

### **Annexe 13 : Plan de défense du système, procédure en cas de pénurie, plan de reconstitution et plan d'essais**

La présente Annexe clarifie les interactions spécifiques et les modalités d'exécution entre Elia et le GRD en ce qui concerne l'application du plan de défense du système (section 1), la procédure en cas de pénurie (section 2), le plan de reconstitution (section 3) et enfin le plan d'essais (section 4).

Les versions non confidentielles les plus récentes des plans susmentionnés sont disponibles sur le site internet d'Elia. Les informations relatives au plan de crise en cas de pénurie sont disponibles sur le site du SPF Économie.

Les modifications du plan de défense du système, de la procédure en cas de pénurie, du plan de reconstitution et du plan d'essais sont effectuées conformément aux dispositions légales et réglementaires. Les modifications de ces documents qui concernent le GRD sont effectuées après concertation préalable entre Elia et le GRD.

L'art. 7.10 « Révision – Adaptation de la Convention » et, en particulier, l'art. 7.10.2, point deux de la Convention s'appliquent pour les modifications du plan de défense du système, du plan de reconstitution et du plan d'essais.

Les modifications du plan de défense du système, du plan de reconstitution et du plan d'essais approuvées par la ministre de l'énergie après la date d'approbation de la Convention par les régulateurs compétents prévalent sur toute disposition de la Convention incompatible avec celles-ci. Le cas échéant, la modification de la Convention est soumise à l'approbation des régulateurs compétents.

## 1. Plan de défense du système

### 1.1. Objectif et cadre juridique

Le plan de défense du système Elia, dont une version non confidentielle est disponible sur le site internet d'Elia, décrit des mesures automatiques et manuelles pour éviter un black-out, limiter la propagation des perturbations et stabiliser le système électrique en cas d'urgence, afin de rétablir un état normal ou une situation d'alarme le plus rapidement possible et avec un impact minimum sur les utilisateurs du réseau.

Le document : « Plan de défense du système Elia - version confidentielle pour les GRD » a été mis à disposition des gestionnaires de réseaux de distribution, mais ne fait pas partie de la version publique.

Le plan de défense du système Elia comprend les actions nécessaires pour protéger le réseau de transport dans la mesure du possible contre les effets des surcharges, des écarts de tension et de fréquence à l'intérieur ou à l'extérieur de la zone de contrôle ainsi qu'en cas de menace de pénurie.

Le plan de défense du système Elia a été **approuvé par le ministre** de l'Énergie, sous réserve des points énoncés dans l'arrêté ministériel du 19 décembre 2019. Le plan de défense du système tient également compte de la liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité et des conditions de déconnexion et de remise sous tension de ceux-ci, telles qu'approuvées par le ministre de l'Énergie dans l'arrêté ministériel du 23 décembre 2020.

Le plan de défense du système a été élaboré par Elia en tenant compte des exigences du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission européenne du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau pour l'urgence et le rétablissement du réseau électrique (NC ER) et en tenant compte d'autres codes de réseau, de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (le RTT), d'autres législations pertinentes et de toute réglementation locale.

Elia a élaboré ce plan de défense du système en concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution, les utilisateurs significatifs du réseau (USR) concernés, la CREG, la Direction générale de l'Énergie (DG Énergie) du SPF Économie et les autres gestionnaires de réseaux de transport de la zone synchrone Europe continentale.

Le plan de défense du système comporte entre autres une procédure en cas de pénurie (§ 7.5) et une procédure de délestage manuel de la charge nette (§ 7.6).

Les mesures d'interruption des connexions au réseau peuvent être initiées soit **manuellement** par Elia (selon les modalités indiquées au § 7.6.2 du plan de défense du système), soit par des installations **automatiques** fonctionnant selon la fréquence du réseau (selon les modalités indiquées au § 7.8.4 du plan de défense du système).

La **procédure en cas de pénurie** est incluse dans le § 7.5 du plan de défense du système. Les interactions spécifiques entre Elia et le gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre de cette procédure sont expliquées plus en détail dans le chapitre 2 de la présente Annexe.

## VERSION PUBLIQUE

### 1.2. Interactions spécifiques entre Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution lors de l'application du plan de défense du système

Si un incident qui remplit les critères d'activation se produit ou menace de se produire au niveau local, au niveau de la zone de contrôle ou au niveau du réseau interconnecté ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité), les mesures appropriées telles que visées au chapitre 7 du plan de défense du système sont prises.

Ci-dessous sont mentionnés les signaux qui sont contrôlés soit automatiquement, soit par l'ingénieur système du Centre de contrôle national (NCC) d'Elia pour les procédures du **plan de défense du système**. Ces signaux peuvent également être activés par l'opérateur de réseau régional d'Elia au cas où un problème dans la zone le nécessiterait. Les **signaux sont envoyés au gestionnaire de réseau de distribution concerné**.

#### 1.2.1. *Notification d'une modification de l'état du système en cas d'urgence, de black-out ou de reconstitution*

L'objet de ces notifications est décrit au chapitre 8 du plan de défense du système : « Échange d'informations en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution ».

Les gestionnaires de réseaux de distribution reçoivent ces notifications de la part d'Elia par le biais de leur système SCADA et de l'Inter-Control Center Communications Protocol (ICCP ou IEC 60870-6).

Les signaux ont pour but de notifier aux gestionnaires de réseaux de distribution la modification de la situation sur le réseau afin qu'ils puissent accroître leur vigilance pour être en mesure de suivre immédiatement toute nouvelle instruction d'Elia. À la réception du signal, le GRD doit le confirmer manuellement. Elia reçoit d'abord un signal d'accusé de réception physique du GRD, puis un signal dès qu'un opérateur humain a remarqué et confirmé le signal.

Elia envoie tous les mois un signal test à un moment annoncé au préalable pour vérifier que le GRD confirme correctement la réception du signal. Si des défauts sont identifiés dans la chaîne, Elia en informe le GRD. Le cas échéant, Elia et le GRD travaillent ensemble pour résoudre le problème le plus vite possible.

#### 1.2.2. *Signaux dans le cadre de la procédure d'assistance en puissance active*

La procédure d'assistance en puissance active est définie dans la section 7.4 du plan de défense du système.

Le signal « conduite de charge » peut être activé manuellement par le NCC d'Elia ou automatiquement si la fréquence descend à 49,70 Hz.

Ce signal informe les centres de contrôle régionaux (RCC) d'Elia et permet d'effectuer les actions suivantes :

- Envoyer la demande de déclenchement du chauffage par accumulation et des chaudières à eau chaude aux GRD, qui prendront les mesures appropriées pour répondre au mieux à cette demande ;

## VERSION PUBLIQUE

- Réduire de 5 % le contrôle automatique de la tension des transformateurs vers la moyenne tension (MT) ;
- Bloquer les régulateurs automatiques de tension des transformateurs vers la MT dans le sens « tension secondaire vers le haut »

### 1.2.3. *Signaux dans le cadre de la procédure en cas de pénurie ou de délestage manuel de la charge nette*

Les interactions spécifiques entre Elia et le GRD dans la procédure en cas de pénurie et la procédure de délestage manuel de la charge nette sont décrites à la section 2 de la présente Annexe.

### 1.2.4. *Signaux dans le cadre de l'activation du délestage automatique de la charge nette à basse fréquence*

Le dispositif de délestage automatique de la charge nette à basse fréquence (plan LFDD – Low Frequency Demand Disconnection) est précisé au § 7.8.4 du plan de défense du système.

### 1.2.5. *Signaux dans le cadre de l'activation du système automatique en cas d'écroulement de tension*

Le système automatique contre l'écroulement de tension est spécifié dans le § 7.10 du plan de défense du système.

Le régulateur des régleurs des transformateurs de distribution entre le réseau de transport et les réseaux de distribution comprend une fonction de blocage lorsque la tension du côté primaire diminue de 5 % par rapport à la tension nominale.

Si la tension du côté primaire tombe en dessous de 95 % de la tension nominale, la valeur de référence de la tension du côté secondaire est réduite de 5 %. Cela limite la puissance réactive passant de la haute vers la basse tension et empêche ainsi une plus grande chute de tension du côté primaire du réseau.

## 2. Procédure en cas de pénurie et procédure de délestage manuel de la charge nette

Dans cette section, les modalités d'exécution concernant la procédure en cas de pénurie sont précisées, ainsi que certaines clarifications concernant l'application de la procédure de délestage sélectif manuel de la charge nette.

### 2.1. Procédure de notification en cas de pénurie

Si, dans une période commençant le jour J-7 et se terminant le jour J-1 à 19h, Elia détecte une absence (ou un risque d'absence) de sécurité d'approvisionnement pour la zone de contrôle (pénurie) pour le jour J, Elia doit immédiatement en informer le GRD, les autorités compétentes et le Centre national de crise du gouvernement (NCCN) et entamer la procédure complète ou raccourcie en cas de pénurie.

## VERSION PUBLIQUE

La « **Procédure en cas de pénurie** » rédigée par la DG Énergie et le NCCN en collaboration avec Elia et Synergrid, a été mis à disposition des gestionnaires de réseaux de distribution. Ce document est classifié « distribution limitée » et est confidentiel.

Applicabilité de la **procédure complète en cas de pénurie** (confidentiel).

Applicabilité de la **procédure raccourcie en cas de pénurie** (confidentiel).

Applicabilité de la **procédure en cas de phénomènes soudains** (confidentiel).

### 2.1.1. *Procédure en cas de pénurie*

En cas de pénurie, les différents types de pénurie (menace de pénurie et pénurie effective) et les phases de la gestion de crise en cas de pénurie, allant de la détection, la notification, la préparation à la concertation de crise, la concertation de crise, la communication de la décision prise, la coordination des mesures et l'information de la population, le contrôle et la surveillance, et enfin le passage à une situation normale, sont décrits afin de préciser comment le processus doit se dérouler et ce qui est attendu des différents acteurs impliqués. La procédure en cas de pénurie a été rédigée par le SPF Économie et le NCCN en collaboration avec Elia et Synergrid.

### 2.1.2. *Rôle d'Elia et des ministres dans la concertation de crise (confidentiel)*

## 2.2. Responsabilité

La qualification de situation d'urgence des circonstances qui conduisent à la prise de mesures dans le cadre du plan de défense du système est réglementée par l'art. 7.8.1. de la présente Convention.

Dans les conditions précisées à l'article 7.8.3, les décisions des ministres fédéraux de l'Énergie et de l'Économie peuvent constituer un cas de force majeure.

Si la situation dans laquelle des mesures doivent être prises et des délestages effectués constitue un cas de force majeure tel que décrit à l'art. 7.8.3 et que les parties sont donc libérées de leurs obligations respectives en vertu de la présente Convention (et aussi de l'art. 7.8.3), il est important qu'elles ne commettent pas d'erreurs lors de la préparation et de l'exécution des mesures, ainsi que lors de la communication. Un aspect important en termes de responsabilité est la communication pendant la mise en œuvre des interruptions, qui est détaillée au § 2.5 de la présente Annexe.

## 2.3. Champ d'application de la procédure de délestage sélectif de la charge nette

### 2.3.1. *Délestage sélectif manuel de la charge nette (confidentiel)*

### 2.3.2. *Délestage sélectif automatique de la charge nette (confidentiel)*

## VERSION PUBLIQUE

### 2.4. Flux d'informations supplémentaires Elia-gestionnaires de réseaux de distribution

Dès qu'Elia identifie une menace de pénurie, une **consultation informelle a lieu entre le CEO** ou un membre adjoint du conseil exécutif d'Elia et le CEO du GRD, avant qu'Elia notifie les autorités.

En outre, les niveaux de communication suivants sont prévus :

- Niveau A : opérationnel au niveau du senior management et le SPOC GRD niveau A
- Niveau B : opérationnel entre la cellule de crise locale Elia et le SPOC GRD niveau B
- Niveau C : entre les opérateurs de réseau d'Elia et le GRD

Lors du premier contact téléphonique entre Elia et le GRD, il est convenu quelles personnes assumeront effectivement les rôles correspondants.

Chaque fois que la notification aux autorités est mise à jour, les personnes autorisées GRD niveau A reçoivent une copie du formulaire de notification standard (voir ci-dessus).

Pendant le processus, une conférence téléphonique est organisée quotidiennement au niveau A.

Une coordination de la communication externe en cas de crise est prévue entre les services de communication d'Elia et du GRD.

Le processus de délestage de la charge nette selon la procédure sélective et non sélective est illustré schématiquement au point 2.8. Du côté d'Elia, la **préparation** est faite par les **cellules de crise** locales Nord et Sud et leurs homologues du côté du GRD. L'**application** de la procédure de délestage manuel de la charge nette et la communication opérationnelle ont lieu entre les **centres de contrôle** d'Elia et du GRD.

Elia et le GRD s'échangent leurs coordonnées pour ces flux de communication et s'informent immédiatement de tout changement.

### 2.5. Communication externe

#### 2.5.1. *Obligation de communication Elia et GRD*

En cas de pénurie, il revient aux gestionnaires de réseaux d'informer au plus vite les utilisateurs directement raccordés à leur réseau conformément à la procédure de délestage de la charge nette. Les gestionnaires de réseaux communiquent l'information sur leur site internet et sur les réseaux sociaux. Sur la base de ces informations, les utilisateurs concernés peuvent prendre des mesures de précaution, dans la mesure du possible, pour minimiser les conséquences de la période sans électricité.

En cas d'interruptions, planifiées ou non, les Règlements Techniques Distribution engendrent certaines obligations d'information à charge du GRD.

La communication à envoyer conformément à la procédure de délestage de la charge nette doit répondre au niveau du contenu aux exigences des Règlements Techniques (par ex. informations sur la durée estimée de l'interruption, etc.). L'obligation de communication ne doit pas freiner l'exécution des procédures du plan de défense du système.

## VERSION PUBLIQUE

### 2.5.2. Publications au J-7/J-1/confirmation de la pénurie (confidentiel)

### 2.5.3. Communication ministres/cellules de crise

Les ministres fédéraux de l'Énergie et de l'Économie communiquent ces mesures au grand public. À l'initiative de la DG Énergie du SPF Économie, un plan de communication est rédigé à cet effet avec le NCCN et les gestionnaires de réseaux.

## 2.6. Raccordements prioritaires selon la procédure en cas de pénurie

### 2.6.1. Cadre juridique sur les raccordements prioritaires

Selon l'article 261 §6 du RTT, les modalités de mise en œuvre du plan de défense du système (notamment la procédure en cas de pénurie) sont réalisées en coopération avec les gestionnaires de réseaux de distribution et doivent, en ce qui concerne les besoins primordiaux de la nation en énergie électrique, tenir compte autant que possible des raccordements prioritaires suivants, classés en ordre décroissant de priorité :

**1° les systèmes techniques auxiliaires** nécessaires pour le fonctionnement vital des réseaux du gestionnaire de réseau de transport, des gestionnaires des réseaux publics de distribution et des gestionnaires des CDS.

**2° les hôpitaux** visés à l'article 2 de la loi coordonnée du 10 juillet 2008 sur les hôpitaux et autres établissements de soins.

**3° les centrales de gestion des appels d'urgence** 100, 101 et 112 sur la base de l'article 2, alinéa 1<sup>er</sup>, 61°, de la loi du 13 juin 2005 relative aux communications électroniques, le centre de coordination et de crise du gouvernement visé par l'arrêté royal du 18 avril 1988 portant création du centre de coordination et de crise du gouvernement et les centres de crise provinciaux visés par la circulaire ministérielle NPU-1 du 26 octobre 2006 relative aux plans d'urgence et d'intervention.

**4° d'autres raccordements prioritaires**, dont la perturbation immédiate et structurelle à la suite d'un délestage de la charge nette doit être évitée pour des raisons économiques, des raisons de sécurité et d'ordre public, raisons de santé publique, ou pour des raisons de gestion et de rétablissement des réseaux. Ceux-ci sont également appelés « utilisateurs sensibles du réseau ». Les ministres déterminent pendant la crise quels sont les utilisateurs qui relèvent de cette catégorie.

En cas d'interruption totale ou partielle des raccordements prioritaires selon la procédure en cas de pénurie, Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution rétablissent au plus vite, dans la mesure du possible, les raccordements prioritaires. Les opérations d'Elia et du GRD sont décrites dans les schémas du § 2.8.

En cas de délestage sélectif de la charge nette, les câbles injectant structurels ne sont pas déconnectés, dans la mesure du possible. Si le délestage de la charge nette engendre malgré tout une interruption au niveau des câbles injectant structurels, le GRD ne les reconnectera pas immédiatement étant donné qu'il n'est pas certain qu'ils seront à nouveau injectant tout de suite après leur mise sous tension.



## VERSION PUBLIQUE

### 2.6.2. Processus annuel d'établissement de la liste consolidée des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité

Elia met à jour chaque année la liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité visés à l'article 259 du RTT et aux articles 4, 11 et 23 du NC ER.

Le processus se déroule en trois phases :

Dans une **première phase**, les entités énumérées ci-dessous fournissent à Elia et à la DG Énergie les informations suivantes :

- Une proposition contenant une liste des hôpitaux visés à la disposition 2° précitée, est fournie par le SPF Santé publique,
- Une proposition contenant une liste des centrales de gestion des appels d'urgence visées à la disposition 3° susmentionnée, est fournie par le SPF Affaires intérieures,
- Une proposition contenant une liste d'autres raccordements prioritaires visés à la disposition 4° susmentionnée, est fournie par le NCCN.

Dans une **deuxième phase**, Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution dressent la liste des systèmes techniques auxiliaires nécessaires au fonctionnement vital des réseaux de transport et de distribution.

Ces systèmes techniques auxiliaires peuvent être classés dans les catégories suivantes :

- Les Postes de transformation depuis lesquels les systèmes auxiliaires sont alimentés soit à partir du réseau de distribution, soit à partir du transformateur auxiliaire connecté dans une cellule du Poste de transformation, soit par le biais de l'infrastructure d'un utilisateur du réseau dont l'alimentation peut être interrompue en activant la procédure de délestage automatique ou manuelle de la charge nette. Les gestionnaires de réseaux de distribution reprennent les feeders correspondants comme feeders à réalimenter en priorité dans leurs systèmes de gestion.
- Les câbles auxquels sont reliés les pylônes de transmission de télécommunication qui sont essentiels au fonctionnement des modules Ampacimon. Les modules Ampacimon sont des dispositifs installés sur les lignes à haute tension qui calculent en permanence la capacité maximale du courant en fonction des conditions météorologiques et la transmettent aux centres de contrôle d'Elia. Si cette information est perdue, le gestionnaire de réseau doit appliquer une capacité de courant maximale inférieure, ce qui peut entraîner l'activation d'une tranche supplémentaire. Les gestionnaires de réseaux de distribution reprennent les feeders correspondants comme feeders à réalimenter en priorité (ou à ne pas interrompre en cas de délestage sélectif) dans leurs systèmes de gestion. Une liste des numéros EAN des pylônes de télécommunication essentiels au fonctionnement des modules Ampacimon est mise à la disposition des gestionnaires de réseaux de distribution par Elia.
- Les alimentations du réseau de télécommunications du GRD nécessaires pour conserver le contrôle de la situation à distance

Elia complète ensuite les listes des raccordements prioritaires et soumet au ministre, pour approbation, une liste consolidée unique d'utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité en tant que partie intégrante du plan de défense du système (ou du plan de reconstitution), conformément à l'article 259, deuxième paragraphe, du RTT et aux articles 4 et 11 (ou 23) du NC ER.



## VERSION PUBLIQUE

Dans une **troisième phase**, le ministre approuve la liste consolidée visée ci-dessus ou communique aux organismes concernés les motifs de son rejet après consultation du ministre de l'Économie, du ministre de la Santé, du ministre de l'Intérieur et du ministre de la Justice.

Les délais dans lesquels chaque phase doit être mise en œuvre sont déterminés conjointement par les parties concernées au début de chaque année civile.

### 2.6.3. *Autres raccordements prioritaires (utilisateurs sensibles du réseau)*

Les autres raccordements prioritaires visés à la disposition 4° du point 2.6.1 concernent les sites qui doivent être réalimentés (ou ne doivent pas être interrompus en cas de délestage sélectif manuel de la charge nette) pour des raisons économiques ou pour des raisons de sécurité, d'ordre public, de santé publique ou en vue de la gestion et de la reconstitution du réseau électrique. Ces sites sont identifiés suite à une analyse des risques par les centres de crise nationaux et régionaux.

L'identification de ces « utilisateurs sensibles du réseau » devrait permettre au GRD de déterminer à l'avance la localisation de ces sites sur son réseau et ainsi de faciliter leur réalimentation si les ministres fédéraux de l'Énergie et de l'Économie en décident ainsi.

En identifiant autant que possible à l'avance les utilisateurs sensibles du réseau qui entrent potentiellement en compte, le délestage sélectif manuel de la charge nette peut être mieux préparé en pratique par le GRD.

Si, pendant la crise, le ministre identifie des utilisateurs sensibles du réseau qui n'étaient pas encore connus des gestionnaires de réseaux de distribution, des problèmes techniques peuvent se poser pour mettre en œuvre correctement le délestage sélectif manuel de la charge nette.

### 2.7. Rapportage par Elia et le GRD

Si la procédure de délestage manuel de la charge nette est activée, Elia rédige dans les 30 jours après l'incident un rapport contenant une explication détaillée du motif, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet à la CREG. En vertu de l'article 13 du RTT, ce rapport est également envoyé à titre informatif à la DG Énergie ainsi que, le cas échéant, aux différentes parties impliquées, sans préjudice des dispositions des articles 14(4), 18(4), 20(3) et 22(4) du NC ER. La CREG émet un avis sur le caractère opportun des actions prises.

Le rapportage relatif à l'application de la procédure de délestage manuel de la charge nette par Elia et le GRD est réalisé sur la base d'un canevas harmonisé. Elia initie cette action et consolide les résultats. Le GRD envoie le fichier rempli à Elia au plus tard à midi le lendemain du délestage.

Chaque modification du canevas doit survenir en concertation entre Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution. La version modifiée est transmise à Elia et aux gestionnaires de réseaux de distribution par la partie à l'initiative.

## VERSION PUBLIQUE

### 2.8. Flowcharts (confidentiels)

- 2.8.1. *Flowchart en cas d'application de la procédure de délestage manuel non sélectif de la charge nette*
- 2.8.2. *Flowchart en cas d'application de la procédure de délestage sélectif manuel de la charge nette en cas de pénurie connue à l'avance*

## 3. Plan de reconstitution

### 3.1. Objectifs et cadre juridique

Le plan de reconstitution d'Elia, dont une version non confidentielle est disponible sur le site internet d'Elia, contient une série de mesures qui peuvent être appliquées après une défaillance ayant des conséquences à grande échelle pour faire repasser le système d'un état d'urgence ou de black-out (après une scission du système à l'aide de la procédure de resynchronisation) vers son état normal.

Le document « Plan de reconstitution d'Elia - version confidentielle pour les GRD » a été mis à disposition des gestionnaires de réseaux de distribution, mais ne fait pas partie de la version publique.

Dès que le système est stabilisé après une perturbation, les mesures du plan de reconstitution sont mises en œuvre. La reconstitution du système consiste en une séquence d'actions coordonnées qui ont été préparées autant que possible à l'avance.

Le plan de reconstitution d'Elia a été approuvé par le ministre de l'Énergie, sous réserve des aspects énoncés dans l'arrêté ministériel correspondant du 19 décembre 2019.

Le plan de reconstitution a été élaboré par Elia en tenant compte du NC ER et d'autres codes de réseau, du RTT, d'autres législations pertinentes (santé et sécurité publiques, sûreté nucléaire, etc.) ainsi que de toute réglementation locale.

Elia a élaboré ce plan de reconstitution en concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution, les utilisateurs significatifs du réseau (USR) concernés, la CREG, la DG Énergie du SPF Économie, le NCCN, les gestionnaires de réseau de transport voisins et les autres gestionnaires de réseau de transport de la zone synchrone Europe continentale.

Le plan de reconstitution contient, entre autres, les procédures opérationnelles applicables au GRT, au GRD, aux USR, aux fournisseurs de services de reconstitution, aux BRP et aux BSP lorsque tout ou une partie du système électrique doit être reconstruit.

La mise en œuvre pratique du plan de reconstitution est également incluse dans plusieurs procédures des centres de contrôle d'Elia. Ces dernières contiennent la liste détaillée des opérations en vue de la mise en œuvre de la reconstitution du réseau. Toutefois, il s'agit de procédures internes qui n'ont pas besoin d'être connues des utilisateurs du réseau pour remplir leur rôle. Elia met ces procédures à disposition du GRD, sans les reprendre explicitement dans la présente Convention.

## VERSION PUBLIQUE

### 3.2. Communication

Durant la procédure de reconstitution, la communication opérationnelle entre les différentes parties est cruciale. Il est important de définir clairement quels partenaires prendront contact les uns avec les autres lors de la reconstitution du réseau étant donné que ce ne seront pas forcément les mêmes qu'en cas d'exploitation normale.

Pour le GRD, le point de contact Elia est le Centre de contrôle régional (RCC).

Si les moyens de communication publique ne fonctionnent plus, Elia et le GRD utilisent le canal de communication vocale redondante prévu à cet effet conformément au chapitre 12 du plan de reconstitution.

### 3.3. Rôles et responsabilités

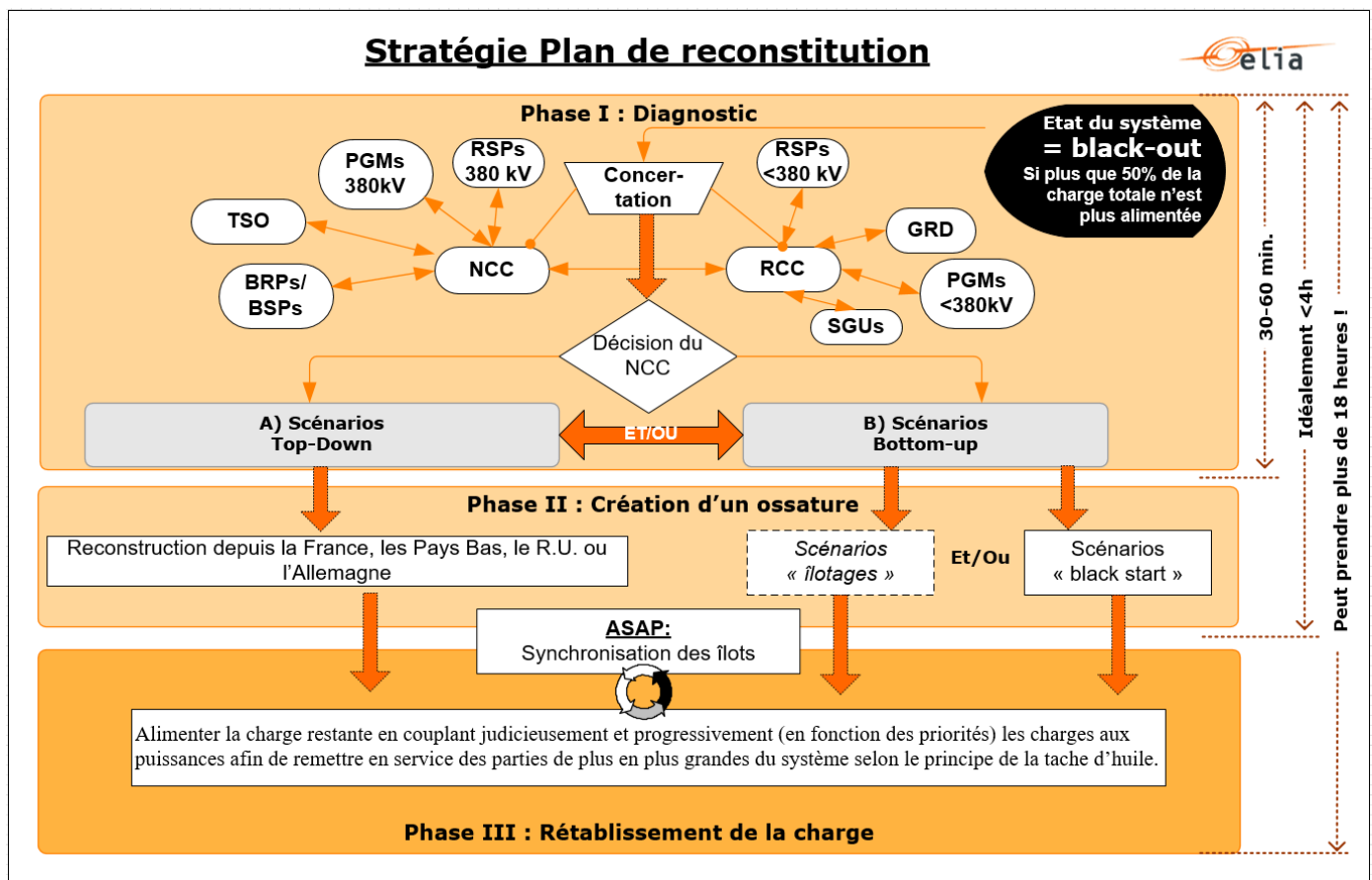
Les rôles et responsabilités d'Elia et du gestionnaire de réseau de distribution sont décrits au chapitre 6 du plan de reconstitution.

### 3.4. Exécution de la reconstitution du réseau

L'exécution de la reconstitution du réseau après un effondrement total est divisée en trois phases, comme le montre la figure ci-dessous. Les trois phases sont décrites en détail au chapitre 8 du plan de reconstitution.

- Phase 1 : diagnostic de la situation
- Phase 2 : formation d'une épine dorsale avec une stratégie « top down » ou « bottom up »
- Phase 3 : rétablissement de la charge. La phase de dispatching contrôlé par le GRT de l'injection et de la consommation.

## VERSION PUBLIQUE



Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution ont convenu des modalités d'exécution décrites ci-après pour les 3 phases de reconstitution susmentionnées à la suite d'un black-out.

### 3.4.1. Identification d'un black-out et création d'une organisation de crise

- Détection d'un black-out.** Dès qu'Elia constate sur son réseau une perte de charge importante qu'elle considère comme un black-out (une perte de plus de 50 % de la charge totale), elle en informe immédiatement tous les gestionnaires de réseaux de distribution par le biais du signal « Blackout Elia », puis par téléphone, d'abord les centres de contrôle des gestionnaires de réseaux de distribution et ensuite les responsables de niveaux A et B (tel qu'établi au § 2.4).
- Mise en place de l'organisation de crise.** À la réception du signal « Blackout Elia », les gestionnaires de réseaux de distribution actionnent l'organisation de crise sans attendre les détails de l'ampleur du black-out et du scénario de reconstitution.
- Informations sur le scénario.** Après analyse de la situation et au plus tard une heure après l'envoi du signal « Blackout Elia », Elia informe par téléphone les gestionnaires de réseaux de distribution des zones touchées par le black-out et précise quel scénario de reconstitution (ou quelle combinaison de scénarios) sera appliqué. Dans certaines circonstances, il est possible que le scénario « top down » soit appliqué dans certaines régions, alors que le scénario « bottom up » soit appliqué dans d'autres régions.

## VERSION PUBLIQUE

4. Les gestionnaires de réseaux de distribution prennent toutes les mesures nécessaires pour commencer les opérations de clearing<sup>1</sup> selon la procédure décrite au paragraphe suivant dès que le scénario leur a été communiqué et sans attendre que l'organisation de crise soit totalement en place. Il est donc important que les opérateurs des centres de contrôle des gestionnaires de réseaux de distribution suivent la formation nécessaire et aient les compétences requises pour exercer les opérations de clearing nécessaires et reçoivent toutes les instructions pertinentes pour ce faire.

### 3.4.2. Application de la méthode de clearing partiel pour accélérer le processus de reconstitution ;

Le GRD prend les mesures nécessaires pour actionner les bons feeders, lorsque Elia met sous tension un Poste de transformation, compte tenu du statut de priorité et de la charge attendue.

Au début du scénario de reconstitution **bottom-up**, une unité de production black start est responsable de l'équilibre précaire entre l'énergie active et réactive de l'îlot en cours de constitution. Étant donné que la majorité des sous-stations MS alimentent un prélèvement supérieur à 10 MW (le palier de puissance que les unités black start doivent être en mesure de gérer en une seule fois), il n'est pas possible de réalimenter toute la sous-station MS d'un coup. Le clearing des feeders par les gestionnaires de réseaux de distribution est indispensable pour ne pas menacer la stabilité de l'îlot.

Afin d'éviter de perdre du temps lors du clearing de tous les feeders préalable à la remise en service du transformateur HS/MS, Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution appliquent une méthode de reconstitution avec **clearing partiel**. Le GRD se charge du clearing de toutes les connexions, sauf celles qui sont utilisées par des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité, pour autant qu'ils n'excèdent pas la puissance active maximale (Pmax) précisée par Elia qui peut être rétablie en une fois. Dans le cadre d'un scénario bottom up, Pmax = 7,5 MW initialement.

Lorsqu'Elia rétablit la tension des transformateurs vers les sous-stations MS, les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité (USRHP) dont le prélèvement estimé est inférieur à la Pmax sont les premiers à être remis sous tension. Les USRHP dont le prélèvement est supérieur à la Pmax ne seront remis sous tension que lorsqu'Elia pourra suffisamment garantir la stabilité du réseau de l'îlot.

Pour obtenir un îlot électrique le plus stable possible, Elia exploitera le réseau local à 51 Hz au début de la reconstitution. Ceci a l'avantage supplémentaire de ne pas réenclencher automatiquement les unités de production décentralisées des réseaux de distribution au moment où les *feeders qui n'ont pas encore fait l'objet d'un clearing* sont remis sous tension. Dès que le réseau de l'îlot est suffisamment solide pour supporter l'utilisation simultanée des unités de production décentralisées, Elia ramène la fréquence à 50 Hz, après concertation préalable avec les gestionnaires de réseaux de distribution.

Les autres modalités d'exécution sont décrites dans un document séparé.

En cas de stratégie **top-down**, la reconstitution se déroule à partir d'un réseau stable depuis un pays voisin. Dans ce cas, Elia communique la Pmax à respecter aux gestionnaires de réseaux de distribution.

<sup>1</sup> Le clearing signifie l'ouverture des disjoncteurs des raccordements au réseau (par ex. les feeders) hors tension.

## VERSION PUBLIQUE

En fonction de cette information et de la charge des sous-stations MS, le GRD décide pour chaque sous-station MS :

- a. Si le pic attendu après le réenclenchement du poste  $< P_{\max}$  : pas de clearing.
- b. Si le pic attendu après le réenclenchement du poste  $> P_{\max}$  : soit un clearing partiel, soit une réalimentation par partie d'un jeu de barres.

### 3.4.3. Critères pour la reconstitution des unités de production décentralisées des systèmes de distribution.

Compte tenu de la nature généralement fluctuante de la puissance injectée des unités de production décentralisées, il faut que le réseau soit suffisamment robuste et stable avant que ces unités puissent être réenclenchées, afin de limiter toute perturbation de la reconstitution du réseau et le risque d'un nouveau black-out.

La reconnexion automatique des unités de production au réseau de distribution, dès la remise sous tension du réseau, est standardisée par le Synergrid C10/11 « *Prescriptions techniques spécifiques pour les installations de production d'électricité fonctionnant en parallèle avec le réseau de distribution* », qui se base sur les articles 13.7 et 14.4 du code de réseau RfG et sur les normes européennes EN 50549-1 ou EN 50549-2 « *Raccordement et début de la production d'électricité* ».

La plupart des unités de production décentralisées sont réenclenchées automatiquement dès que le câble de distribution qui les relie au réseau est remis sous tension et que les critères dans le tableau ci-dessous sont remplis :

Paramètre	En cas de raccordement au réseau BT	En cas de raccordement au réseau HT
Tension	$85 \% U_n < U < 110 \% U_n$	$90 \% U_n < U < 110 \% U_n$
Fréquence	$49,9 \text{ Hz} < f < 50,1 \text{ Hz}$	
Temps d'observation (délai)	60 s	
Gradient maximal d'augmentation de la puissance active	10 %/min. Les unités de production d'électricité qui ne peuvent pas appliquer ce gradient doivent prévoir un délai supplémentaire.	

Le GRD remet sous tension un feeder dédié qui a été attribué à une ou plusieurs unités de production décentralisées après concertation préalable avec Elia, dans le cadre de laquelle le GRD évalue d'abord la puissance active installée qui pourra réinjectée sur le réseau par le biais du feeder dédié.

Pour les feeders intégrés qui comprennent à la fois des consommateurs et des unités de production décentralisées, il est plus difficile d'estimer la puissance active qui sera échangée avec le réseau par l'intermédiaire de ce feeder. Ces feeders, qui sont susceptibles de constituer un danger d'injection non contrôlée, ne sont mises en service que si le réseau haute tension est suffisamment stable (autrement dit, si plusieurs unités de production sont raccordées au réseau haute tension).

## 4. Plan d'essais

### 4.1. Objectifs et cadre juridique

Elia a établi un plan d'essais conformément à l'article 43 du NC ER. Le plan d'essais a été établi en consultation avec les gestionnaires de réseaux de distribution, les USR identifiés et les fournisseurs de services de reconstitution (RSP).

Conformément à la section 43.2 du NC ER, le plan d'essais doit contenir les équipements et capacités pertinents pour le plan de défense du système et le plan de reconstitution qui doivent faire l'objet d'un essai.

Conformément à l'article 43.3 du NC ER, le plan d'essais doit contenir la fréquence et les conditions de test conformément aux exigences minimales énoncées aux articles 44 à 47 du NC ER.

Le plan d'essai a été approuvé par le ministre de l'Énergie, à l'exception des aspects mentionnés dans le décret ministériel correspondant du 29 avril 2021.

Le plan d'essais approuvé et les éventuelles modifications approuvées prévalent sur toute disposition de la Convention incompatible avec ceux-ci. Le cas échéant, une proposition de modification de la Convention est soumise au plus vite aux régulateurs compétents pour approbation.

Le « *Plan d'essais d'Elia* » approuvé est disponible sur le site internet d'Elia.

Les paragraphes suivants clarifient les interactions entre Elia et le GRD pertinentes dans le contexte du plan d'essais.

### 4.2. Test des relais pour le délestage automatique de la charge nette en fréquence basse

#### 4.2.1. *Installations devant se conformer au NC DCC (nouvelles installations de consommateurs)*

Conformément au chapitre 7 du plan d'essais, Elia et le GRD effectuent des tests sur le délestage automatique de la charge nette en fréquence basse par des relais dans ses installations conformément aux exigences minimales fixées à l'article 47 du NC ER et à la méthodologie prévue à l'article 37, paragraphe 6, et à l'article 39, paragraphe 5, du NC DCC pour les installations soumises au respect du NC DCC.

Chaque Partie prend en charge ses propres frais de personnel et tous les autres coûts liés à la réalisation de l'essai sur ses installations.

Elia et le GRD coordonnent l'organisation de ces tests.



## VERSION PUBLIQUE

### 4.2.2. Installations ne devant pas se conformer au NC DCC (installations existantes de consommateurs)

En l'absence d'une méthodologie dans la législation nationale pour tester les relais des installations existantes de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse, Elia détermine dans ce plan d'essais les conditions et les fréquences d'essais pour les installations de consommation existantes qui ne doivent pas se conformer aux articles 37, paragraphe 6 et 39, paragraphe 5 du NC DCC.

Elia est autorisée à le faire en vertu de l'article 43, paragraphes 1 et 2, du NC ER, qui stipule que chaque gestionnaire de réseau de transport évalue périodiquement le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements et capacités considérés dans le plan de défense du système et le plan de reconstitution et les identifie dans un plan d'essais.

Conformément à l'article 263 du RTT, Elia est parvenue à un accord avec le GRD public, après concertation, sur la procédure décrite au chapitre 7 du plan d'essais pour l'exécution des essais des relais de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse.

Chaque partie prend en charge ses propres frais de personnel et tous les autres coûts liés à la réalisation de l'essai sur ses installations.

Elia et le GRD coordonnent l'organisation de ces tests.

### 4.3. Test des connexions VoIP

Conformément au chapitre 9 du plan d'essais, tous les gestionnaires de réseaux de distribution disposent entre autres d'une ou de plusieurs connexions VoIP raccordées au réseau de télécommunication interne d'Elia.

Au moins une fois par an, un essai de communication vocale est organisé à des moments prédéterminés entre les opérateurs d'Elia dans les centres de contrôle et le responsable opérationnel de chaque gestionnaire de réseau public de distribution qui dispose d'une connexion VoIP raccordée au réseau de télécommunication interne d'Elia.

Elia enregistre la date d'un tel test, en indiquant si le test a été réussi ou non.

Chaque Partie prend en charge ses propres frais de personnel et tous les autres coûts liés à la réalisation de l'essai sur ses installations.

### 4.4. Test de la notification de l'état du système en cas d'urgence, de black-out ou de reconstitution

Conformément à l'article 40.2 du NC ER, Elia doit informer ses parties prenantes de l'état du système si celui-ci est en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution. Pour ce faire, Elia a développé un système qui utilise plusieurs canaux de communication pour envoyer les signaux de notification suivants :

- Emergency Elia
- Blackout Elia

## VERSION PUBLIQUE

- Grid Restoration Elia

La notification d'un changement d'état du système est échangée entre Elia et le GRD de SCADA à SCADA.

Le test est destiné à :

- Vérifier le bon fonctionnement du système
- Faire connaître l'existence du service aux différentes parties qui l'utilisent
- Tenir à jour la base de données des contacts

Conformément au § 9.3.2 du plan d'essais, la transmission des notifications via un signal SCADA est testée chaque mois. Lors d'un test, une seule des trois notifications est testée. Les autres notifications seront testées au cours des périodes d'essai suivantes. Elia informe le GRD de cet essai, pour lequel le GRD coopère.

### 4.5. Test de la mesure de défense « conduite de charge »

La mesure « conduite de charge » a été incluse dans le plan de défense du système (section 7.4) dans le but de réduire la tension du côté secondaire des transformateurs de distribution de 5 %, afin de réduire brièvement la consommation de puissance active dans les réseaux de distribution, avec un impact limité sur l'utilisateur final.

En l'absence de méthodologie dans la législation nationale et dans le NC DCC pour tester la mesure « conduite de charge » sur les installations de consommation, Elia détermine dans ce plan d'essais les conditions et la fréquence de test.

Elia est autorisée à le faire en vertu de l'article 43, paragraphes 1 et 2, du NC ER, qui stipule que chaque gestionnaire de réseau de transport évalue périodiquement le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements et capacités considérés dans le plan de défense du système et le plan de reconstitution et les identifie dans un plan d'essais.

Conformément à l'article 263 du RTT, Elia est parvenue à un accord avec le gestionnaire de réseau public de distribution, après concertation, sur la procédure décrite au chapitre 11 du plan d'essais pour la réalisation des tests de la mesure « conduite de charge ».

Conformément au chapitre 11 du plan d'essais, ce signal est testé tous les cinq ans sur un ou plusieurs postes du réseau clairement définis, sélectionnés en concertation entre Elia et le gestionnaire de réseau de distribution.

Elia implique alternativement différents gestionnaires de réseaux de distribution dans ce test quinquennal.

Chaque partie prend en charge ses propres frais de personnel et tous les autres coûts liés à la réalisation de l'essai sur ses installations.