, et le plan de défense (actions automatiques) est mis à contribution afin d'éviter l'effondrement du système en situation d'urgence.

Il est également rappelé que le code « Emergency and Restoration » intègre des exigences techniques afin de faire face à des événements rares, qui sont des événements hors dimensionnement difficilement prédictibles, mais dont les conséquences sont extrêmement importantes. Ci-dessous, quelques événements qui pourraient rentrer dans le champ d'application du code.



Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Les différentes dispositions prévues par le code visent à mettre en œuvre tous les moyens disponibles pour garantir la sécurité du système électrique dans ces situations extrêmes et à rétablir son fonctionnement normal, et ce au bénéfice de l'ensemble des acteurs du système électrique et des citoyens.

4. Proposition de l'instance de concertation

4.1. Article 1 : Objet

Cet article n'a pas fait l'objet de proposition de l'instance de concertation mais il convient de rappeler, comme en introduction, que le code Emergency & Restoration traite de situations extrêmement rares et d'incidents extrêmement sévères.

Pour rappel, la dernière fois que la France a été dans une situation correspondant à l'état « Emergency » date du 4 Novembre 2006 et le premier échelon de délestage fréquence-métrique avait d'ailleurs été activé.

4.2. Article 2 : Champ d'application

Mise en œuvre technique :

Les acteurs suivants sont concernés par les dispositions du code E&R:

- GRT : Rte
- GRD : GRDs de rang 1, selon les modalités définies dans les différents articles
- USR (Utilisateurs Significatifs du Réseau) :
 - a. unités de type C et D (unités de production supérieures à 18 MW – seuil en cours de définition dans le cadre du code RfG – (« Requirements for Generators »)
 - b. Production de type B si elles participent au plan de défense ou de reconstitution (pas d'unité concernée en France pour les besoins du plan de reconstitution)
 - c.d.e. Installations de consommation raccordées au RPT, réseaux fermés de distribution, agrégateurs
 - f. HVDC
- USR de haute priorité : les unités de production nucléaires
- Responsables d'équilibre, fournisseurs de services d'équilibrage
- Opérateurs du marché de l'électricité désignés : EPEX SPOT et NORDPOOL

Propositions de l'instance de concertation :

Acteurs

Sur la question des USR de haute priorité, la première proposition de Rte et l'ADEeF était de ne pas spécifiquement identifier d'acteurs de ce type. En effet, les textes réglementaires et contractuels existants permettent déjà de répondre à ces besoins particuliers. A la demande d'EDF, il est proposé de classer les unités de production nucléaires raccordées au réseau de RTE dans cette catégorie.

Les modalités spécifiques de déconnexion et remise sous tension sont définies dans un cadre contractuel et encadrées de façon plus générale par des dispositions légales, spécifiquement l'article 34 du « cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité ».

Suite à une question d'Engie en instance de concertation, Enedis indique qu'il existe des listes d'usagers prioritaires établies au niveau départemental par les Préfectures. Dans la constitution du plan de délestage fréquence-métrique, ces usagers se trouvent sur des départs HTA non délestables. Ces consommateurs raccordés au RPD ne peuvent pas être considérés comme USR de haute priorité au sens de E&R car ils ne sont pas définis comme étant des USR au sens du code.

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

RTE indique que pour cette première implémentation du code E&R, il n’y a pas d’acteur identifié sur le périmètre de fournisseur de service de défense et/ou de reconstitution au-delà des acteurs déjà concernés.

Calendrier de mise en œuvre

Les différentes propositions de définition et les choix de mise en œuvre à remettre à l’autorité compétente seront soumis d’ici fin d’année 2018 aux autorités de régulation compétentes (CRE et DGEC).

4.3. Article 3 : Définitions

Pas de proposition ni de discussion sur cet article

4.4. Article 4 : Aspects réglementaires

Mise en œuvre technique :

Les aspects réglementaires sont couverts par les propositions ci-après. Par ailleurs, les différentes modalités techniques définies par les codes de raccordement sont décrites dans la Documentation Technique de Référence (DTR) des GRx, suite à leurs mises à jour en conformité avec les codes de réseau mentionnés plus haut.

Article 4.2 : propositions à soumettre à l’autorité de régulation compétente

Exigences de l’article 4.2 du code	Proposition soumise à l’autorité de régulation compétente
a) les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de défense, conformément au paragraphe 4;	<p>Les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs de services de défense sont fixées dans le cadre juridique national, comme prévu à l’article 4.4 du code E&R, par :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d’électricité, Article 32 - L’arrêté du 4 janvier 2005 modifiant l’arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes de délestage sur les réseaux électriques <p>Ces modalités et conditions générales sont déclinées opérationnellement dans un cadre contractuel avec les fournisseurs de services de défense identifiés.</p>
b) les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, conformément au paragraphe 4;	<p>Les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs de services de reconstitution sont fixées dans le cadre juridique national, comme prévu à l’article 4.4 du code E&R, par :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d’électricité, Article 33 <p>Ces modalités et conditions générales sont déclinées opérationnellement dans un cadre contractuel avec les fournisseurs de services de reconstitution identifiés.</p>

<p>c) la liste des USR responsables de la mise en œuvre, sur leurs installations, des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans les règlements (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 et (UE) 2016/1447 et/ou dans la législation nationale, et la liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR identifiés par les GRT en vertu de l'article 11, paragraphe 4, point c), et de l'article 23, paragraphe 4, point c);</p>	<p>Pour ce qui concerne les exigences à caractère obligatoire des codes de raccordement, les critères permettant d'identifier les USRs concernés seront définis dans la réglementation française.</p> <p>Pour ce qui concerne spécifiquement le plan de défense, les modalités LFSM-O et LFSM-U s'appliquent aux groupes suivants les dispositions en vigueur au moment du raccordement:</p> <ul style="list-style-type: none"> - LFSM-O : à toutes les unités raccordées au RPT et certaines raccordées au RPD (présents et futurs, suivant les modalités réglementaires en vigueur à la date du raccordement) - LFSM-U : à toutes les unités de types C, D (ou installations existantes de plus de 40 MW participant au réglage de fréquence) et groupes offshore <p>Pour ce qui concerne les dispositions spécifiques du plan de reconstitution, les USR concernés sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - identifiés sur la base des dispositions contractuelles qualifiant le rôle de fournisseur de service de reconstitution - les USRs participants aux phases suivantes de la reconstitution et pour lesquels des mesures sont identifiées (notamment sur la partie télécom, téléconduite et services auxiliaires) : <ul style="list-style-type: none"> - Toute installation de production raccordée en HTB2 ou HTB3 ou de puissance maximale supérieure ou égale à 40 MW (DTR) - Les groupes de type C et D (au sens du code RfG)
<p>d) la liste des USR de haute priorité visée à l'article 11, paragraphe 4, point d), et à l'article 23, paragraphe 4, point d), ou les principes appliqués pour les définir et les modalités et conditions générales régissant leur déconnexion et remise sous tension, sauf si cela est défini dans la législation nationale des États membres;</p>	<p>Les USR de haute priorité sont les unités de production nucléaires raccordées au réseau de Rte.</p> <p>Les modalités de déconnexion et remise sous tension sont encadrées par l'article 34 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité et précisées contractuellement.</p>
<p>e) les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, conformément à l'article 36, paragraphe 1;</p>	<p>Les principes régissant la définition des règles de suspension sont définis dans la proposition du chapitre 4, « Interactions avec les marchés ».</p> <p>Ils seront déclinés opérationnellement dans les règles RE/MA suite à l'approbation des principes.</p>
<p>f) les règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie en cas de suspension des activités de marché, conformément à l'article 39, paragraphe 1;</p>	<p>Les principes régissant la définition des règles de suspension sont définis dans la proposition du chapitre 4, « Interactions avec les marchés ».</p> <p>Ils seront déclinés opérationnellement dans les règles RE/MA suite à l'approbation des principes.</p>
<p>g) le plan d'essais, conformément à l'article 43, paragraphe 2.</p>	<p>Ce plan d'essai sera soumis, conformément aux dispositions de l'article 43(2), en Décembre 2019</p>

Article 4.5 : information de l'autorité de régulation compétente sur les plans de défense et de reconstitution du réseau

Les propositions suite à l'instance de concertation pour les chapitres 2 et 3 présentent les grands principes de conception des plans de défense et de reconstitution, leurs objectifs, les mesures mises en œuvre et leurs conditions de déclenchement, les éventuels écarts entre l'existant et les exigences du code ainsi que les échéances de mise en œuvre associées.

Propositions de l'instance de concertation :

Acteurs

Pas de remarque particulière des acteurs.

Calendrier de mise en œuvre

Les différentes dispositions du code dont les choix de mise en œuvre sont à remettre à l'autorité compétente seront consultées publiquement du 10 Octobre 2018 au 12 Novembre 2018, dans les limites prévues à l'article 9, avant soumission aux autorités de régulations compétentes pour le 18 Décembre 2018.

4.5. Article 5 : Consultation et coordination

Mise en œuvre technique

Les dispositions de l'article 5 sont couvertes par les procédures opérationnelles actuelles.

L'article 5 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.6. Article 6 : Coordination régionale

Mise en œuvre technique

La coordination régionale est décrite dans un processus porté par les RSCs (Regional Security Coordinators, traduits en français par Coordinateurs Régionaux de la Sécurité Régionale, type Coreso) et l'ENTSO-E. Rte participera à ce processus de coordination, selon les modalités définies au niveau ENTSO-E.

L'article 6 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.7. Article 7 : Consultation publique

Mise en œuvre technique

La consultation publique aura lieu du 10 Octobre 2018 au 12 Novembre 2018 sur la base des éléments concertés par l'instance de concertation co-pilotée par Rte et l'ADEeF.

Les différents éléments à consulter seront proposés, ainsi que les propositions et conclusions de l'instance de concertation.

L'article 7 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

4.8. Article 8 : Recouvrement des coûts

Mise en œuvre technique

Comme indiqué en introduction de ce document, la première mise en œuvre du code Emergency & Restoration vise à démontrer que les dispositifs en place actuellement répondent aux exigences du code pour la plupart. Dans ce cadre, les coûts sont donc déjà couverts, pour ce qui concerne le GRT.

Pour les GRDs, les coûts associés aux évolutions techniques nécessaires pour être conforme aux exigences du code devront être pris en compte par les futurs TURPE HTA/BT.

L'article 8 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.9. Article 9 : Obligations en matière de confidentialité

Pas de proposition ni de discussion sur cet article

4.10. Article 10 : Accord avec les GRT non liés par le présent règlement

Mise en œuvre technique

Les dispositions prévues par l'article 10 seront mises en œuvre au niveau Européen dans le cadre du « Synchronous Area Framework Agreement », c'est-à-dire l'accord permettant d'étendre les différentes dispositions techniques issues des codes de réseaux Européens aux pays non membre de l'Union Européenne.

L'article 20 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

Chapitre 2 - PLAN DE DÉFENSE DU RÉSEAU

18 Décembre 2018

Table des matières

1. Objectif du document.....	2
2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre	2
3. Grands principes du plan de défense.....	2
4. Proposition de l'instance de concertation	4
4.1. Article 11 : Conception du plan de défense du réseau	4
4.2. Article 12 : Mise en œuvre du plan de défense du réseau	5
4.3. Article 13 : Activation du plan de défense du réseau	5
4.4. Article 14 : Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence	5
4.5. Article 15 : Système de réglage automatique de la sous-fréquence.....	5
4.6. Article 16 : Système de réglage automatique de la sur-fréquence.....	6
4.7. Article 17 : Système automatique contre l'écroulement de tension	8
4.8. Article 18 : Procédure de gestion des écarts de fréquence	9
4.9. Article 19 : Procédure de gestion du flux de puissance	9
4.10. Articles 20 : Procédure de gestion des écarts de tension	9
4.11. Article 21 : Procédure d'assistance en puissance active	9
4.12. Article 22 : Procédure de déconnexion manuelle de la charge.....	9

1. Objectif du document

Le code Emergency & Restoration traite des situations d'urgence et donc du plan de défense. S'il n'introduit pas de nouveaux dispositifs, le code fait évoluer fortement le plan de délestage fréquence-métrique français, en modifiant en particulier :

- le nombre de seuils de délestage (passage de 4 à 6)
- la plage de fréquence sur laquelle le délestage est susceptible d'intervenir (49Hz-48Hz contre 49Hz-47.5Hz précédemment)
- Le volume de puissance à délester ainsi que son mode de calcul

De façon plus marginale le code introduit de nouvelles notions (notamment l'assistance inter-TSOs).

Ce document a pour vocation à présenter les propositions faites pendant la phase de concertation ainsi que les échanges durant les réunions et les réponses apportées.

2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre

Comme indiqué précédemment, l'élément le plus dimensionnant du code dans ce chapitre concerne l'évolution du plan de délestage fréquence-métrique, à mettre en œuvre pour décembre 2022. Les propositions de RTE et de l'ADEEF sur ce point ont été portées en concertation à titre d'information mais sont également mises en œuvre directement avec les acteurs concernés (les Gestionnaires de Réseau de Distribution).

De nombreuses questions ont été soulevées par les acteurs sur les dispositions concernant le LFSM¹. Les réponses apportées sont présentées dans ce document également.

Par ailleurs, conformément aux souhaits des autorités compétentes et en rapport avec les échéances prévues par le code, l'enjeu de la concertation et donc des propositions présentées ci-dessous est une première mise en œuvre des exigences du code, dans le cadre des dispositifs actuels quand cela est possible.

Le code prévoit de revoir ces dispositions tous les 5 ans.

3. Grands principes du plan de défense

On inclut dans le "Plan de Défense", "toutes les actions curatives, ultimes et automatiques, destinées à contrer les phénomènes dont la rapidité d'apparition et d'évolution exclut toute possibilité d'intervention humaine".

Ces actions sont de 4 types :

1. Délestage automatique de consommation sur baisse de fréquence,
2. Séparation automatique des zones du réseau ayant perdues le synchronisme,
3. Ilotage automatique des groupes thermiques nucléaires et à flamme,

¹ LFSM : Limited Frequency Sensitivity Mode

Propositions de RTE pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

4. Blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTB et HTB/HTA sur baisse de tension.

La 1ère action se met en œuvre dès que le déséquilibre production consommation entraîne une chute de fréquence en dessous de 49 Hz. Elle a pour but de tenter de rétablir cet équilibre production-consommation en faisant brusquement diminuer la charge, par ouverture automatique des départs HTA. Elle est la parade ultime pour enrayer le phénomène "d'écroulement de fréquence". Elle correspond aux dispositions de l'article 15.

La 2ème action est destinée à séparer la ou les zones électriques sur laquelle (lesquelles) les groupes de production ont perdu le synchronisme. Elle s'accompagne en général de délestage automatique sur les zones se retrouvant en déficit de production suite à la séparation. Elle est la parade ultime pour éviter l'extension de la perte de synchronisme à l'ensemble des groupes du réseau général, en séparant le réseau "sain" du réseau hors synchronisme. Le réseau français est découpé en plusieurs zones "dynamiquement homogènes". Cette action rentre dans le cadre des dispositions prévues aux articles 19 et 20.

La 3ème action est destinée à protéger les groupes qui seraient restés raccordés à une zone instable, en entraînant leur fonctionnement autonome sur leurs auxiliaires, de façon à pouvoir les faire redémarrer plus rapidement lors de la reprise de service. Elle est primordiale pour assurer une mise en œuvre efficace du "Plan de Reconstitution du Réseau". Cette action rentre dans le cadre des dispositions de l'article 18.

La 4ème action vise à maîtriser l'évolution du plan de tension suite à un incident, et notamment à enrayer les phénomènes "d'écroulement de tension". Cette action correspond aux dispositions de l'article 17.

4. Proposition de l'instance de concertation

4.1. Article 11 : Conception du plan de défense du réseau

Mise en œuvre technique

L'article 11, paragraphes 1 et 2, demande à ce que le GRT conçoive le plan de défense du réseau en consultation avec les acteurs concernés et tienne compte des éléments listés au paragraphe 2, ce qui a été fait via la présentation des différents dispositifs dans l'instance de concertation.

Les dispositions requises par le paragraphe 3 (conditions d'activations, consignes et coordination temps réel) sont détaillées dans les différents dispositifs techniques précisés plus loin.

Le plan de défense du système électrique français, dont les principes sont présentés au début de ce document, répond aux exigences de l'article 11(4). En particulier :

Référence du code	Mise en œuvre
Une liste des mesures devant être mises en œuvre par le GRT sur ses installations	Ces mesures sont présentées en introduction et leur mise en œuvre technique est détaillée dans la suite du document
Une liste des mesures devant être mises en œuvre par les GRD et une liste des GRD responsables de la mise en œuvre des dites mesures sur leurs installations;	Les exigences qui s'appliquent aux GRDs, les mesures à mettre en œuvre dans le cadre du plan de défense sont détaillées dans le document « Modalités de délestage entre RTE et les Distributeurs ». A noter que ce document devra être mis à jour suite à la mise en conformité du plan de délestage fréquence-métrique à échéance décembre 2022.
Une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans le règlement (UE) 2016/631, le règlement (UE) 2016/1388 et le règlement (UE) 2016/1447 ou dans la législation nationale, et une liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR;	Les USRs concernés et les mesures devant être mises en œuvre sont précisés dans la mise en œuvre technique des articles proposée plus loin dans ce document (Articles 15 et 16)
Une liste des USR de haute priorité, et les modalités et conditions de leur déconnexion;	Les USR de haute priorité sont les unités de production nucléaires raccordées au réseau de RTE. Les modalités de connexion et déconnexion sont couverts par des contrats avec les acteurs concernés et plus généralement par les dispositions de l'article 34 du cahier des charges de concession du RPT relatif à la réalimentation des installations de production nucléaire.
Les échéances de mise en œuvre de chacune des mesures listées dans le plan de défense du réseau.	Ces échéances sont celles prévues par le code (Conception pour fin 2018, mise en œuvre pour fin 2019 sauf pour le délestage fréquence-métrique fin 2022)

Propositions de RTE pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

4.2. Article 12 : Mise en œuvre du plan de défense du réseau

Mise en œuvre technique

Les dispositions de l'article 12 sont couvertes par les différents éléments partagés en concertation, présents dans ce document et le cas échéant les exigences contractuelles pour les acteurs concernés.

Ces différents éléments respectent les échéances prévues à l'article 12.

L'article 12 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation (cf. CR du GT Plénier du 20/12/2017)

4.3. Article 13 : Activation du plan de défense du réseau

Mise en œuvre technique

Les dispositions de l'article 13 sont couvertes par les différents éléments partagés en concertation, présents dans ce document et le cas échéant les exigences contractuelles pour les acteurs concernés.

L'article 13 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation. (cf. CR du GT Plénier du 20/12/2017)

4.4. Article 14 : Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence

Mise en œuvre technique

Les dispositions de l'article 14 sont couvertes par les différents accords entre GRTs pour permettre l'assistance et la coordination entre GRTs.

L'article 14 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.5. Article 15 : Système de réglage automatique de la sous-fréquence

Mise en œuvre technique

En France, la fonction de délestage fréquence-métrique s'appuie sur des automates présents dans chaque poste source. Les départs HTA d'un échelon sont affectés à un seuil de délestage ; sur franchissement de seuil de fréquence, l'automate ouvre les départs HTA associés au seuil franchi. Le plan de délestage est construit de telle sorte que les usagers prioritaires (listes établies par les Préfectures) se trouvent sur des départs non délestables.

L'instance de concertation a indiqué que le système de délestage fréquence-métrique actuellement mis en œuvre en France n'est pas conforme aux nouvelles exigences du code de réseau E&R qui s'appliqueront à partir de décembre 2022 (cf. CR du GT Plénier du 20/12/2017). Des divergences entre le plan de délestage actuel et les préconisations du code E&R existent, en particulier sur le nombre de seuils de délestage et les niveaux de puissance à délester par seuil.

L'annexe 1 du code « Emergency & Restoration » décrit les critères techniques auxquels devra se conformer la fonction de délestage fréquence-métrique. Afin de minimiser les coûts de mise en œuvre en France, l'objectif recherché par les Gestionnaires de réseau est de faire évoluer la solution existante sans changer les matériels tels les contrôle-commande des postes sources actuels. Ainsi, une solution

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

dite de « quinconçage » sera mise en œuvre par les Gestionnaires de réseau de distribution. Le déploiement de cette solution nécessitera de re-paramétrer tous les systèmes de contrôle-commande de tous les postes sources en France. Comme indiqué lors du GT du 30/03/2018, la future fonction de délestage fréquence-métrique comportera, au niveau national, 6 seuils de délestage entre 49Hz et 48Hz.

Le code « Emergency & Restoration » définit les niveaux de puissance à délester selon un critère de charge nette à délester en pourcentage de la charge nationale. Les niveaux de délestage seront donc retranscrits en France selon des niveaux d'injection au niveau des têtes de départs HTA. Ce travail devra être mené conjointement entre RTE et chaque GRD impacté, RTE définissant les niveaux de délestage attendus pour les périmètres de chaque GRD, ces derniers ayant ensuite la responsabilité de répartir les départs HTA sur chaque échelon.

Propositions de l'instance de concertation sur le système de délestage fréquence-métrique :

Acteurs

Le GT du 30/03/2018 a indiqué que les acteurs impactés pour la mise œuvre de cette exigence du code E&R étaient les GRD de rang 1 qui participent déjà actuellement au plan de délestage fréquence-métrique.

RTE a indiqué qu'aucune contribution ne serait demandée aux clients consommateurs raccordés au réseau HTB.

Date de mise en œuvre

L'article 55 du code « Emergency & Restoration » indique que l'exigence sur le délestage fréquence-métrique s'appliquera à partir du 18/12/2022

Autres propositions de l'instance de concertation

Le traitement des usagers prioritaires d'une part et de la production raccordée en départ direct HTA d'autre part sera identique à ce qui est fait dans la constitution actuelle du plan de délestage fréquence-métrique.

- Il n'est pas prévu d'inclure un paramètre de gradient de fréquence dans le système de délestage fréquence-métrique (cf. Art 15.8 et 15.9)
- Il n'est pas prévu d'intégrer des pas supplémentaires de déconnexion en dessous de 48Hz (Art 15.10)

Propositions de l'instance de concertation sur les unités de stockage dans l'article 15

Il a été rappelé lors du GT du 27/06/2018 qu'il n'y a aujourd'hui aucune exigence européenne sur la définition d'une unité de stockage ni sur les dispositions constructives associées pour leur raccordement au réseau. Il est donc proposé par le GT plénier que le sujet du stockage ne soit pas traité dans le cadre de la première mise en œuvre du code E&R.

4.6. Article 16 : Système de réglage automatique de la sur-fréquence

Mise en œuvre technique

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Les systèmes de réglage automatique de la sous-fréquence et de la sur-fréquence conçus par RTE prennent en compte les capacités constructives des groupes.

Ces capacités répondent aux exigences définies dans les articles 18 et 19 de l'arrêté RPT 2008, l'article 11 de l'arrêté RPD 2008 et les articles 13 et 15 de RfG, qui sont demandées pour le raccordement aux réseaux.

Ces exigences s'appliquent :

- LFSM-O : à tous les groupes raccordés au RPT et certains raccordés au RPD (présents et futurs, suivant les modalités en vigueur au moment du raccordement)
- LFSM-U : aux futurs groupes de types C, D et futurs groupes offshore (ou installations existantes de plus de 40 MW participant au réglage de fréquence)

D'une façon générale, les modalités LFSM-O et LFSM-U s'appliquent aux groupes suivant les modalités en vigueur au moment du raccordement.

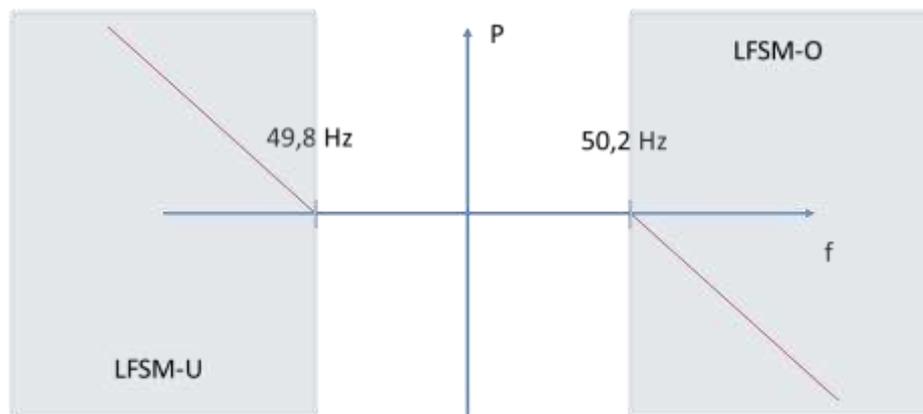
RTE et l'ADEEF ont clairement indiqué pendant la concertation que la mise en œuvre de ces exigences ne constituait pas la fourniture d'un service.

Propositions de l'instance de concertation sur les modes de réglages restreints pour la sous et la sur-fréquence (LFSM-O et U)

Acteurs

Cette proposition a été questionnée par les acteurs en faisant le lien avec le fonctionnement des services système fréquence. Un point spécifique sur le sujet a donc été organisé, où les éléments suivants ont été apportés (en synthèse, voir le CR du GT plénier du 27 Juin 2018) :

- Rappel sur les systèmes LFSM-O et -U



Les objectifs du LFSM-O et U correspondent à des mesures mises en œuvre en état d'urgence, c'est-à-dire hors de la plage normale ou alerte de fréquence. L'activation de ces réglages a pour objectif la sauvegarde du système dans des cas d'incidents extrêmement rares et hors dimensionnement. Il est dans l'intérêt de tous les acteurs du système de mettre en œuvre ces exigences.

- LFSM – U :

Pour ce qui concerne le LFSM-U, les groupes disponibles au LFSM-U sont les groupes n'ayant pas vendu toute leur énergie sur le marché (énergie ou réserve). Il n'y a pas de disponibilité, ni de réservation de

Propositions de RTE pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

capacité demandée par le GRT. Ce qui est mis en œuvre c'est uniquement la capacité à régler du groupe. Par ailleurs, lorsqu'elle est mobilisée, l'énergie injectée est comptabilisée et prise en compte dans le périmètre des acteurs.

- LFSM – O :

Pour ce qui concerne le LFSM-O, il s'agit d'une activation à la baisse des groupes de production conduisant à ne pas produire de l'énergie déjà vendue sur les marchés. L'énergie non injectée au titre du LFSM-O n'a donc pas vocation à être rémunérée. Elle est également prise en compte dans le périmètre des acteurs.

Concrètement :

- Dans le cas du LFSM-U, les groupes qui n'ont pas de volume de puissance disponible pour soutenir une situation dégradée en fréquence n'ont pas d'obligation de fournir. Il n'est demandé aucune réservation de capacité aux groupes, aucun « dé-rating ».
- Dans le cas du LFSM-O, les groupes qui seraient déjà à leur minimum ne participeront pas au dispositif, aucun volume à la baisse n'étant disponible.

Pour rappel, le code Emergency & Restoration ne formule aucune exigence en termes de performance pour les dispositifs LFSM-O et LFSM-U (contrairement au délestage fréquence-métrique par exemple). L'idée est de mettre en œuvre tous les moyens disponibles, sur la base des dispositions constructives, pour endiguer une chute de fréquence et contribuer à soutenir le système électrique dans ces situations exceptionnelles.

Date de mise en œuvre

Dans l'élaboration de son plan de défense, RTE prend en compte les volumes des installations avec LFSM-O et LFSM-U, qui seront mises en œuvre selon les échéances RfG.

4.7. Article 17 : Système automatique contre l'écroulement de tension

Mise en œuvre technique

Le plan de défense actuel comprend déjà des dispositions contre les écroulements de tension, entre autres :

- Les automates de blocage des régulateurs des transformateurs HTB/HTA.
- Des automates de délestage contre les écroulements de tension

Le critère d'envoi de l'ordre, par le système de conduite du GRT est le suivant :

- Si les mesures de tension sortent de la plage définies par des études statiques et dynamiques pour chaque zone pendant une durée supérieure à 30 secondes, l'ordre de Blocage Automatique des Régulateurs est envoyé. Le temps entre l'instant de la chute de tension et l'arrivée de l'ordre au niveau du transformateur est d'1 minute 30 maximum. Ce blocage des régulateurs en charge permet d'enrayer la chute de tension côté HTB et contribue donc à la défense du système.

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 17 :

L'instance de concertation du 20/12/2017 a indiqué que les systèmes automatiques actuellement mis en œuvre en France sont conformes aux exigences du code.

4.8. Article 18 : Procédure de gestion des écarts de fréquence

Mise en œuvre technique

Les dispositions demandées par l'article 18 sont couvertes au niveau français par les dispositifs exposés précédemment et au niveau zone synchrone par les dispositions actuellement présentes dans la Policy 5 et qui seront reprises dans le « Synchronous Area Framework Agreement » (SAFA).

L'article 18 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.9. Article 19 : Procédure de gestion du flux de puissance

Mise en œuvre technique

Les dispositions prévues par l'article 19 sont couvertes par le plan « DRS – Débouclage par Rupture de Synchronisme » dont les principes ont été rappelés en introduction.

L'article 19 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.10. Articles 20 : Procédure de gestion des écarts de tension

Mise en œuvre technique

Les dispositions prévues par l'article 20 sont couvertes par le plan « DRS » dont les principes ont été rappelés en introduction.

L'article 20 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.11. Article 21 : Procédure d'assistance en puissance active

Mise en œuvre technique

Les dispositions prévues par l'article 21 sont mises en œuvre en lien avec les dispositions de l'article 14 et dans le cadre des accords au niveau européen pour ce qui concerne les échanges d'énergie d'équilibrage.

L'article 21 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.12. Article 22 : Procédure de déconnexion manuelle de la charge

Mise en œuvre technique :

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Les exigences issues de l'article 22 sont couvertes :

- Par la déconnexion manuelle de la charge, Télé-délestage, délestage à la puissance via le SAS ou par téléphone, dans les situations d'urgence
- Les GRDs concernés sont ceux ayant signé le document « Modalités de délestage entre RTE et les Distributeurs »

L'article 22 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

Chapitre 3 - PLAN DE RECONSTITUTION DU RÉSEAU

18 Décembre 2018

Table des matières

1. Objectif du document.....	2
2. Contexte et objectif	2
3. Périmètre de la concertation sur ce chapitre	2
4. Grands principes du plan de reconstitution.....	2
5. Proposition pour l'instance de concertation.....	4
5.1. Articles 23 : Conception du plan de reconstitution.....	4
5.2. Articles 24 : Mise en œuvre du plan de reconstitution.....	4
5.3. Articles 25 : Activation du plan de reconstitution	4
5.4. Art 26 : Procédure de remise sous tension.....	4
5.5. Art 27 : Activation de la procédure de remise sous tension	5
5.6. Art 28 à 34 : Gestion de la fréquence et resynchronisation.....	5

1. Objectif du document

Le code Emergency & Restoration traite des situations de panne généralisée et de reconstitution et donc du plan de reconstitution.

Comme pour le reste des propositions, cette première mise en œuvre du code E&R vise à assurer la conformité des dispositions existantes aux exigences du code.

Le plan de reconstitution, comme le reste des dispositifs concernés par le code, sera révisé tous les 5 ans.

2. Contexte et objectif

Un concours de circonstances exceptionnelles peut conduire, malgré la mise en œuvre du Plan de Sauvegarde et du Plan de Défense, à un état de black-out, qu'on caractérise en France par la notion dite « d'Incident Généralisé » (IG).

Pour faire face à cette situation, les exploitants du R.P.T. mettent en œuvre les actions de Reconstitution du Réseau qui doivent permettre de rétablir le plus rapidement possible l'alimentation de la totalité de la clientèle.

Dans de telles circonstances, les règles d'exploitation habituelles ne peuvent pas toujours s'appliquer.

Les enjeux qu'il faut prendre en compte sont du domaine de la sûreté des tranches nucléaires et de la reprise de service, en maîtrisant des phénomènes de surtensions transitoires qui n'apparaissent pas en exploitation « normale ».

En outre, la spécificité du parc de production français (très forte majorité de groupes nucléaires) implique une parfaite maîtrise des contraintes de ces groupes pour assurer dans les meilleurs délais et de manière pérenne la réalimentation de la clientèle coupée.

Enfin, il faut prendre en compte le développement de nouveaux moyens de production (Energies Renouvelables, Cycles Combinés Gaz, etc.) qui sont appréhendés comme moyens de production d'appoint, et en fonction de leurs contraintes propres. Il faut ainsi les mobiliser en temps opportun en complémentarité à la reconstitution démarrée à partir des autres moyens de production.

La complexité des contraintes et la rareté des situations rencontrées en Incident Généralisé, impose donc d'avoir formalisé à l'avance des documents directement utilisables en cas d'occurrence, sans rechercher pour autant à couvrir toutes les situations possibles.

3. Périmètre de la concertation sur ce chapitre

La concertation sur ces aspects concerne la première mise en œuvre des exigences du code sur la partie plan de reconstitution, dans les délais prévus par le code.

4. Grands principes du plan de reconstitution

Le plan de reconstitution du réseau répond aux objectifs suivants :

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

- Assurer l'alimentation d'au moins une source externe des sites nucléaires (USR de haute priorité), consolider les moyens de production restés en fonctionnement (groupes îlotés) et préparer les conditions permettant un redémarrage au plus tôt des autres ;
- Engager la remise sous tension du réseau en développant les ossatures, étendre la remise sous tension du réseau, réalimenter les clients prioritaires puis progressivement l'ensemble de la clientèle.

En synthèse, les actions mises en œuvre dans le cadre du plan de reconstitution se déroulent de la façon suivante :

0. Activation de l'ordre IG par Rte

Permet de communiquer vers l'ensemble des acteurs concernés via le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) que l'on est en situation de blackout et que le plan de reconstitution du réseau va être mis en œuvre. Toutes les actions en cours doivent être suspendues et les actions prévues dans l'ordre IG mises en œuvre immédiatement, notamment le passage en lien direct. Ces dispositions correspondent aux exigences des articles 25 et 27.

1. Préparation du réseau

Par la mise en œuvre automatique du plan AMU (Automates Manque Tension) dont l'objectif est de découper le réseau en poches permettant de maîtriser les surtensions transitoires et la puissance réalimentée pendant toute la durée de la reconstitution

2. Préparation des groupes de production à la reconstitution du réseau

Par la réduction de la tension de renvoi en prenant un pourcentage de la tension stator nominale afin de limiter les surtensions transitoire et permanentes, la mobilisation de la réserve primaire exceptionnelle et la mise en œuvre des fonctions spécifiques au renvoi de tension notamment. Ces dispositions correspondent notamment aux exigences des articles 28 à 31.

3. Consolidation de la sûreté des tranches nucléaires

Les moyens pour réalimenter les sources externes d'une tranche nucléaire sont les suivants :

- 1) Réseaux puissants voisins (français ou étranger),
- 2) Scénario de renvoi de tension tranche à tranche,
- 3) Scénario externes
- 4) Ossature sous tension, si terminée, à proximité et chargée avec de la consommation raccordée (cf. paragraphe suivant)

4. Mise en œuvre des ossatures 400 kV

Les ossatures sont mises en œuvre en parallèle des scénarios de renvoi de tension.

Une ossature est construite à partir d'au moins un groupe source nucléaire, ou d'un ou plusieurs réseaux séparés puissants, reliés entre eux. Ces dispositions correspondent notamment aux exigences de l'article 26.

5. Extension des ossatures et couplage des autres groupes de production

Une fois les ossatures constituées, sécurisées (N-1) et chargées, elles peuvent être étendues :

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

- Géographiquement
- En reprenant de la consommation sur les échelons moins prioritaires

Les autres types de groupes sont couplés directement sur l'ossature au fur et à mesure de son extension.

6. Fin de l'incident généralisé :

La fin de l'Incident Généralisé est matérialisée par l'envoi depuis le CNES de l'ordre SAS correspondant après vérification des éléments suivants :

- que la sûreté nucléaire a été consolidée
- que toutes les ossatures sont recouplées entre elles et au réseau général,
- que plus aucun réseau séparé de grande ampleur ne subsiste,
- que la majorité des interconnexions est remise en service et que le réglage de la fréquence est en mode nominal,
- que la majorité des clients prioritaires coupés est réalimentée,
- que la réalimentation des clients non prioritaires coupés est en cours

On pourra considérer que tous ces critères sont remplis dès lors que le GRT est en mesure de préparer conjointement avec les acteurs le retour à une exploitation programmée des groupes de production.

5. Proposition pour l'instance de concertation

5.1. Articles 23 : Conception du plan de reconstitution

Le plan de reconstitution est conçu conformément aux exigences de l'article 23. Ces exigences sont déclinées en procédures opérationnelles partagées avec les acteurs concernés. Cet article n'a pas fait l'objet de propositions en instance de concertation.

5.2. Articles 24 : Mise en œuvre du plan de reconstitution

Le plan de reconstitution est mis en œuvre conformément aux exigences de l'article 24. Ces exigences sont déclinées en procédures opérationnelles partagées avec les acteurs concernés. Cet article n'a pas fait l'objet de propositions en instance de concertation.

5.3. Articles 25 : Activation du plan de reconstitution

Le plan de reconstitution répond aux exigences de l'article 25. Ces exigences sont déclinées en procédures opérationnelles partagées avec les acteurs concernés. Cet article n'a pas fait l'objet de propositions en instance de concertation.

5.4. Art 26 : Procédure de remise sous tension

Le plan de reconstitution répond aux exigences de l'article 26. Comme indiqué dans la présentation du plan plus haut, des stratégies ascendantes et descendantes sont bien prévues et répondent aux exigences de l'article 26. Cet article n'a pas fait l'objet de propositions en instance de concertation.

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

5.5. Art 27 : Activation de la procédure de remise sous tension

Le plan de reconstitution répond aux exigences de l'article 27. Ces exigences sont déclinées en procédures opérationnelles partagées avec les acteurs concernés. Cet article n'a pas fait l'objet de propositions en instance de concertation.

5.6. Art 28 à 34 : Gestion de la fréquence et resynchronisation

Le plan de reconstitution répond aux exigences des articles 28 à 31. Les exigences portant sur la gestion de la fréquence à la maille zone synchrone (articles 32 à 34) sont couvertes actuellement par la Policy 5 qui sera remplacée dans le futur par le Synchronous Area Framework Agreement. Ces exigences sont déclinées en procédures opérationnelles partagées avec les acteurs concernés.

Ces articles n'ont pas fait l'objet de propositions en instance de concertation.

CHAPITRE 4 – INTERACTIONS AVEC LES MARCHES

18 Décembre 2018

Table des matières

1. Objectif du document.....	2
2. Contexte et cadre	2
2.1. Type d'évènements concernés	2
2.2. Séquence potentielle d'évènements	3
2.3. Activités concernées.....	3
3. Chapitre IV - Interactions avec les marchés.....	4
3.1. Article 35 - Procédure de suspension des activités de marché.....	4
3.2. Article 36 - Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché	5
3.3. Article 37 - Procédure de rétablissement des activités de marché.....	6
3.4. Article 38 - Procédure de communication	7
3.5. Article 39 - Règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché	7
4. Calendrier de mise en œuvre	8

1. Objectif du document

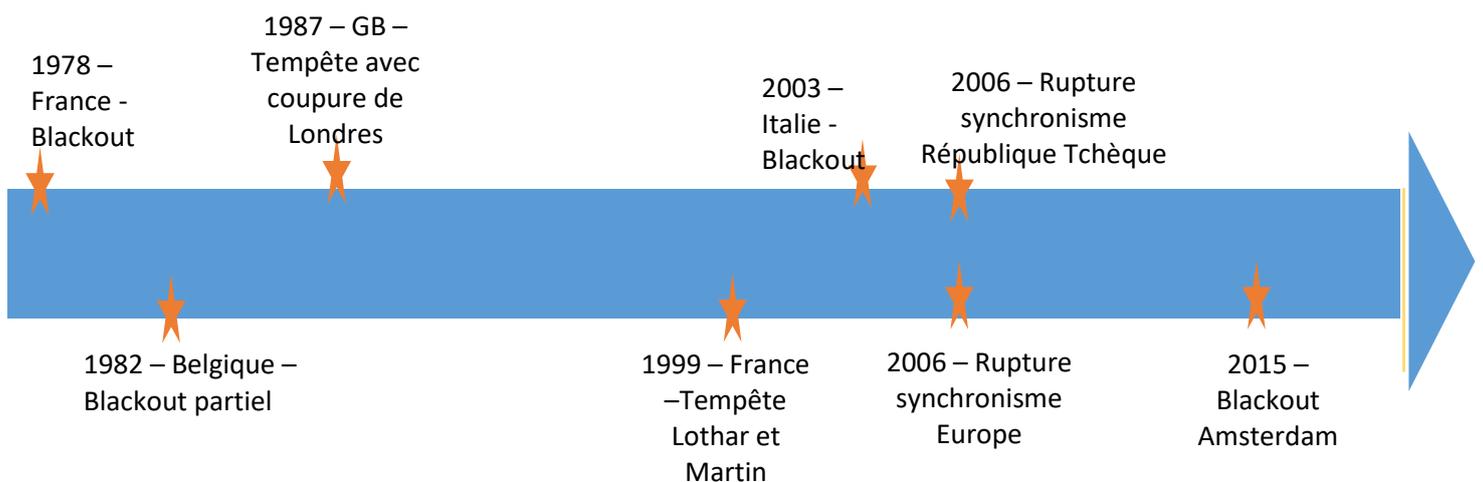
Le code Emergency & Restoration introduit des exigences sur les interactions avec les marchés dans les situations d'urgence, de panne généralisée et de reconstitution. Ces exigences portent sur la définition de procédure de suspension et de reprise des activités de marché, sur les critères permettant d'activer ces procédures, sur la communication avec les acteurs durant ces phases et sur le règlement financier de ces phases.

Ces différentes exigences ont été discutées lors des phases de concertation et ce document vise à synthétiser les échanges et formuler la proposition de l'instance de concertation.

2. Contexte et cadre

2.1. Type d'évènements concernés

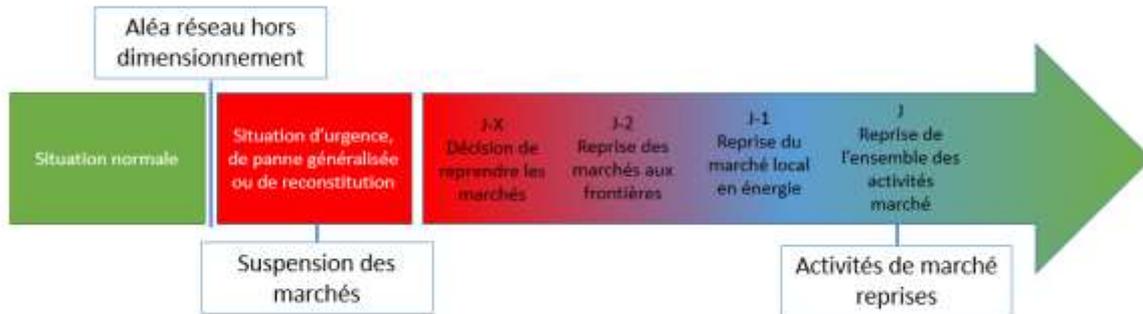
Le code de réseau Emergency & Restoration concerne des évènements rares et d'envergure exceptionnelle. Pour rappel, la frise suivante a été présentée en instance de concertation pour rappeler le type d'évènements qui sont couverts :



Par ailleurs, tous ces évènements ne donnent pas forcément lieu à la suspension des marchés. Lors de l'évènement de 2006 par exemple, les marchés n'ont pas été suspendus.

2.2. Séquence potentielle d'évènements

La séquence d'évènements, pour ce qui concerne la suspension et la reprise des activités de marché pourrait être la suivante :



2.3. Activités concernées

Les activités de marché concernées sont mentionnées à l'article 35.2 :

2. Les activités de marché suivantes peuvent être suspendues, conformément au paragraphe 1:

- la fourniture d'une capacité d'échange entre zones pour l'allocation de la capacité aux frontières correspondantes des zones de dépôt des offres pour chaque unité de temps du marché où l'on s'attend à ce que le réseau de transport ne soit pas rétabli à l'état normal ou d'alerte;*
- la soumission, par un fournisseur de services d'équilibrage, d'offres de capacité d'équilibrage et d'énergie d'équilibrage;*
- la fourniture par une partie responsable de l'équilibrage d'une position équilibrée à l'expiration de l'échéance journalière, si les modalités et conditions générales relatives à l'équilibrage l'exigent;*
- la fourniture de modifications de la position de parties responsables de l'équilibrage;*
- la fourniture des programmes visés à l'article 111, paragraphes 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485;*
- les autres activités de marché pertinentes dont la suspension est jugée nécessaire pour préserver et/ou reconstituer le réseau.*

Ces activités correspondent sur le périmètre français :

- Au fonctionnement des calculs de capacité aux frontières et à leur allocation. Ces règles doivent donc être définies par les plateformes d'allocation
- Au fonctionnement du marché local de l'énergie, opéré par les NEMOs et régi par les règles de marché des NEMOs
- Au fonctionnement du mécanisme d'équilibrage régi par les règles RE-MA et SSY

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Lors de la phase de concertation, il a été rappelé qu'il faut distinguer le fonctionnement des marchés et les besoins techniques dans les situations couvertes par le code. En effet, certaines situations pourront conduire à une prise en main de la programmation des groupes par le GRT (suspension du programme de marche), cela ne demandant pas forcément une interruption des marchés.

Rte propose un ensemble de règles simples, sur les principes à mettre en œuvre pour l'application du code. Ces modalités prévoient notamment que le règlement financier se fera a posteriori, sous l'arbitrage de la CRE.

L'ensemble de ces modalités seront intégrées aux différents corps de règles indiqués plus haut (RE/MA, SSY, NEMO, etc.) en fonction des besoins et selon les processus de consultation habituels de ces règles.

3. Chapitre IV - Interactions avec les marchés

3.1. Article 35 - Procédure de suspension des activités de marché

Rte peut recourir à la suspension des marchés dans les cas prévus par le code à l'article 35.1, dans les situations relevant des états d'urgence, de reconstitution ou de blackout, telles que définies dans le Code SOGL, Article 18. Cette suspension concerne les activités de marché prévues à l'article 35.2

Pour ce qui concerne les activités d'allocation de capacité d'échanges aux frontières, telles que décrite à l'article 35.2.a, ces dispositions sont prévues dans les procédures opérationnelles entre GRTs, NEMO et opérateurs des plateformes d'allocation. Ces procédures contiennent notamment les moyens de communication prévus par les articles 35.5 et 37.1 à 37.5.

Pour ce qui concerne le marché local de l'énergie, la proposition Rte est la suivante :

- Cette suspension pourra concerner tout ou partie des activités de marché prévues à l'article 35.2
- Rte alerte les NEMOs dans les plus brefs délais de la suspension des marchés selon l'article 35, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5
- Les NEMOs doivent ensuite alerter leurs acteurs selon les modalités définies dans leurs règles de marché

Cette proposition sera déclinée par les NEMOs en règle opérationnelle dans le cadre des règles de marché des NEMOs, le cas échéant.

Pour ce qui concerne le mécanisme d'équilibrage, la proposition Rte est la suivante :

- Cette suspension pourra concerner tout ou partie des activités de marché prévues à l'article 35.2
- Rte alerte les acteurs dans les plus brefs délais de la suspension des marchés selon l'article 35, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5

Cette proposition sera déclinée par RTE en règle opérationnelle dans le cadre des règles RE/MA et les règles service systèmes.

3.2. Article 36 - Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché

Proposition RTE pour les critères:

- Pour la mise en œuvre de l'Article 36.4 concernant les critères pour activer ces procédures de suspension / reprise des marchés, l'instance de concertation propose les critères suivants :
 - Pour les causes réseau, Rte propose les critères correspondant à la définition des états d'urgence, de reconstitution et de blackout tels que définis dans l'article 18 du code SOGL
 - 50 % de la charge
 - Emergency
 - Article 18.4.b : mise en œuvre d'un des dispositifs du plan de reconstitution (par exemple envoi de l'ordre IG par Rte)
 - Au-delà de ces causes réseaux, des situations qui rendraient impossible pour Rte le maintien de l'équilibre offre-demande.

Proposition RTE de modalités de mise en œuvre :

- Dans tous les cas, les suspensions de marché feront l'objet d'un rapport à la CRE selon l'article 37.5 qui sera transmis également aux acteurs mentionnés à l'article 38.2
- Ces critères seront publiés sur le site internet de Rte après approbation par l'autorité compétente conformément à l'Article 36.1.

Cette proposition sera déclinée par :

- les NEMOs en règle opérationnelle dans le cadre des règles de marché des NEMOs, le cas échéant
- RTE dans le cadre des règles RE/MA et les règles service systèmes

Synthèse des échanges pendant la concertation :

Lors de la troisième instance de concertation, les points suivants ont été notés par les acteurs présents :

Suite à une question d'Engie sur les critères déclenchant un basculement hors Marché, RTE rappelle que le GT E&R n'a pas cherché à définir des points très précis entraînant le basculement hors Marché ou le retour au Marché. La DGEC rappelle qu'il existe en effet de fortes incertitudes sur les causes nécessitant un basculement hors Marché. RTE et l'ADEeF rappellent qu'il existe des garde-fous vis-à-vis de la suspension des marchés :

- *Justification a posteriori du GRT auprès de la CRE de la suspension des Marchés*
- *l'assurance que les acteurs ne soient pas pénalisés par l'arrêt des Marchés.*
- *L'assurance que les acteurs participants à la consolidation de l'état du système hors fonctionnement marché ne seront pas pénalisés*

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

La DGEC et EDF sont en phase avec l'approche proposée par RTE de ne définir qu'un cadre général et quelques grands principes généraux sur ce sujet.

Ces grands principes seront présentés et intégrés dans une prochaine version des règles RE/MA et SSY après consultation officielle des opérateurs de marchés et approbation de la CRE.

3.3. Article 37 - Procédure de rétablissement des activités de marché

Pour ce qui concerne les activités prévues à l'article 35.2.a, les procédures de suspension des activités de marché sont déjà prévues.

Pour ce qui concerne le marché local de l'énergie, la proposition RTE est la suivante :

- Cette reprise pourra concerner tout ou partie des activités de marché prévues à l'article 35.2
- RTE alerte les NEMOs dans les plus brefs délais de la reprise des marchés selon l'article 37, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5

Cette proposition sera déclinée par les NEMOs en règle opérationnelle dans le cadre des règles de marché des NEMOs, le cas échéant.

Pour ce qui concerne le mécanisme d'équilibrage, la proposition RTE est la suivante :

- Cette suspension pourra concerner tout ou partie des activités de marché prévues à l'article 35.2
- RTE alerte les acteurs dans les plus brefs délais de la reprise des marchés selon l'article 37, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5

Cette proposition sera déclinée par RTE en règle opérationnelle dans le cadre des règles RE/MA et les règles service systèmes.

Proposition RTE :

- RTE notifie le moment où le calcul des écarts reprend selon les règles RE/MA, en coordination avec les NEMO, les acteurs de marché et les GRTs voisins, conformément à l'article 37.1

Synthèse des échanges pendant la concertation :

Les questions suivantes ont été soulevées pendant l'instance de concertation :

- o Quelles sont les conditions préalables (reçoit-on encore les nominations des NEMO, reprend-on le calcul des RE alors qu'on ne reçoit rien) pour la reprise des activités de marché ?
- o En cas de délestage de charge pour cause réseau, quel taux de reprise de la charge ou du réseau attendre avant de recommencer le calcul des écarts

Il a été indiqué que des critères très précis seraient difficiles à établir ex-ante. La proposition de RTE, qui vise à conserver une définition large a d'ailleurs été soutenue par certains acteurs durant l'instance de concertation (EDF notamment).

En tout état de cause, la séquence suivante sera mise en œuvre :

- 1- RTE confirme que son réseau est apte à la livraison d'énergie, et que le SI est ok
- 2- Les NEMOs relancent le marché
- 3- Le calcul d'écart reprend

3.4. Article 38 - Procédure de communication

Proposition RTE :

- Les procédures de communication seront décrites dans le cadre des règles RE/MA et les règles service systèmes, ainsi que dans le cadre des règles de marché des NEMOs, le cas échéant.
- Les notifications liées seront communiquées aux acteurs, selon les modalités utilisées dans les canaux existants dans les règles RE/MA, les règles service systèmes, ainsi que dans le cadre des règles de marché des NEMOs, le cas échéant et seront donc disponibles sur internet conformément à l'article 38.4

Synthèse des échanges pendant la concertation :

Lors de la phase de concertation, les NEMOs ont en particulier formulé les remarques suivantes :

- En cas de suspension des activités de marché dites « OTC », quel sera le canal de communication qui sera activé (Rte directement vers les acteurs concernés par exemple)
- La question de la sécurisation (dans le sens disponibilité réelle dans ces situations) des communications entre TSO, NEMO et acteur devra être abordée pendant la phase de mise en œuvre.
- Par ailleurs, il faudra être vigilant à l'équité dans le traitement des acteurs dans cette phase et notamment pour ce qui concerne l'accès à l'information de suspension / reprise des marchés

Rte a indiqué que ces points d'attention seraient pris en compte pendant la phase de mise en œuvre.

3.5. Article 39 - Règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché

Pour ce qui concerne le marché d'équilibrage et le marché local de l'énergie, la proposition RTE est la suivante :

- En cas de suspension des marchés aux interconnexions prévues à l'article 35.2.a, les modalités de règlement financier entre les opérateurs pour la période de suspension sont prévues par les procédures opérationnelles entre GRTs, NEMO et opérateurs des plateformes d'allocation. Ces procédures répondent aux exigences du code de réseau CACM Article 72. Elles respectent notamment le principe de neutralité financière des NEMO et plateformes d'allocation.
- Pour ce qui concerne les autres activités de marché prévues à l'article 35.2, les modalités de règlement financier entre les opérateurs pour la période de suspension font l'objet d'une proposition de Rte à la CRE après concertation avec les acteurs concernés.

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

- Les modalités du règlement financier respectent les principes définis dans l'article 39.3 du code, notamment les suivants :
 - Neutralité financière du GRT, conformément à l'article 39.3.a
 - Proposition Rte : une rémunération sans perte pour les acteurs participants à la reconstitution, conformément à l'article 39.3.d

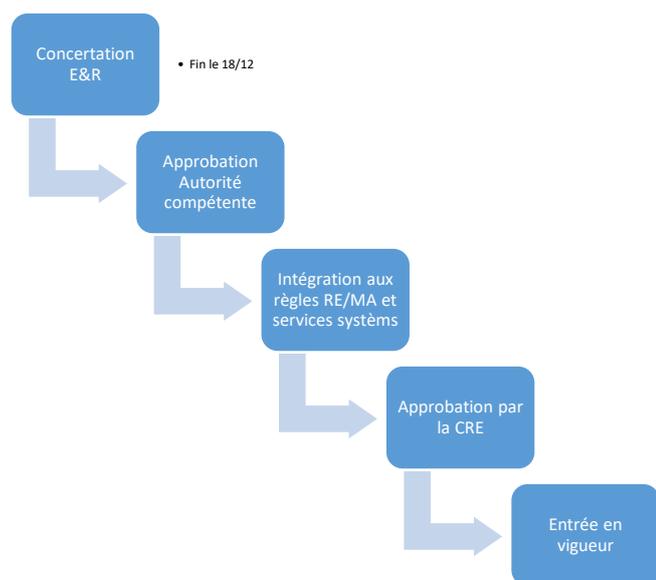
Pour ce qui concerne le marché local de l'énergie, ces dispositions sont couvertes dans le cadre des règles de marché des NEMOs.

Pour ce qui concerne le marché d'équilibrage, ces modalités seront déclinées dans les règles RE/MA et les règles services systèmes (SSY)

4. Calendrier de mise en œuvre

Les propositions présentées ci-dessus seront déclinées opérationnellement selon le calendrier suivant :

- Ces propositions seront soumises à consultation publique puis, le 18 Décembre 2018, les principes validés lors de la dernière réunion de concertation seront proposés à l'autorité compétente pour approbation
- Ces principes, une fois approuvés, seront repris dans les règles RE/MA et les règles services système, conformément à ce qui a été présenté lors de la dernière réunion de concertation. Cela pourra se faire dans le cadre d'un GT dédié *Suspension des marchés de l'équilibrage MA-RE et SSY* (sur le modèle du GT *Marchés tendus*, voir s'inscrire dans ce GT) pour ensuite présenter les conclusions au GT MA-RE ;
- La mise en application se fera donc dans le cadre des règles RE/MA et services systèmes (SSY) qui suivront l'approbation



- Pour ce qui concerne l'intégration aux règles de marché des NEMOs, une coordination est prévue entre RTE et les NEMOs pour définir la méthode.

Chapitre 5 - ÉCHANGE D'INFORMATIONS ET COMMUNICATION, OUTILS ET INSTALLATIONS

18 Décembre 2018

Table des matières

1. Objectif du document.....	2
2. Contexte et cadre	2
2.1. Contexte	2
2.2. Cadre	2
3. Proposition pour l'instance de concertation.....	3
3.1. Art 40 : Echanges d'informations.....	3
3.2. Art 41 : Systèmes de communication	3
3.3. Art 42 : Outils et installations.....	4
4. Synthèse	6

1. Objectif du document

Le code Emergency & Restoration introduit des exigences sur les échanges d'informations avec les parties prenantes du système électrique, notamment les acteurs des plans de défense et de reconstitution.

Synthétiquement, le chapitre 5 contient :

- A l'article 40 : Les informations qui sont à échanger en situation d'urgence et de reconstitution
- A l'article 41 : contient l'exigence de tenue au blackout pendant 24 heures pour les moyens de communication nécessaires à la mise en œuvre du plan de reconstitution
- A l'article 42 : contient l'exigence de tenue au blackout pendant 24 heures pour les outils et installations **définies comme étant critiques pour les phases de reconstitution du réseau.**

Ces différentes exigences ont **fait l'objet d'échanges dans l'instance de concertation et dans les GT ad hoc associés.** Ce document vise à synthétiser les **postures des acteurs** et à formuler la proposition de l'instance de concertation.

2. Contexte et cadre

2.1. Contexte

Dans les situations d'urgence et principalement de panne généralisée et de reconstitution, il est nécessaire que le GRT puisse communiquer et se coordonner avec les acteurs impliqués. Les acteurs concernés doivent être capables de mettre en œuvre les mesures dont ils ont la charge dans le plan de reconstitution. Le code Emergency & Restoration définit les exigences qui s'imposent aux acteurs pour réaliser ces missions.

2.2. Cadre

Rte a mené un travail d'évaluation de la résilience des systèmes de télécommunication opérés (c'est-à-dire mis à disposition par un opérateur tiers) aux états de panne généralisé afin de définir comment répondre aux exigences du code E&R. La concertation a été pour Rte l'occasion de présenter les conclusions de cette analyse afin de sensibiliser les acteurs aux exigences du code. Cependant, Rte n'a pas vocation à définir les solutions des acteurs pour répondre aux exigences fonctionnelles du code et n'est pas prescripteur de solutions techniques. A noter également que les exigences du code E&R ne sont pas accolées à des documents normatifs. En particulier il a été partagé dans l'instance de concertation qu'il n'existe pas de norme sur le fonctionnement pendant 24 heures en situation de blackout et que cette définition entraîne plusieurs interprétations possibles.

La concertation a permis de partager autour des dispositifs existants et de définir des solutions pragmatiques pour mettre en œuvre les exigences du code.

Le travail sur la mise en œuvre de ces exigences se poursuivra par ailleurs au-delà de 2018, les exigences liées aux systèmes de communication, outils et installations étant applicables en 2022.

A noter enfin que l'article 42 du code E&R fait référence aux outils et installations critiques visés à l'article 24 de SOGL. Le périmètre de la concertation E&R s'est limité à définir les outils et installations

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

de l'article 24 de SOGL utiles aux situations d'urgence, de panne généralisées et de reconstitution mais pas à l'ensemble des outils entrant dans le champ de l'article 24 de SOGL.

3. Proposition pour l'instance de concertation

3.1. Art 40 : Echanges d'informations

Mise en œuvre technique :

Les informations échangées actuellement (et qui resteront les mêmes avec l'entrée en vigueur du code) sont par exemple:

- L'état des groupes, en particulier les sources de tension du plan de reconstitution
- Les informations nécessaires à l'identification de réseaux séparés
- Les départs HTA ouverts (soit par délestage fréquence-métrique, soit dans le cadre du plan de reconstitution)

Propositions de l'instance de concertation sur les échanges d'information au sens du code E&R:

Echanges pendant l'instance

L'analyse d'impact menée par l'instance de concertation a montré que les échanges d'information actuellement mis en œuvre par les acteurs lors des phases de reconstitution du réseau sont conformes aux exigences du code E&R. RTE ne formule pas de demande supplémentaire, l'existant sera donc reconduit.

Les échanges pendant l'instance de concertation ont été tracés dans le CR du GT plénier du 26 Juin 2018.

3.2. Art 41 : Systèmes de communication

Mise en œuvre technique :

L'exigence de tenue 24h au blackout pour le système de communication vocale est applicable aux acteurs suivants :

- GRDs :
 - o Les GRDS ayant plus de 100 000 clients et des infrastructures considérées comme critique pour la phase d'initialisation de la reconstitution
- USRs :
 - o Toute installation de production raccordée en HTB2 ou HTB3 ou de puissance maximale supérieure ou égale à 40 MW (DTR)
 - o Les groupes de type C et D (au sens du code RfG)
 - o Ce périmètre correspond aux USR équipés du STS a minima. Cette exigence est remplie par le dispositif STS.
- Les fournisseurs de service de reconstitution :
 - o Les GRT et GRDs concernés (cf. ci-dessus)
 - o Les sources de tension du plan de reconstitution

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Pour ces acteurs, qui participent activement à la phase d'initialisation de la reconstitution, les exigences de l'article 41 s'appliquent à leurs infrastructures considérées comme critique pour la phase d'initialisation de la reconstitution.

Lors du Groupe de Travail dédié à la partie « outils », RTE a également partagé son analyse sur la résilience des moyens de communication au black-out. L'analyse de RTE montre que l'exigence sur la tenue 24h au blackout peut être tenue:

- Par le Système de Téléphonie Sécurisé (STS) avec des garanties limitées car une partie du réseau est opéré
- Par un système de télécommunication par satellite

Propositions de l'instance de concertation sur les échanges d'information:

RTE propose donc de répondre à une même exigence avec deux systèmes, en fonction du type d'acteur concerné (voir plus bas) :

- Le besoin pour les USR est d'être joignable afin de pouvoir communiquer sur l'état de leur installation, sur laquelle ne porte pas d'exigence de disponibilité
- Les fournisseurs de services de reconstitution seront systématiquement sollicités lors de la phase d'initiation de la reconstitution. C'est la raison pour laquelle RTE demandera des garanties plus importantes à ces acteurs.

Echanges pendant l'instance

Ce point n'a pas soulevé de questions particulières pendant la concertation.

Calendrier de mise en œuvre

Conformément à l'article 55 du code Emergency & Restoration, les dispositions de l'article 41 sont applicables à partir du 18 Décembre 2022.

3.3. Art 42 : Outils et installations

Mise en œuvre technique :

L'exigence de tenue 24h au blackout pour les outils et installations critiques visés à l'article 24 de SOGL s'applique aux acteurs suivants :

- GRD
 - o Les GRDS ayant des infrastructures considérées comme critique pour la phase d'initiation de la reconstitution
- Les fournisseurs de service de reconstitution

Les outils concernés par ces exigences sont ceux mentionnés à l'article 24 du code SOGL, paragraphes 1(a) et 1(b) :

- Les centres de conduite des GRTs, GRDs et fournisseurs de service de reconstitution
- Les outils de conduite des GRTs, GRDs et des fournisseurs de service de reconstitution

Propositions de RTE pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Propositions de l'instance de concertation sur les échanges d'information:

Echanges pendant l'instance

Pendant l'instance de concertation, une question a été soulevée par Enedis sur la mise en œuvre pratique par les GRDs des exigences portant sur la télécommande dans les postes sources en situation de black-out. Afin d'optimiser les coûts de mise en œuvre, l'une des pistes pourrait être de n'appliquer les exigences qu'à un nombre limité de poste sources identifiés comme critiques pour les phases d'initiation de la reconstitution du réseau. Les discussions se poursuivent de façon bilatérale sur ce sujet.

Calendrier de mise en œuvre

Conformément à l'article 55 du code Emergency & Restoration, les dispositions de l'article 42 (paragraphe 1,2 et 5) sont applicables à partir du 18 Décembre 2022.

4. Synthèse

Les tableaux suivants ont été proposés pour synthétiser l'interprétation du code proposée par l'instance de concertation :

- Acteurs concernés :

Entité mentionnées dans le code	Liste
GRT	RTE
GRD	Les GRDS ayant des infrastructures considérées comme critique pour la phase d'initiation de la reconstitution
USR	<ul style="list-style-type: none"> - Toute installation de production raccordée en HTB2 ou HTB3 ou de puissance maximale supérieure ou égale à 40 MW (DTR) - Les groupes de type C et D (RfG)
Fournisseur de service de reconstitution	Sources de tension du plan de reconstitution

- Outils/moyens concernés :

	Communication vocale 24h	Outils 24(1)(a) : Surveillance	Outils 24(1)(b) : Contrôle Commande	Outils 24(1)(c) : communication avec autres GRTs et CSR	Outils 24(1)(d) : analyse de sécurité	Outils 24(1)(d) : outils marché pour les opérations transfrontalières
GRD	STS, Téléphone satellite	Centres de conduite, Outils de conduite				
USR concernés	STS					
Fournisseur de service de reconstitution	STS, Téléphone satellite	Centres de conduite, Outils de conduite				

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Chapitre 6 - CONFORMITÉ ET RÉEXAMEN

18 Décembre 2018

Table des matières

1. Objectif du document.....	2
2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre	2
3. Proposition de l'instance de concertation	2
3.1. Article 43 : Principes généraux.....	2
3.2. Article 44 : Essais de conformité des capacités des unités de production d'électricité	2
3.3. Article 45 : Essais de conformité des installations de consommation fournissant des services de participation active de la demande	3
3.4. Article 46 : Essais de conformité des capacités HVDC	3
3.5. Article 47 : Essais de conformité des relais de déconnexion de la charge en fréquence basse ...	3
3.6. Article 48 : Essais des systèmes de communication	4
3.7. Article 49 : Essais des outils et installations	5
3.8. Article 50 : Essais de conformité et réexamen périodique du plan de défense du réseau	6
3.9. Article 51 : Essais de conformité et réexamen périodique du plan de reconstitution	7

1. Objectif du document

Le présent document vise à présenter succinctement les principes des plans de tests actuellement en vigueur et de montrer qu'ils répondent aux exigences du code pour la plupart des dispositions.

Dans le cas où des écarts sont identifiés, ce document indique quand et comment ils seront résorbés.

Ce document a pour vocation à présenter les propositions faites pendant la phase de concertation ainsi que les échanges durant les réunions et les réponses apportées.

2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre

Comme pour l'ensemble des propositions de l'instance de concertation et conformément aux souhaits des autorités compétentes, il s'agit d'une première mise en œuvre des exigences du code, dans le cadre des dispositifs actuels quand cela est possible.

Le code prévoit de revoir ces dispositions tous les 5 ans.

3. Proposition de l'instance de concertation

3.1. Article 43 : Principes généraux

Mise en œuvre technique

L'article 43 précise que les méthodologies des essais sont celles issues des codes de raccordement (DCC, RfG et HVDC). Il faut noter que les périmètres des codes de raccordement et des codes de réseau sont différents puis que les exigences issues des codes de raccordement ne s'appliquent qu'aux nouvelles installations (nouveaux producteurs, nouveaux postes sources...), alors que le code E&R porte lui des exigences fonctionnelles sur les plans de défense et de reconstitution. Ces plans s'appuient sur les capacités de l'ensemble des installations, existantes et nouvelles.

L'article précise également les principes pour la conception et la mise en œuvre des plans d'essais des plans de défense et de reconstitution.

L'article 43 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation. (cf. CR du GT Plénier du 20/09/2018)

Le besoin de cohérence avec les exigences des codes de raccordement actuels dans la mise en œuvre des exigences issues du code E&R est renouvelé ici et sera pris en compte également pour d'éventuelles futures évolutions de ces codes de raccordement.

3.2. Article 44 : Essais de conformité des capacités des unités de production d'électricité

Mise en œuvre technique

Pour ce qui concerne les groupes ayant la capacité black-start, RTE se limite à une recommandation, car ces groupes ne participent pas directement à la reconstitution du réseau.

Propositions de RTE pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Pour ce qui concerne les essais des sources de tension du plan de reconstitution (groupes nucléaires), l'exigence est déjà satisfaite. La capacité d'ilotage et la capacité de renvoi de la tension sont testées selon les périodicités convenues avec les acteurs concernés.

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 44 :

Acteurs

La proposition de Rte est donc la suivante :

- Rte recommande que les groupes ayant la capacité black-start qui participent à la consolidation de la sûreté nucléaire dans le cadre des renvois de tension soient testés tous les 3 ans
- Pour ce qui concerne les sources de renvoi de tension du plan de reconstitution, l'exigence est déjà satisfaite au travers du plan de test actuel

Cette proposition n'a pas soulevé de commentaires pendant l'instance de concertation.

Suite à une remarque d'ENGIE, RTE a indiqué que les producteurs qui ne participent pas au plan de reconstitution ne sont pas concernés par ces exigences du code.

Date de mise en œuvre

Cette exigence est déjà remplie.

3.3. Article 45 : Essais de conformité des installations de consommation fournissant des services de participation active de la demande

Mise en œuvre technique

L'analyse de Rte est qu'il n'y a, à ce jour, pas d'installation de ce type en France.

L'article 45 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

3.4. Article 46 : Essais de conformité des capacités HVDC

Mise en œuvre technique

A ce jour, seule la seule liaison HVDC entre la France et l'Espagne a les capacités constructives permettant de disposer des fonctionnalités black-start. Ces capacités sont utilisées dans le cadre du plan de reconstitution du GRT Espagnol mais pas dans le plan de reconstitution de Rte. A ce titre, ces capacités ne sont donc pas testées sur le périmètre de Rte.

La participation des liaisons HVDC aux plans de reconstitution est actuellement en cours de validation côté RTE. Lorsque des systèmes HVDC seront intégrés spécifiquement dans le plan de reconstitution défini par RTE, RTE définira les essais associés à mettre en œuvre.

L'article 46 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

3.5. Article 47 : Essais de conformité des relais de déconnexion de la charge en fréquence basse

Mise en œuvre technique

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Le test de ces relais de déconnexion est fait selon la méthodologie indiquée dans l'Article 37, paragraphe 6 de DCC

- *Article 37 - Essais de conformité pour la déconnexion et la reconnexion des installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport*
- *6. En ce qui concerne l'essai des relais de déconnexion de la charge nette en fréquence basse, la capacité technique de l'installation d'un réseau de distribution raccordée à un réseau de transport à fonctionner à partir d'une alimentation en courant alternatif nominal conformément à l'article 19, paragraphes 1 et 2, est démontrée. Ladite alimentation en courant alternatif est spécifiée par le GRT compétent.*

Le plan de tests doit prévoir une vérification a minima tous les 5 ans (*Article 50.3 : Chaque GRT réexamine l'efficacité de la totalité de son plan de défense du réseau au moins une fois tous les cinq ans*).

Le code ne prévoit pas explicitement d'essai en réel. Par ailleurs, la garantie de fonctionnement des relais de délestage fréquence-métrique est du périmètre des GRDs.

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 47 :

Acteurs

La proposition de Rte et de l'ADEEF est donc la suivante :

- Rappel de la proposition DCC : validation via un certificat de conformité pour les nouveaux postes répondant aux exigences de l'article 19 de DCC.
- Proposition pour E&R : « fourniture du certificat de conformité de la fonction de délestage fréquence-métrique selon les exigences demandées par le code DCC pour les nouveaux postes sources. Ce certificat sera obtenu à partir de tests menés en plateforme »

A noter que la proposition de Rte utilise le terme « fonction » plutôt que celui de relais pour prendre en compte les évolutions matérielles (contrôle commande numérique notamment).

Cette proposition n'a pas soulevé de commentaires pendant l'instance de concertation.

Date de mise en œuvre

Cette exigence sera définie dans la cadre du plan de test qui doit être développé d'ici au 18 Décembre 2019.

3.6. Article 48 : Essais des systèmes de communication

Mise en œuvre technique

Comme présenté dans les propositions autour du chapitre 5, les moyens télécoms concernés par le code Emergency & Restoration sont le STS (Système de Téléphonie Sécurisé) et la téléphonie par satellite.

Il est rappelé qu'il n'existe pas de norme qui permette de vérifier le fonctionnement d'un « système » au sens large pendant 24 heures en cas de blackout, mais le code exige néanmoins que cette exigence soit respectée pour les services auxiliaires et les systèmes de télécommunication. Par ailleurs, Rte a mené une analyse sur les moyens permettant de remplir ces exigences qui a été partagée dans le cadre de cette concertation. RTE indique que le CIGRE a lancé une réflexion sur les moyens télécoms en situation de blackout, dont les conclusions pourront nourrir la prochaine révision du code.

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Les dispositifs mentionnés précédemment (Téléphonie Satellite et STS) seront testés conformément aux exigences du code :

- Dès Janvier 2019 pour ce qui concerne le STS avec un test annuel avec l'ensemble des acteurs équipés du STS. A noter que le STS est déjà le moyen de communication standard pour Rte et qu'il est donc « testé » au quotidien.
- Pour ce qui concerne la téléphonie satellite, le dispositif de test sera mis en œuvre au fur et à mesure du déploiement de la téléphonie par satellite chez les acteurs

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 48 :

Acteurs

Proposition de Rte :

- Pour ce qui concerne la téléphonie par satellite, le dispositif est en cours de mise en œuvre par Rte avec les acteurs concernés et sera déployé en cohérence avec la mise en œuvre de la téléphonie satellite chez ces acteurs (test annuel)
- Pour ce qui concerne le Système de Téléphonie Sécurisé, le dispositif qui sera mis en place au 1er Janvier 2019 répondra aux exigences du code (test annuel)

Cette proposition n'a pas soulevé de commentaires pendant l'instance de concertation.

Date de mise en œuvre

Les exigences concernant les systèmes de télécommunication sont à mettre en œuvre d'ici 2022. Les tests qui y sont liés sont donc à déployer à cette échéance également.

3.7. Article 49 : Essais des outils et installations

Mise en œuvre technique

Comme présenté dans les propositions sur le chapitre 5, les outils et installations concernées par ces dispositions sont :

- Les centres de conduite et outils de conduite des GRTs
- Les centres de conduite et outils de conduite des GRDs
- Les fournisseurs de service de reconstitution

L'ensemble des exigences sont aujourd'hui couvertes sauf pour la fonction de commande pour les GRDs. Les plans de tests actuels répondent aux exigences du code.

Pour ce qui concerne les outils de conduite de Rte, la redondance est assurée par un support entre centres de conduite. Les moyens disponibles dans ces centres ainsi que les procédures de reprise d'un dispatching sur l'autre sont testées annuellement.

A noter que le Centre National d'Exploitation du Système dispose lui d'un centre de repli, que ses alimentations sont testées et que la procédure de transfert est également testée plusieurs fois par an, quand l'exigence de E&R est un test annuel.

Pour ce qui concerne les dispositions de l'article 49, paragraphe 3, les postes électriques essentiels aux procédures du plan de reconstitution sont également testés selon les exigences du code.

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 49 :

Acteurs

Proposition de Rte :

- Les tests sur les outils et installations ne concernent que le GRT, en ligne avec les propositions du GT Outils
- Un point spécifique sur les fonctions de télécommande à exécuter par les GRDs est en cours de discussion dans un GT dédié. Il couvrira également la partie plan de test.

Au cours de l'instance de concertation, il a été rappelé que la conformité à ces exigences est une démarche lourde, complexe et coûteuse à mettre en œuvre.

Cette proposition n'a pas soulevé de commentaires pendant l'instance de concertation.

Date de mise en œuvre

Les exigences concernant les outils et moyens sont à mettre en œuvre d'ici 2022. Les tests qui y sont liés sont donc à déployer à cette échéance également.

3.8. Article 50 : Essais de conformité et réexamen périodique du plan de défense du réseau

Mise en œuvre technique

Les dispositions des paragraphes 1 et 2 sont couvertes par l'enquête délestage. Le processus actuel consiste en une enquête annuelle sur deux points spécifiques, permettant notamment de s'assurer que les volumes du plan de délestage fréquence-métrique sont conformes aux prescriptions.

Dans le cadre du travail actuel de refonte du plan de délestage fréquence-métrique pour se conformer aux exigences du code, le processus de l'enquête annuel sera également refondu, pour être plus représentatif des différentes situations au long de l'année.

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 50 :

Acteurs

Proposition :

- Pour ce qui concerne l'enquête délestage, le fonctionnement actuel entre le GRT et les GRDs répond aux exigences du code. Cependant, le processus d'enquête délestage sera revu dans le cadre des discussions en cours entre GRT et GRDs pour la mise en conformité du plan de délestage fréquence-métrique à échéance 2022
- Le réexamen du plan de défense aura lieu dans 5 cinq ans, selon les dispositions du code

Cette proposition n'a pas soulevé de commentaires pendant l'instance de concertation.

Date de mise en œuvre

Pour ce qui concerne les points 1 et 2, ils seront déployés dans le cadre de la refonte du plan de délestage, donc d'ici à 2022.

Pour ce qui concerne le réexamen du plan de défense, il est à faire tous les 5 ans a minima.

Propositions de Rte pour la mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

3.9. Article 51 : Essais de conformité et réexamen périodique du plan de reconstitution

Mise en œuvre technique

Pour ce qui concerne les simulations numériques, des études des dispositions du plan de reconstitution sont effectuées par Rte. Les études concernant les dispositions des renvois de tension sont faites par un centre d'expertise externe.

Par ailleurs, les procédures et consignes du plan de reconstitution sont testées lors des formations dispatcheurs, obligatoires dans le cadre du renouvellement des habilitations des chargés de conduite.

Enfin, des essais physiques de réalimentation des centrales nucléaires sont mis en œuvre périodiquement. L'organisation et la réalisation de ces essais sont définies contractuellement entre Rte et EDF.

L'analyse de Rte montre que les pratiques actuelles répondent déjà aux exigences du code pour ce qui concerne les essais de conformité.

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 50 :

Acteurs

Proposition Rte :

- L'analyse de Rte montre que les pratiques actuelles répondent déjà aux exigences du code pour ce qui concerne les essais de conformité
- Le réexamen du plan de reconstitution aura lieu dans 5 ans, selon les dispositions du code

Cette proposition n'a pas soulevé de commentaires pendant l'instance de concertation.

Date de mise en œuvre

Pour ce qui concerne le réexamen du plan de reconstitution, il est à faire tous les 5 ans a minima.