Chapitre 1 – DISPOSITIONS GENERALES

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 3
4.1. Article 1 : Objet 3
4.2. Article 2 : Champ d'application 3
4.3. Article 3 : Définitions 4
4.4. Article 4 : Aspects réglementaires 4
4.5. Article 5 : Consultation et coordination 6
4.6. Article 6 : Coordination régionale 6
4.7. Article 7 : Consultation publique 6
4.8. Article 8 : Recouvrement des coûts 7
4.9. Article 9 : Obligations en matière de confidentialité 7
4.10. Article 10 : Accord avec les GRT non liés par le présent règlement 7

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.

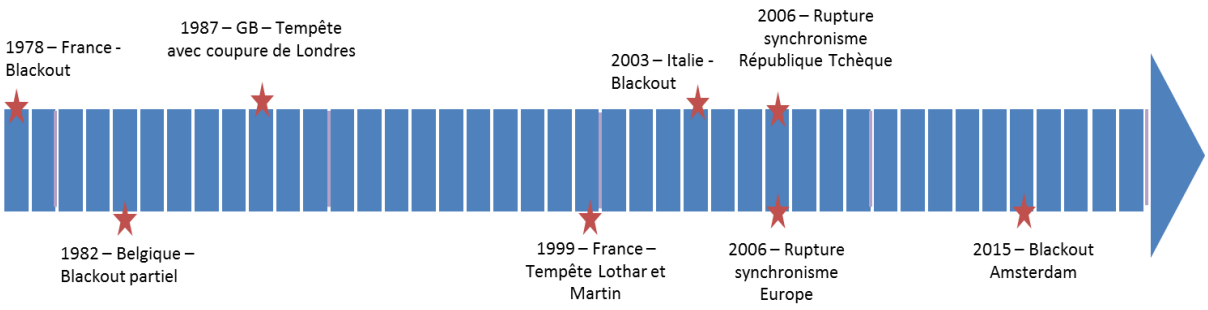
Par ailleurs, il existe un projet de règlement sur la préparation aux risques dans le cadre du « Clean Energy Package ». Ce texte prévoit notamment des dispositions pour la coordination européenne en cas de crise.

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 évènements qui pourraient rentrer dans le champ d'application du code.



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)
  c.d.e. Installations de consommation raccordées au RPT, réseaux fermés de distribution, agrégateurs
  f. HVDC
- USR de haute priorité : les centrales 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 suite des discussions dans cette instance, il est proposé de classer les centrales 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.

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;	Les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de défense sont définies par : - 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 Ces modalités et conditions générales sont déclinées opérationnellement dans un cadre contractuel avec les fournisseurs de services de défense identifiés.
b) les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de	Les modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution sont définies par :

reconstitution, conformément au paragraphe 4;	- Le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, Article 33 Ces modalités et conditions générales sont déclinées opérationnellement dans un cadre contractuel avec les fournisseurs de services de reconstitution identifiés.
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);	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. Pour ce qui concerne spécifiquement le plan de défense, les dispositions liées au LFSM s'appliquent aux USR suivants : - 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 Pour ce qui concerne les dispositions spécifiques du plan de reconstitution, les USR concernés sont : - 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) : - 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)
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;	Les USR de haute priorité sont les centrales nucléaires raccordées au réseau de Rte. 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.
e) les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, conformément à l'article 36, paragraphe 1;	Les principes régissant la définition des règles de suspension sont définis dans la proposition du chapitre 4, « Interactions avec les marchés ». Ils seront déclinés opérationnellement dans les règles RE/MA suite à l'approbation des principes.
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;	Les principes régissant la définition des règles de suspension sont définis dans la proposition du chapitre 4, « Interactions avec les marchés ». Ils seront déclinés opérationnellement dans les règles RE/MA suite à l'approbation des principes.
g) le plan d'essais, conformément à l'article 43, paragraphe 2.	Ce plan d'essai sera soumis, conformément aux dispositions de l'article 43(2), en Décembre 2019

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

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 prises 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.