Réseau de transport d'électricité

Le Code de Réseau « Emergency and Restoration »

Commission Accès au Réseau du CURTE

Laurent LAMY
RTE - CNES

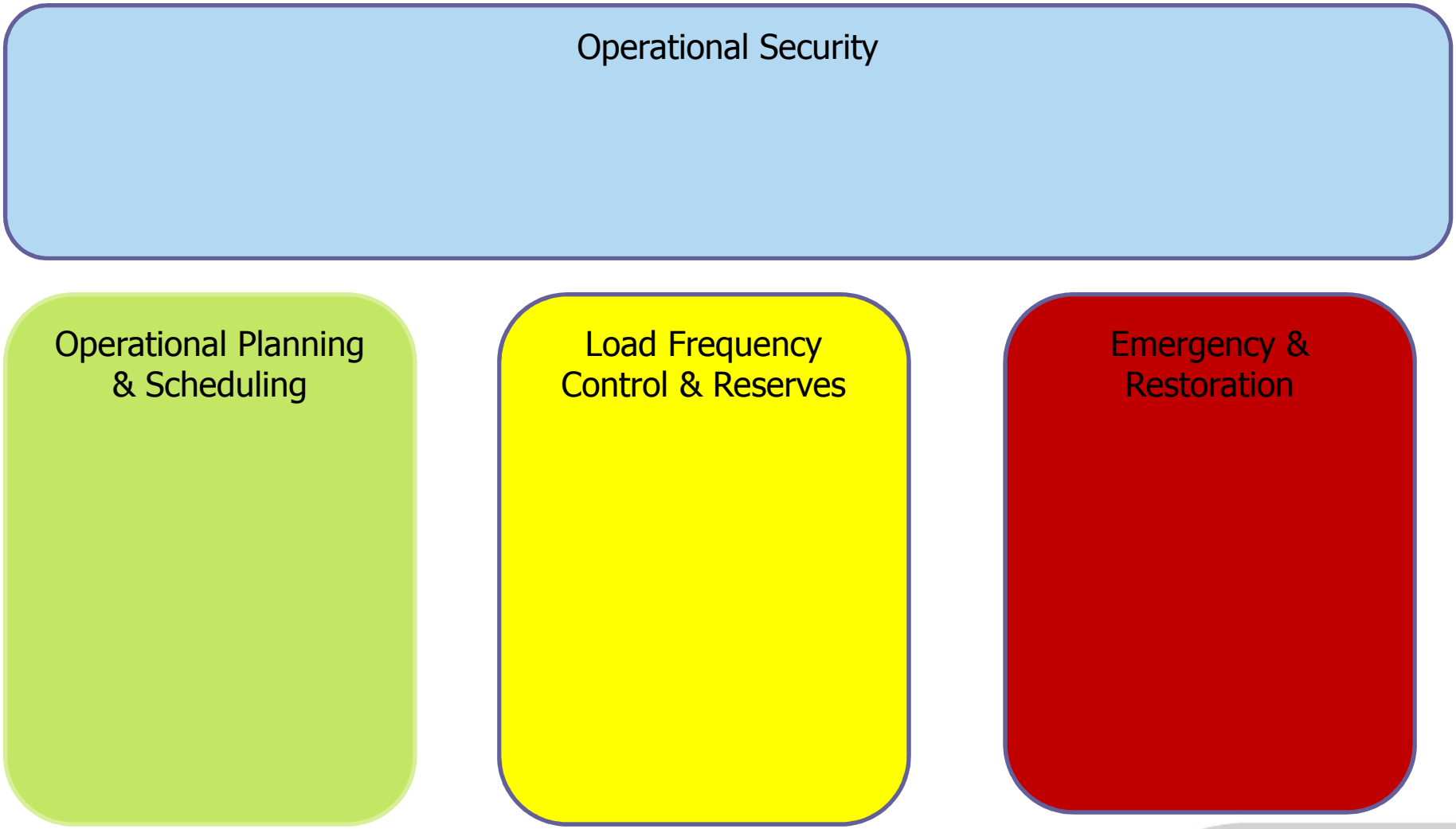
17 Octobre 2014

Sommaire

1. Les codes Exploitation
2. Le code Emergency and Restoration
3. Plan de défense
4. Plan de reconstitution
5. Interactions avec le marché
6. Communication et échange d'information
7. Tests et mises à jour des plans
8. Stakeholder advisory group

1/ Les codes Exploitation

1/ Les codes Exploitation



1/ Les codes Exploitation

Operational Security

- *Etats du système*
- *Principes sécurité d'exploitation en prévisionnel et temps réel*
- *Echanges de données*
- *Classification d'incidents*
- *Responsabilités et contrôle*
- *Entraînement et qualification*

Operational Planning & Scheduling

- *Principes et qualités du « Common Grid Model »*
- *Procédures et règles d'analyse prévisionnelle de la sûreté*
- *Coordination des consignations*
- *Adequacy Assessment*

Load Frequency Control & Reserves

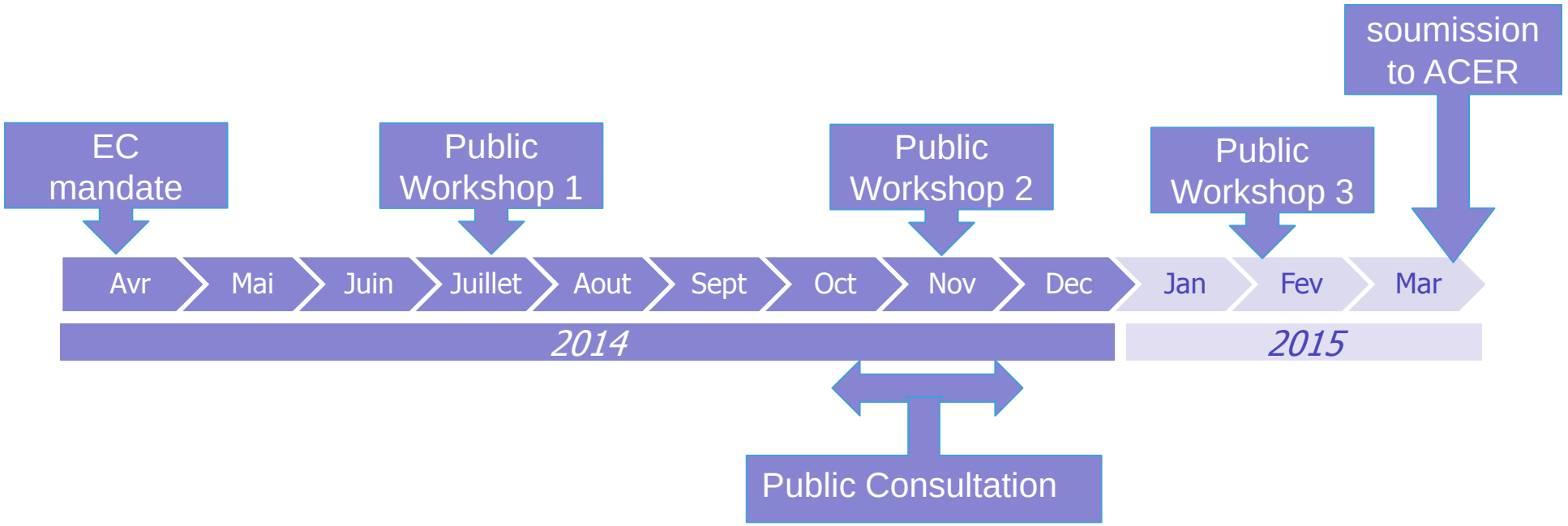
- *Qualité de la fréquence*
- *Principes de réglage et de participation des fournisseurs*
- *Règles de calcul et localisation des réserves*
- *Processus d'échanges ou partage de réserves*

Emergency & Restoration

- ***Plan de défense***
- ***Plan de reconstitution***
- *Interactions avec le marché*
- *Communication et échanges de données*
- *Tests et mises à jour*

2/ Le code Emergency and Restoration

Calendrier général



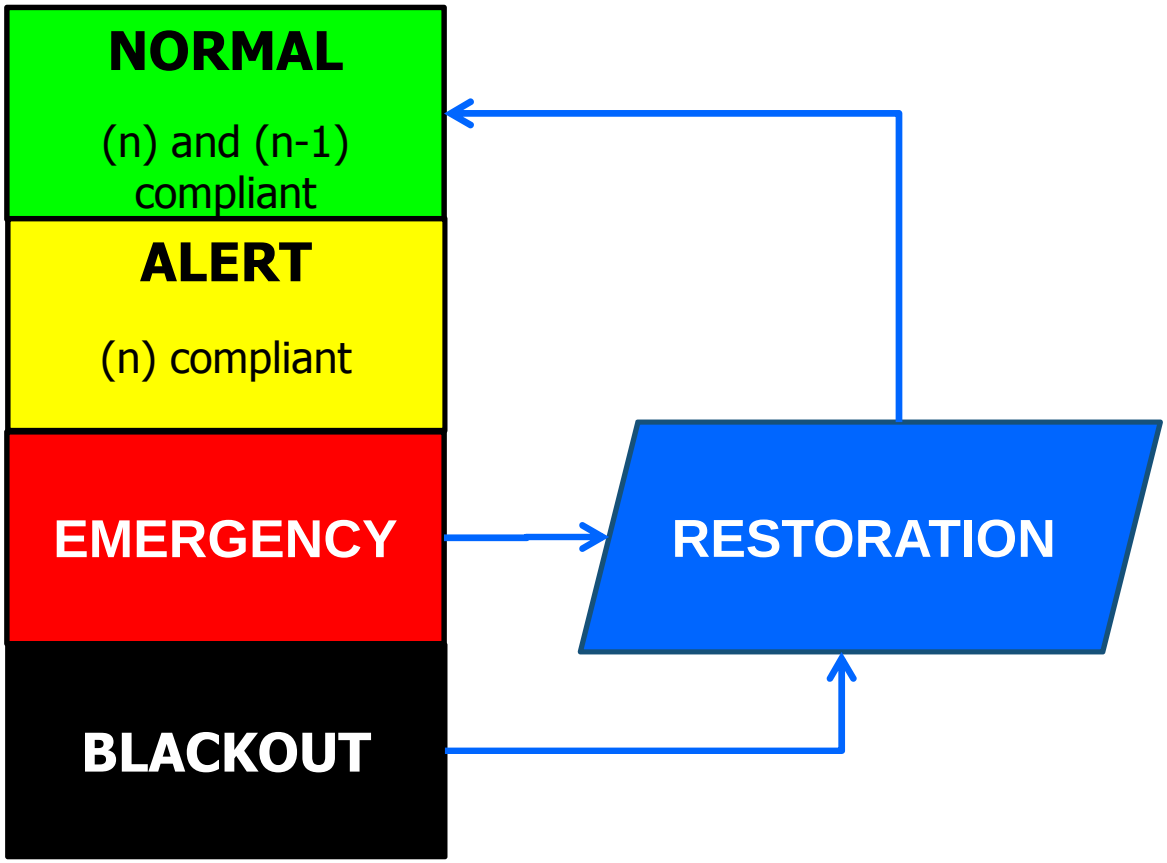
Objectifs du code ER

Déterminer des exigences et principes communs pour gérer les situations d' Emergency, Blackout et Restoration :

- Éviter la propagation ou la détérioration d'un incident, afin d'éviter une perturbation de grande ampleur ou un Blackout
- Permettre une reconstitution rapide et efficace depuis les états Emergency et Blackout

Coordonner l'exploitation des systèmes en Emergency, Blackout et Restoration System States d'une manière cohérente à travers l'Europe et les pays tiers où le code s'applique

Les états du système (NC OS)



System states (Article 8 du code OS)

Emergency State

- at least 1 deviation from Operational Security Limits and times
- frequency is outside the limits for Normal and Alert States
- at least one measure of the System Defence Plan is activated
- complete loss of all tools and facilities for more than 30 minutes

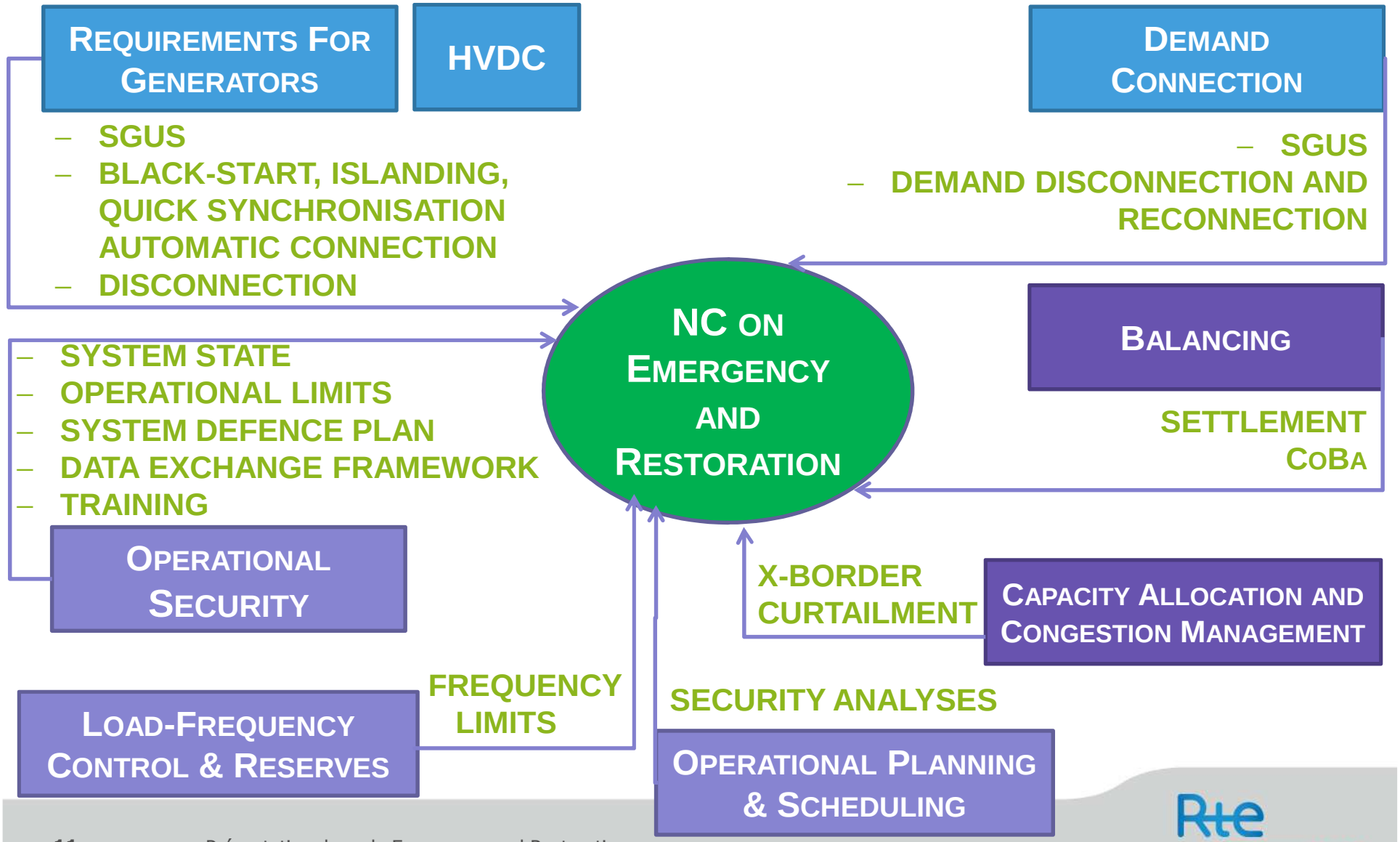
Blackout State

- loss of more than 50% of load in the TSO Responsibility Area
- total absence of voltage for at least 3 minutes in the TSO Responsibility Area and triggering Restoration plans

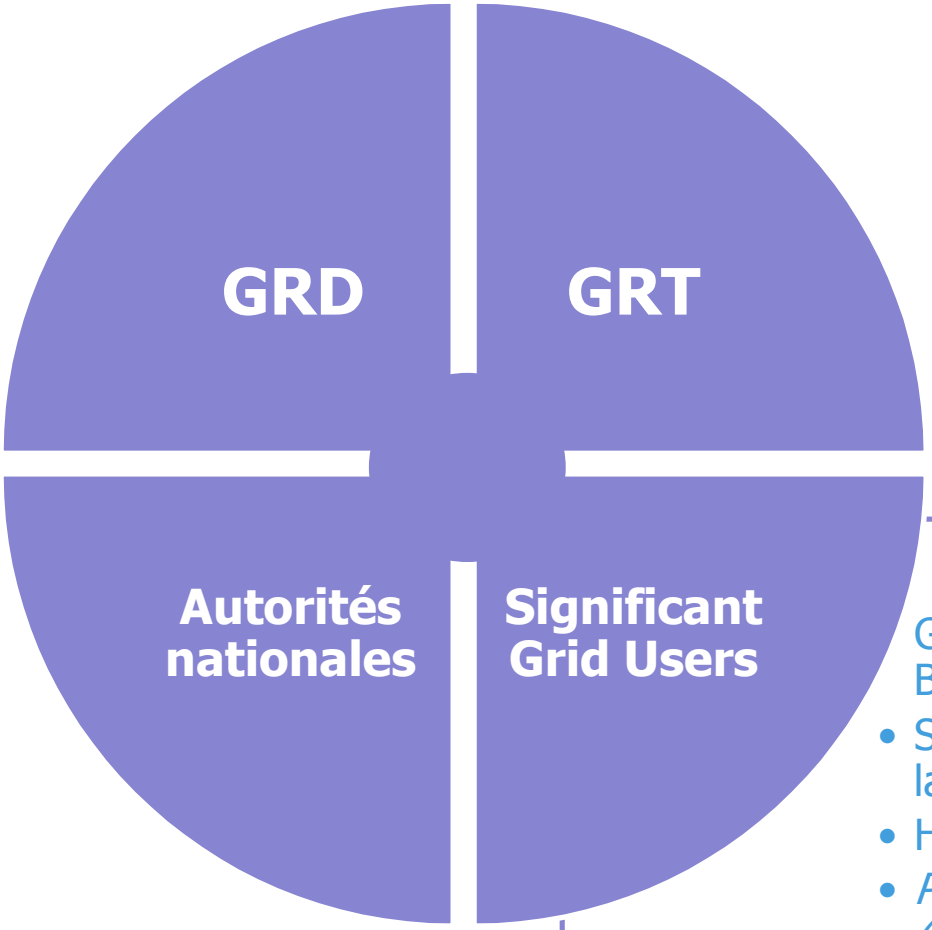
Restoration

- procedures are implemented to bring operational parameters within Operational Security Limits

Liens principaux avec les autres codes



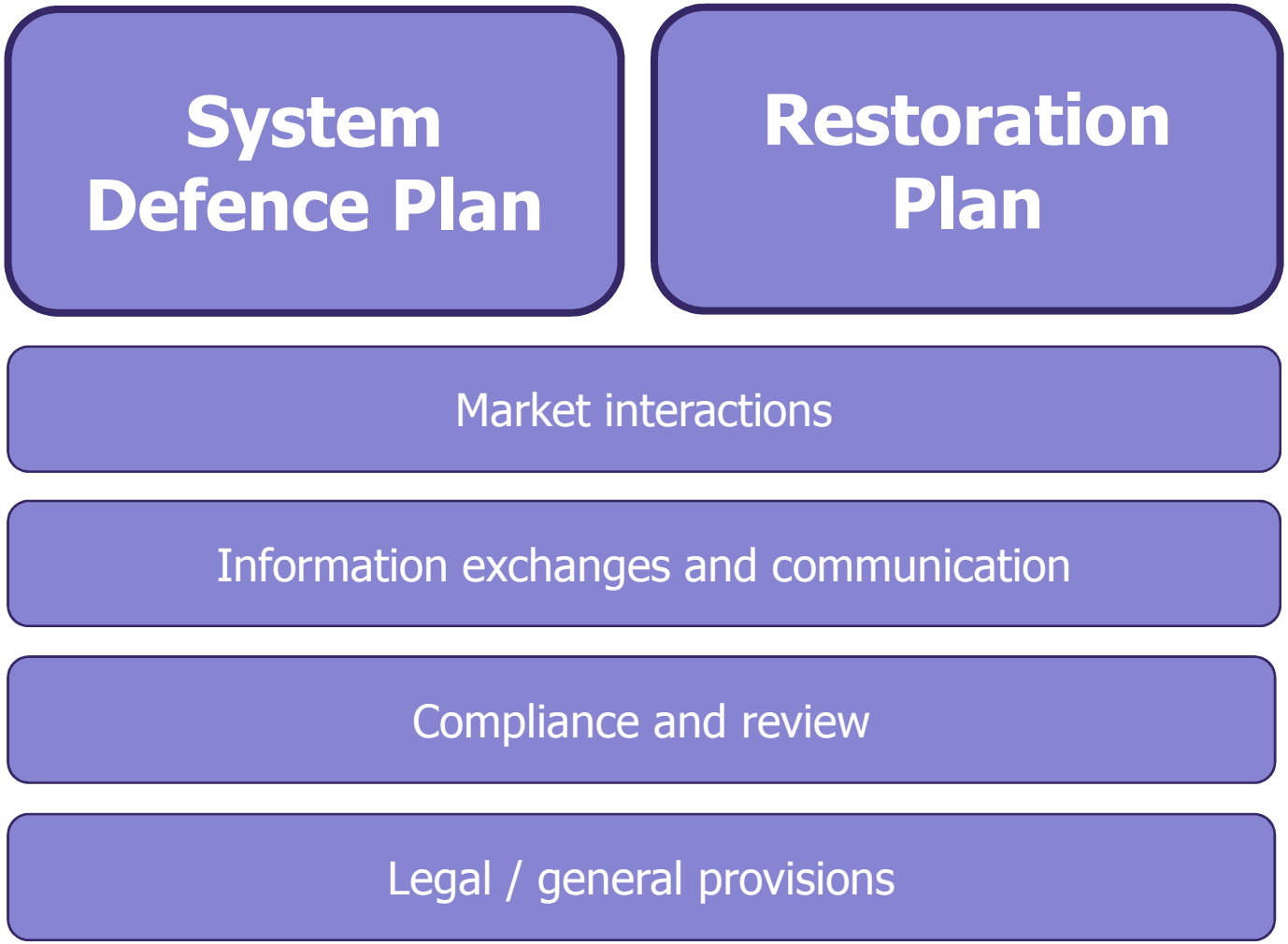
Les acteurs concernés



Groupe de production de types B, C, D (au sens du NC RFG)

- Site de soutirage fournissant de la Demand Side Response
- HVDC
- *Production de type A (directement ou via un aggrégateur)*

Structure générale du code



3/ Plan de défense

Plan de défense : objectif

System Defence Plan = summary of measures to be undertaken to prevent the propagation or deterioration of an incident in the Transmission System, in order to avoid a widespread disturbance and Blackout State

- Actions automatiques (plan de défense)
- Actions manuelles (plan de sauvegarde)

➔ **Coordination** mise en avant mais déclinée en fonction des mesures

- Entre **GRTs (et Regional Services Coordination Initiatives)**
- Entre un **GRT** et les **GRDs** et "**Significant Grid Users**" (Producteurs, Sites de soutirage, HVDC) de sa zone

Plan de défense : conception

Each TSO designs a System Defence Plan that meets the EU objective to avoid widespread disturbance

Prendre en compte

- Limites de stabilité
- Courants de court-circuit
- Comportement des Significant Grid Users (déconnexion de la production dispersée…)
- Besoins spécifiques des utilisateurs prioritaires (nucléaire, sites stratégiques…)

Respecter

- Impact minimum sur les utilisateurs
- Efficacité économique
- Activation des mesures nécessaires uniquement
- Activation de mesures qui ne mette pas en danger les réseaux voisins

Identifier

- GRDs, Significant Grid Users et producteurs de type A participant au plan de défense

Utiliser

- Capacités décrites dans les NC RFG, DC et HVDC ou prescrites par les lois nationales

Plan de défense : contenu

Plans automatiques

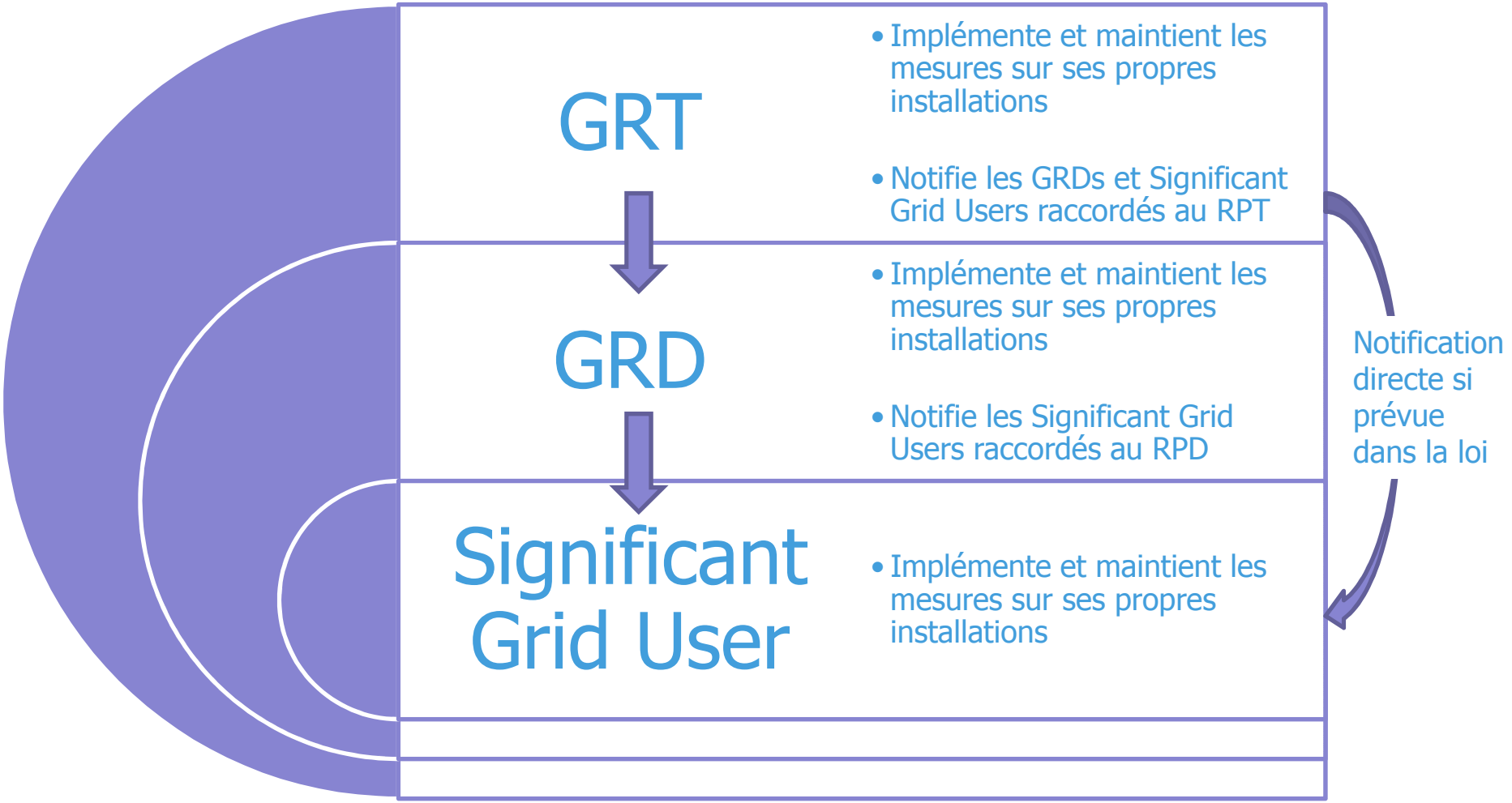
- Sous-fréquence
- Sur-fréquence
- Ecroulement de tension

Procédures

- Ecart de fréquence
- Ecart de tension
- Gestion des transits
- Assistance en énergie
- Délestage manuel

➔ **« Concept » transmis au Régulateur**

Plan de défense : implémentation



Plan de défense : activation

Emergency conditions (NC OS)

- Activation des mesures du plan de défense

at least 1 deviation from Operational Security Limits and times

- Activation des mesures nécessaires si les parades courantes ne sont pas suffisantes

frequency is outside the limits for Normal and Alert States

- Activation des mesures nécessaires

at least one measure of the System Defence Plan is activated

- Dans certains cas, l'activation peut avoir lieu avant dépassement de limites opérationnelles : le GRT anticipe la détérioration de la situation (ex : délestage manuel)

complete loss of all tools and facilities for more than 30 minutes

- Activation du plan de continuité de l'activité (décrit dans NC OS)

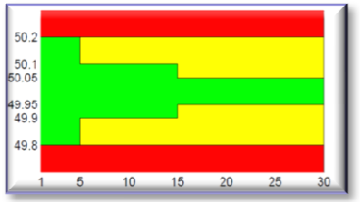
➔ Les GRDs et Significant Grid suivent les instructions du GRT
➔ Coordination nécessaire entre GRTs si impact transfrontalier significatif
➔ Phase de préparation possible avant activation (ex : Délestage manuel)

Plan de défense : coordination entre GRT

Assistance via interconnexions	• Réduction des échanges aux frontières en coordination (NC CACM) • Assistance en énergie
Règles d'ouverture des interconnexions AC	• Cas général • Danger pour les biens et les personnes
Dispositifs d'assistance via interconnexions HVDC	• Utilisation des capacités techniques prévues dans le NC HVDC

Procédure en cas d'écart de fréquence

Gestion de la **sur-fréquence** et de la **sous-fréquence**



- Le GRT doit assurer sur sa zone que la réaction globale Production/Consommation
  - soutient la fréquence
  - n'engendre pas de surcharges sur les interconnexions
- Le GRT a la possibilité d'interagir avec les installations des Significant Grid Users
  - modification de consigne en puissance active
  - déconnexion
- Utilisation de la "Demand Side Response" avant activation du délestage fréquence-métrique

Automatic low frequency control scheme

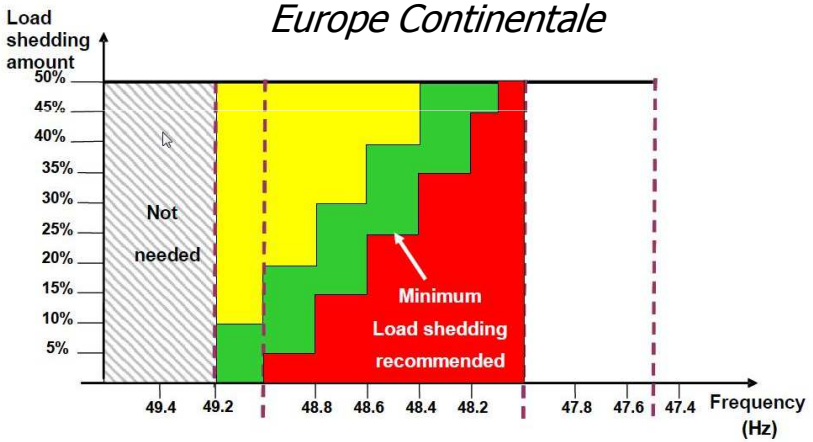
1/ Limited Frequency Sensitive mode : régulation en puissance, activée quand f < 49.8Hz (NC RFG)

+

2/ Automatic Low Frequency Demand Disconnection : harmonisation par zone synchrone

- Le gabarit cible est en cours d'étude. Il sera exprimé en "demand" (Conso-Prod)
- Le délestage doit être réparti pour éviter des contraintes de transit ou de tension
- Le volume de production décentralisée déconnectée doit être minimisé

Recommendations actuelles en Europe Continentale



➔ Le but du code est de définir une **cible fonctionnelle** sans limiter les solutions techniques.

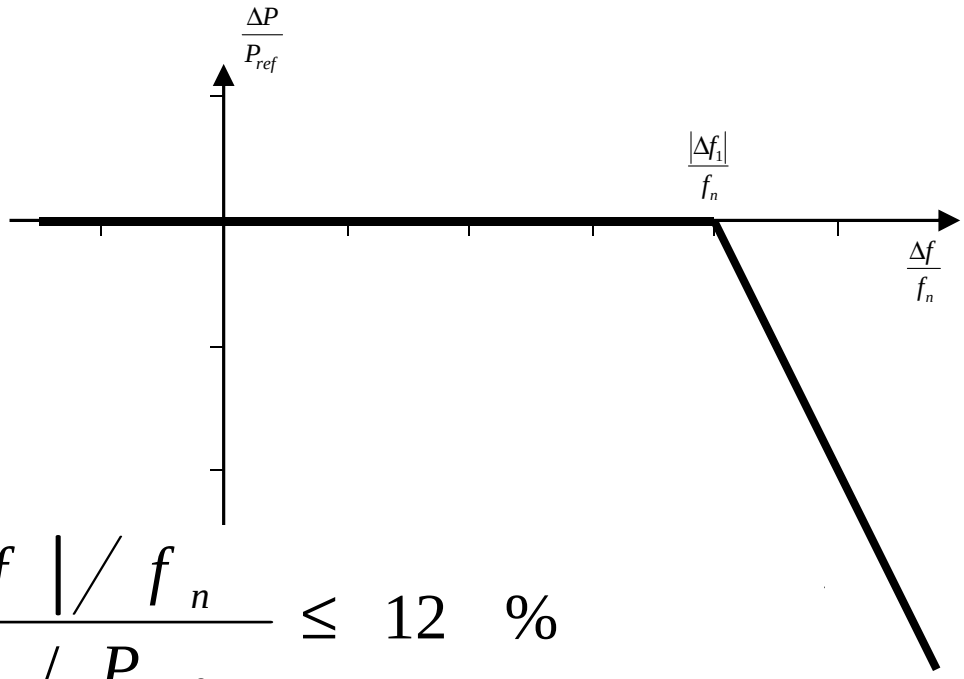
Automatic high frequency control scheme

1/ Limited Frequency Sensitive mode : régulation en puissance, activée quand f > 50.2Hz (NC RFG)

+

2/ Déconnexion automatique de groupes de production (si besoin)

➔ Exigence globale :
pour f > 50.2Hz, baisse de puissance active respectant le rapport suivant :



$$2\ \% \quad \leq \quad \frac{|\Delta\ f\ |\ /\ f_{\ n}}{\Delta\ P\ \ /\ \ P_{\ ref}} \quad \leq \quad 12\ \ \%$$

Procédure en cas d'écart de tension

Activation

when Operational Security Limits are violated and Remedial Actions are not sufficient

➔ NC OS : 400kV -> 360 - 420

avant utilisation du délestage

Le GRT fixe une consigne en

- **tension** ou

- puissance réactive

pour les installations des **Significant Grid Users** et des **GRDs**

Le GRT demande assistance en puissance réactive aux **GRTs voisins**

Automatic scheme against voltage collapse

Obligatoire

- Blocage des régleurs en charge

En fonction des conditions locales d'exploitation

- Automates de délestage sur critère de tension

Procédure pour la maitrise des transits

Activation:

when Operational Security Limits are violated and Remedial Actions are not sufficient

Le GRT a la possibilité d'interagir avec les installations des **Significant Grid Users** et des **GRDs :**

- modification de consigne en puissance active

- déconnexion

Assistance en énergie

Activation:

absence of Adequacy (NC OPS)

Internal request

GRT demandeur

➔ **Balancing Service Providers** et

➔ **Producteurs** non rattachés à un BSP

Cross-border request

GRT demandeur

➔ **GRTs** voisins

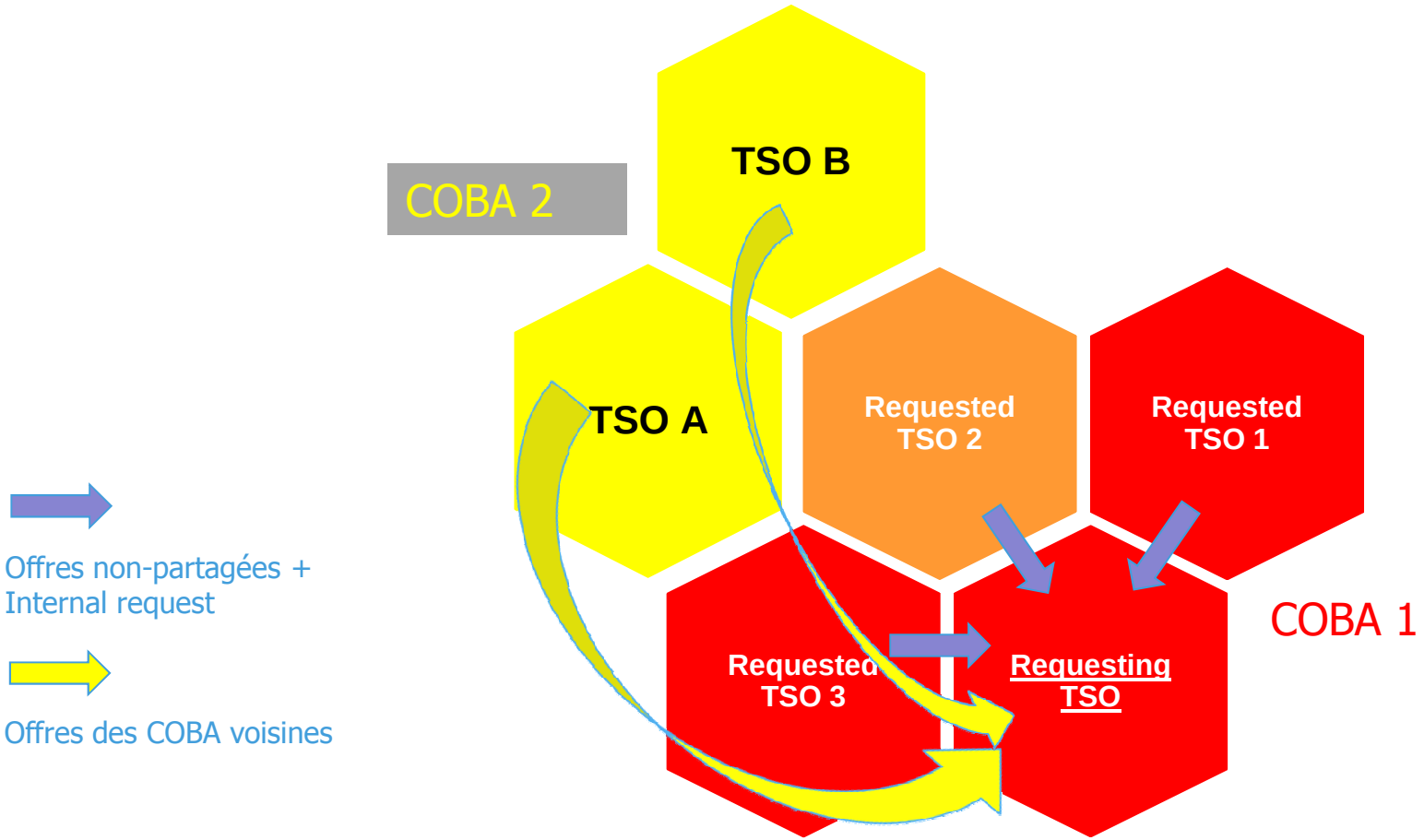
Tous les moyens techniquement disponibles sont mis à la disposition du GRT demandeur

Les offres non-partagée (NC EB) sont mises à la disposition du GRT demandeur

Les offres des COBA voisines (NC EB) sont mises à la disposition du GRT demandeur

Internal request au nom du GRT demandeur

Assistance en énergie : cross-border request



Délestage manuel

➔ Activation en **dernier recours** : les autres mesures du plan de défense sont épuisées
- ➢ Contraintes locales de transit ou tension
- ➢ Risque de dégradation de la fréquence du à une "absence of adequacy", après utilisation de l'assistance en énergie

➔ Le GRT transmet aux GRDs le volume à délester

➔ Les GRDs appliquent ce délestage

4/ Plan de reconstitution

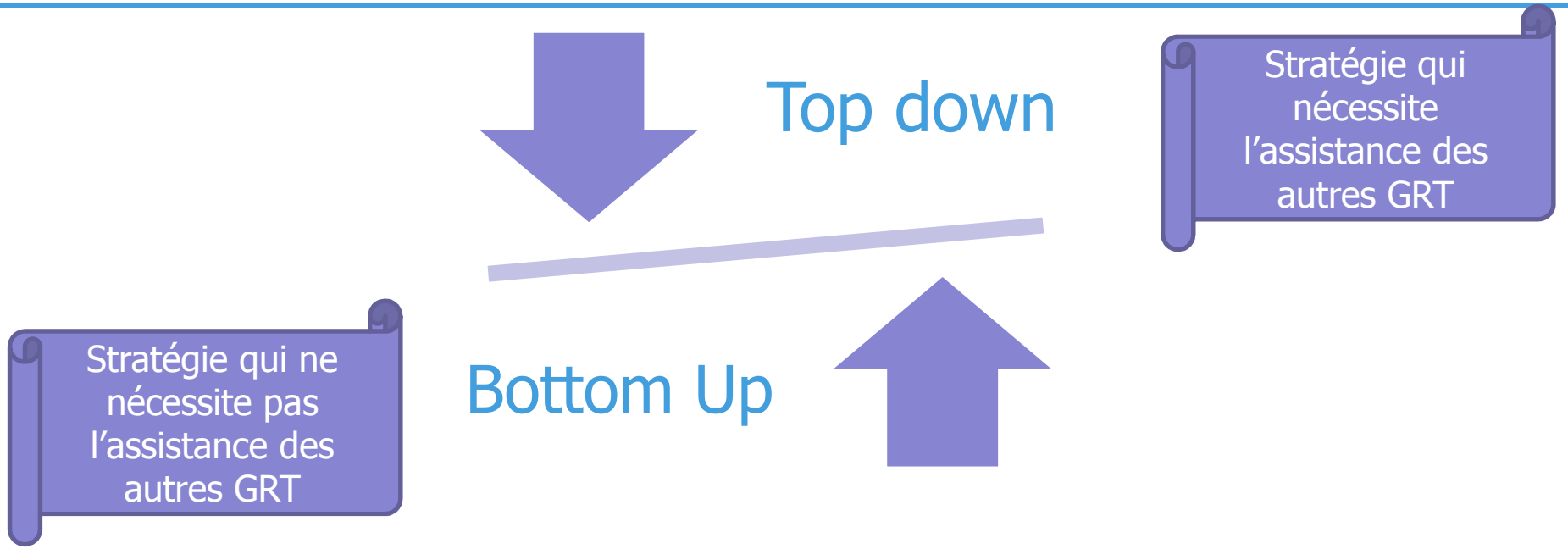
Plan de reconstitution : objectif

Restoration Plan = summary of measures to be undertaken to restore the system back to Normal State

- Re-alimentation
- Gestion de la fréquence
- Re-couplage de réseaux séparés
- Procédures de communication

➔ **Actions mises en œuvre lorsque le système est stabilisé**

Ré-alimentation



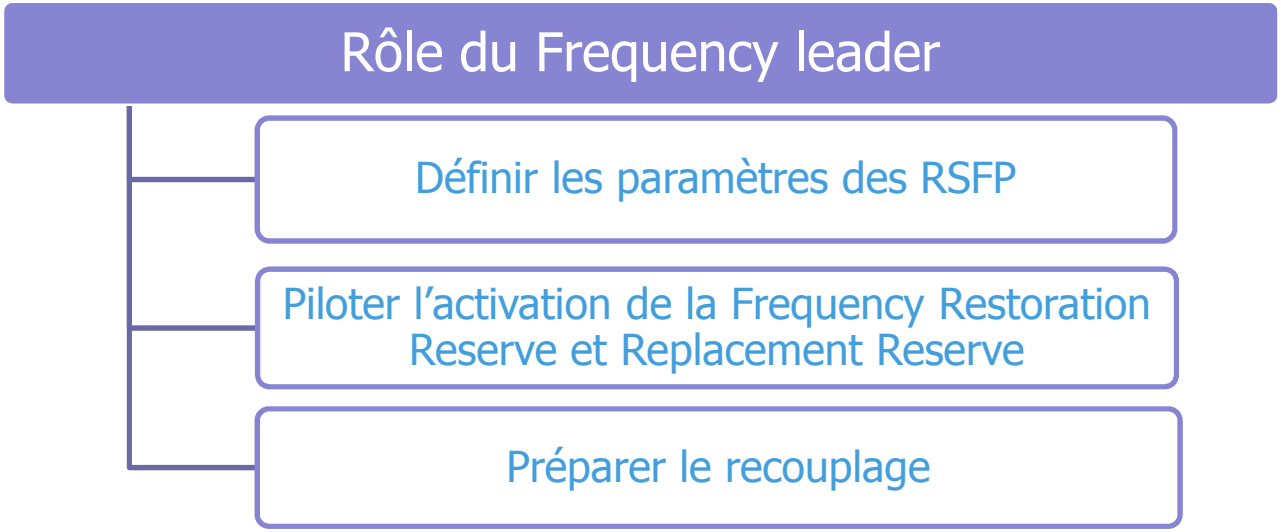
Moyens:

- Sources de tension ayant la capacité de Black-start ou d'Ilotage et/ou capables de fonctionner en réseau séparé
- Aide des autres GRT (y compris via HVDC) : obligatoire dans la limite des règles de sûreté
- Aide des GRD et Significant Grid Users afin de ré-alimenter progressivement production et consommation en gardant la maitrise de la fréquence et en tenant compte des possibles reconnexions automatiques

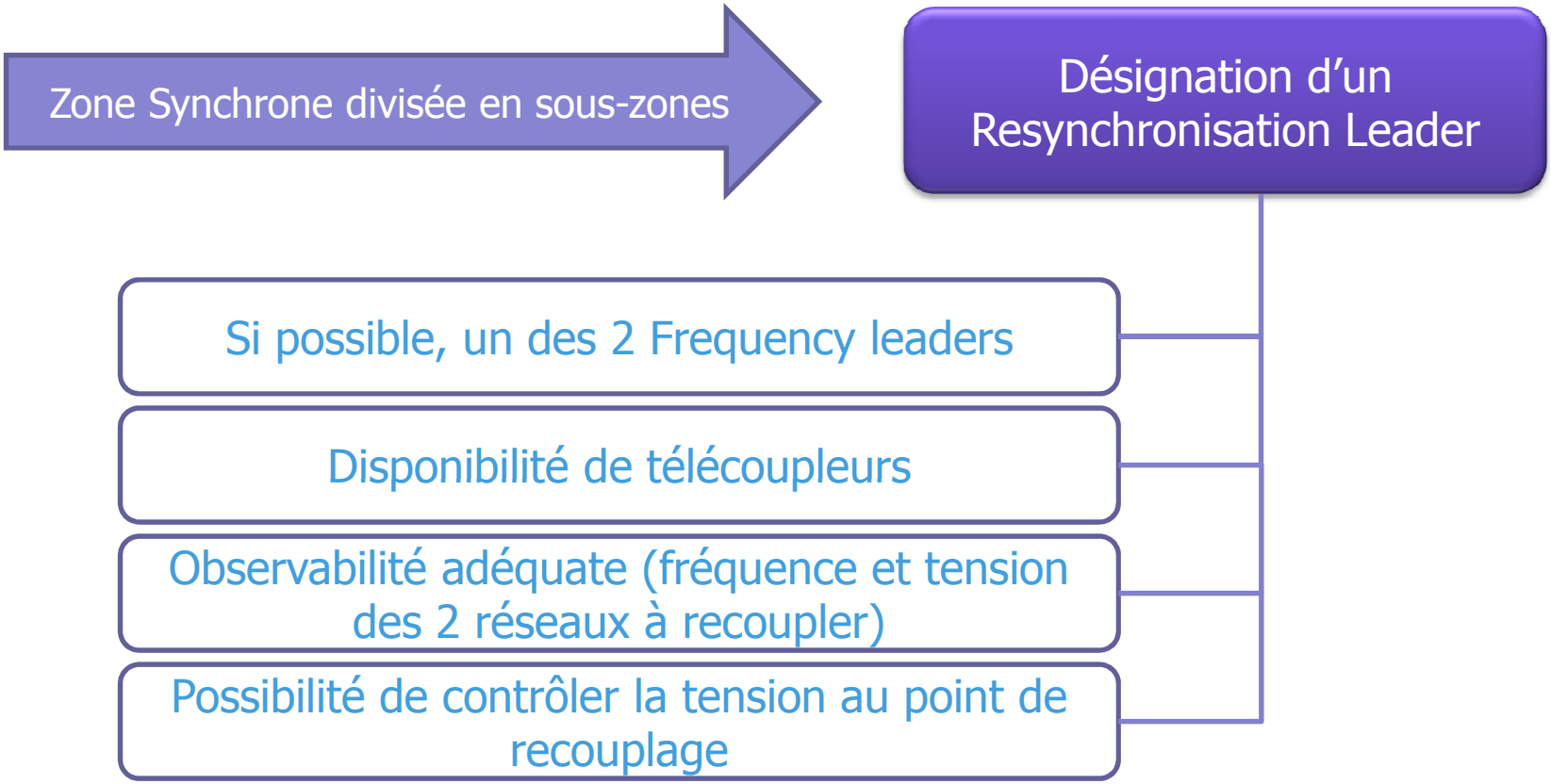
Gestion de la fréquence



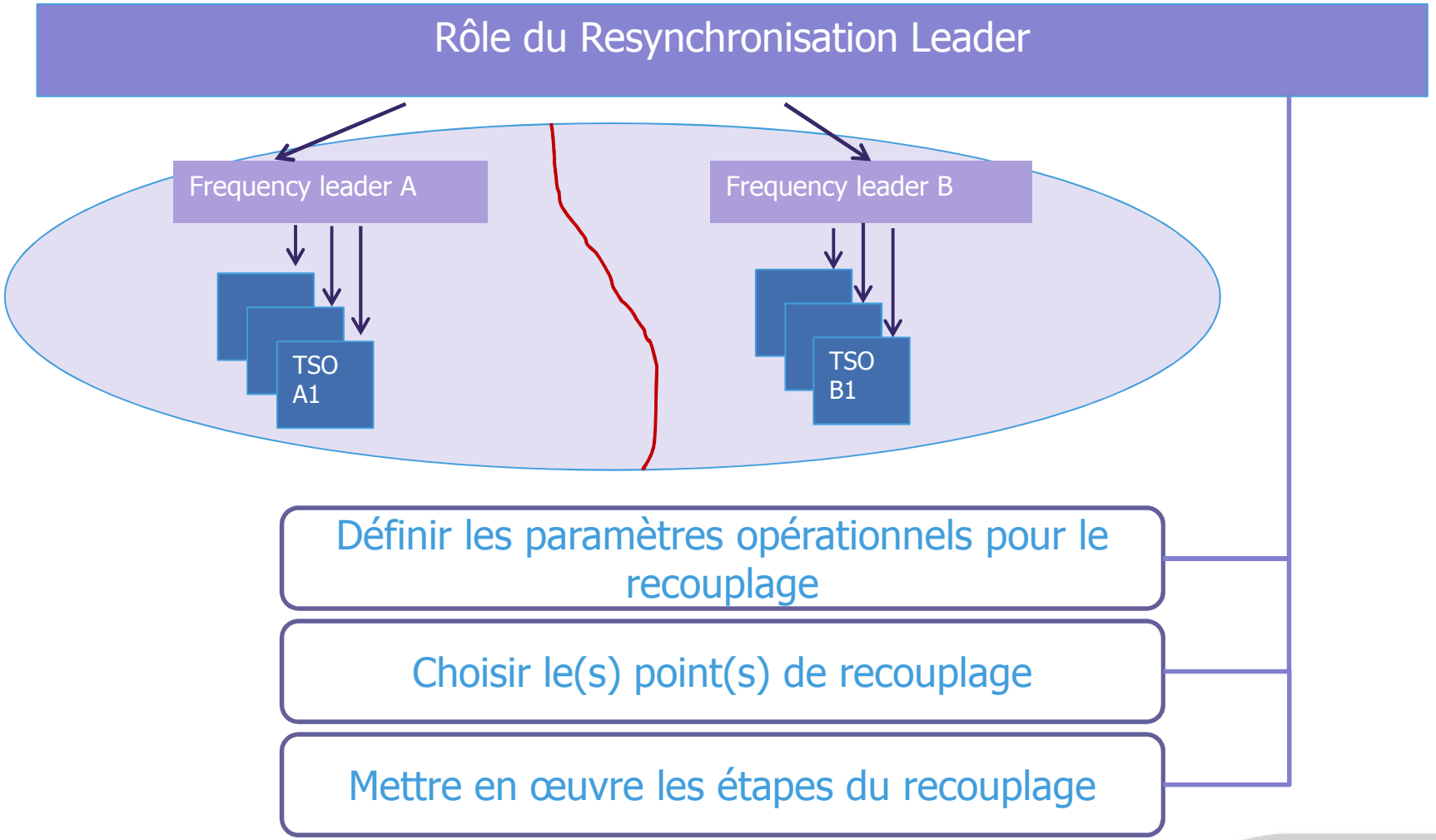
Gestion de la fréquence



Re-synchronisation

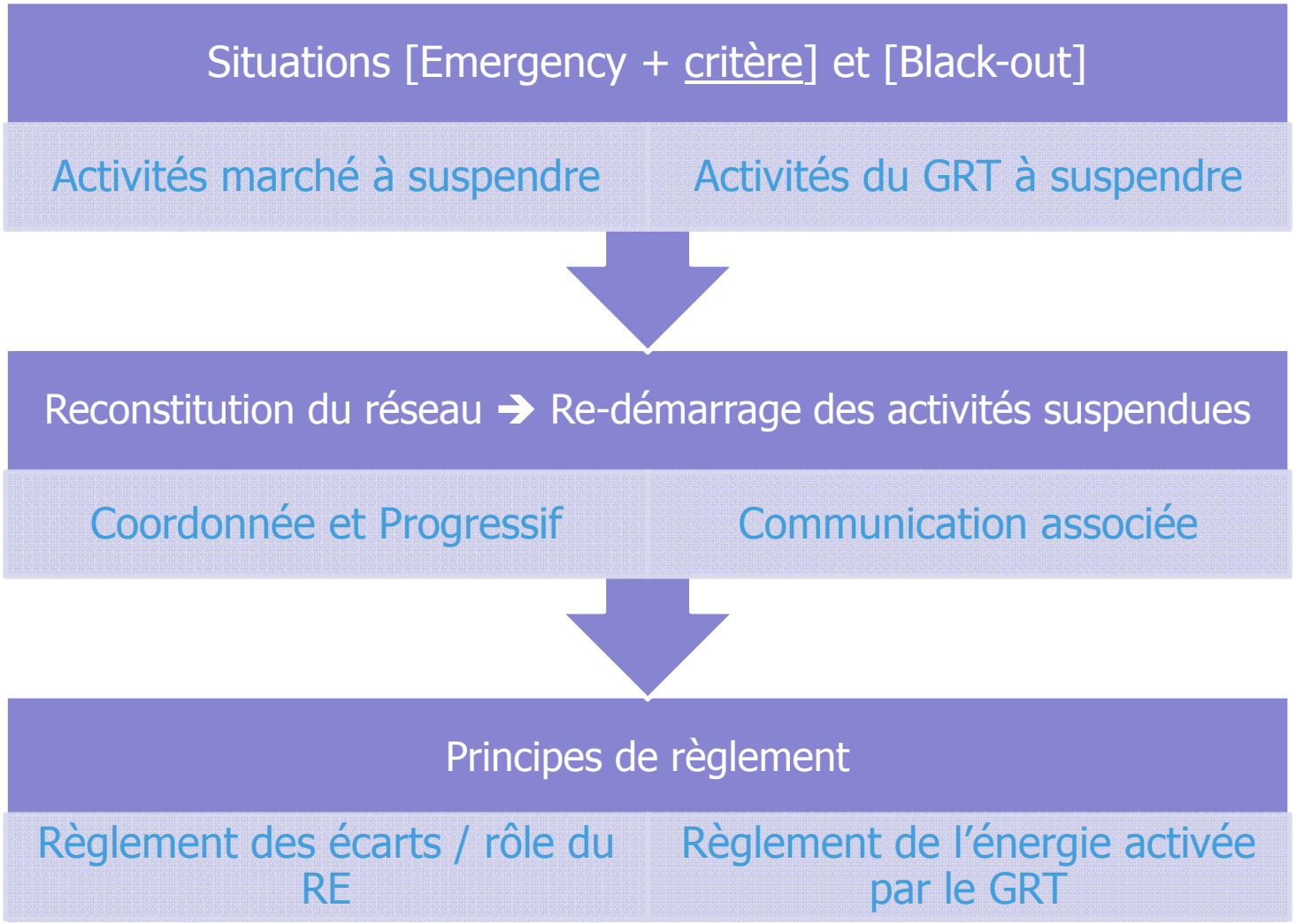


Re-synchronisation



5/ Interactions avec le marché

Quid du marché pendant les situations couvertes par ER

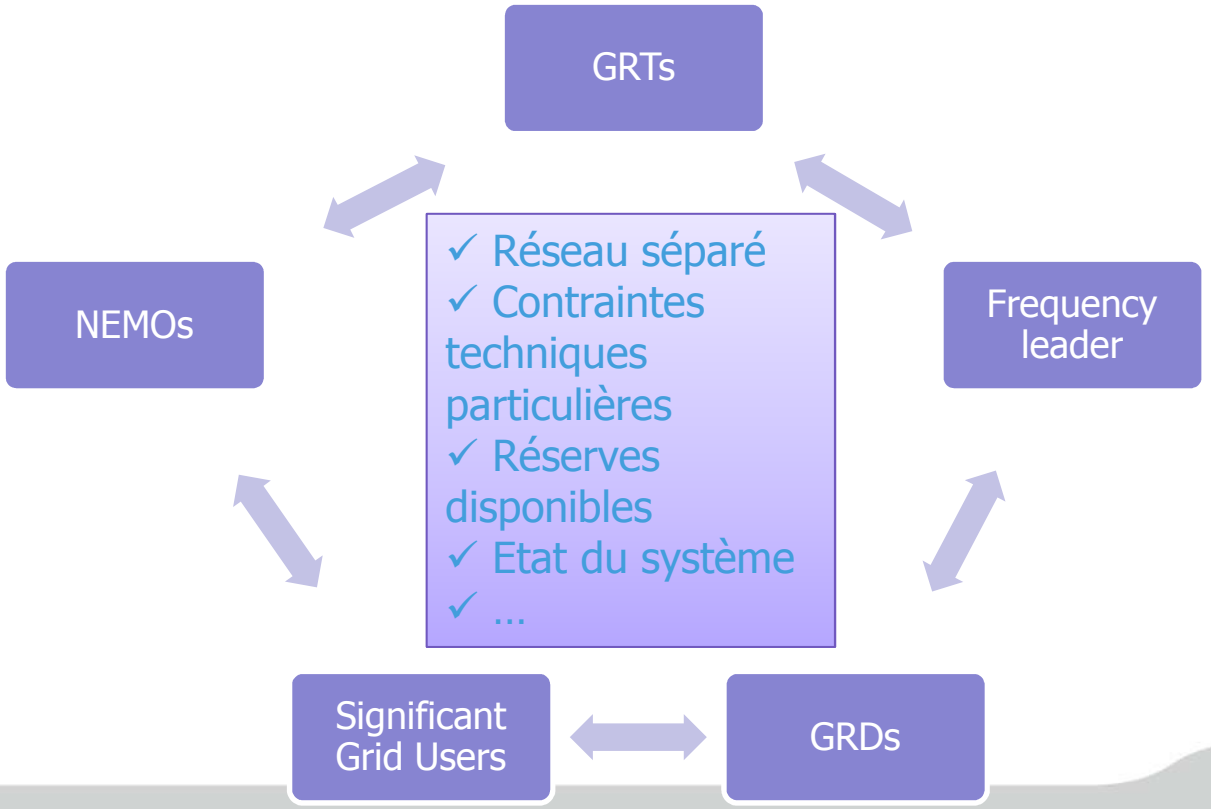


6/ Communication et échange d'information

Objectifs et lien avec le code OS

- Le chapitre 3 "**Data Exchange"** du **NC OS** est la base du chapitre "Information Exchange and Communication, Tools and Facilities" du NC ER.

- NC ER détaille les informations essentielles à échanger en situation d'urgence



Canaux de communication et outils

• Les canaux de communication et outils "essentiels" à l'exploitation (définis dans NC OS) doivent être disponibles même en situation de Blackout

Communication par téléphone	• canaux redondés • au moins 1 canal avec une alimentation autonome pendant 24 heures • au moins 1 canal "prioritaire" • au moins 1 canal indépendant du réseau public
Outils critiques	• Alimentation autonome pendant 24 heures • Salle de repli • Procédure d'évacuation, à tester régulièrement

7/ Tests et mises à jour des plans

Tests périodiques des éléments du plan de défense et de reconstitution

• L'efficacité des mesures des plans de défense et de reconstitution repose sur le bon fonctionnement de moyens, qui ne sont pas utilisés en situation normale

• Les éléments principaux doivent être testés régulièrement, en suivant les méthodologies définies dans les codes Raccordement

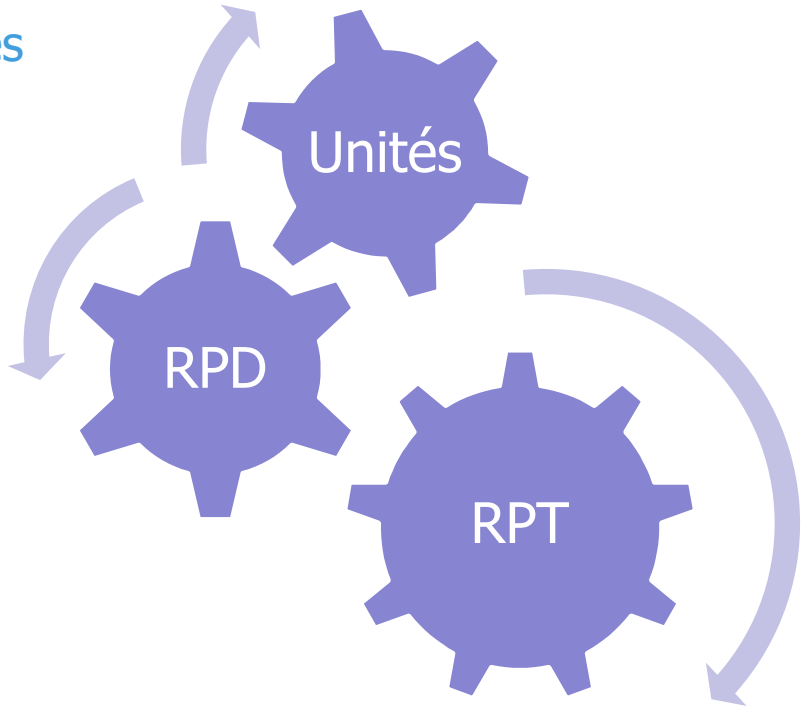
Capacité testée	Fréquence minimale
Black Start (Centrales et HVDC)	3 ans
Ilotage	Après 2 échecs de tentative d'ilotage
Demand Side Response (Sites de soutirage)	1 an
Low Frequency Demand Disconnection (relais des GRD/GRT et Sites de soutirage)	5 ans
Canal de communication alternatif	1 an
Outils critiques pour l'exploitation	2 ans (principal et repli)
Alimentation autonome des postes essentiels à la reconstitution	4 ans

Tests périodiques des éléments du plan de reconstitution

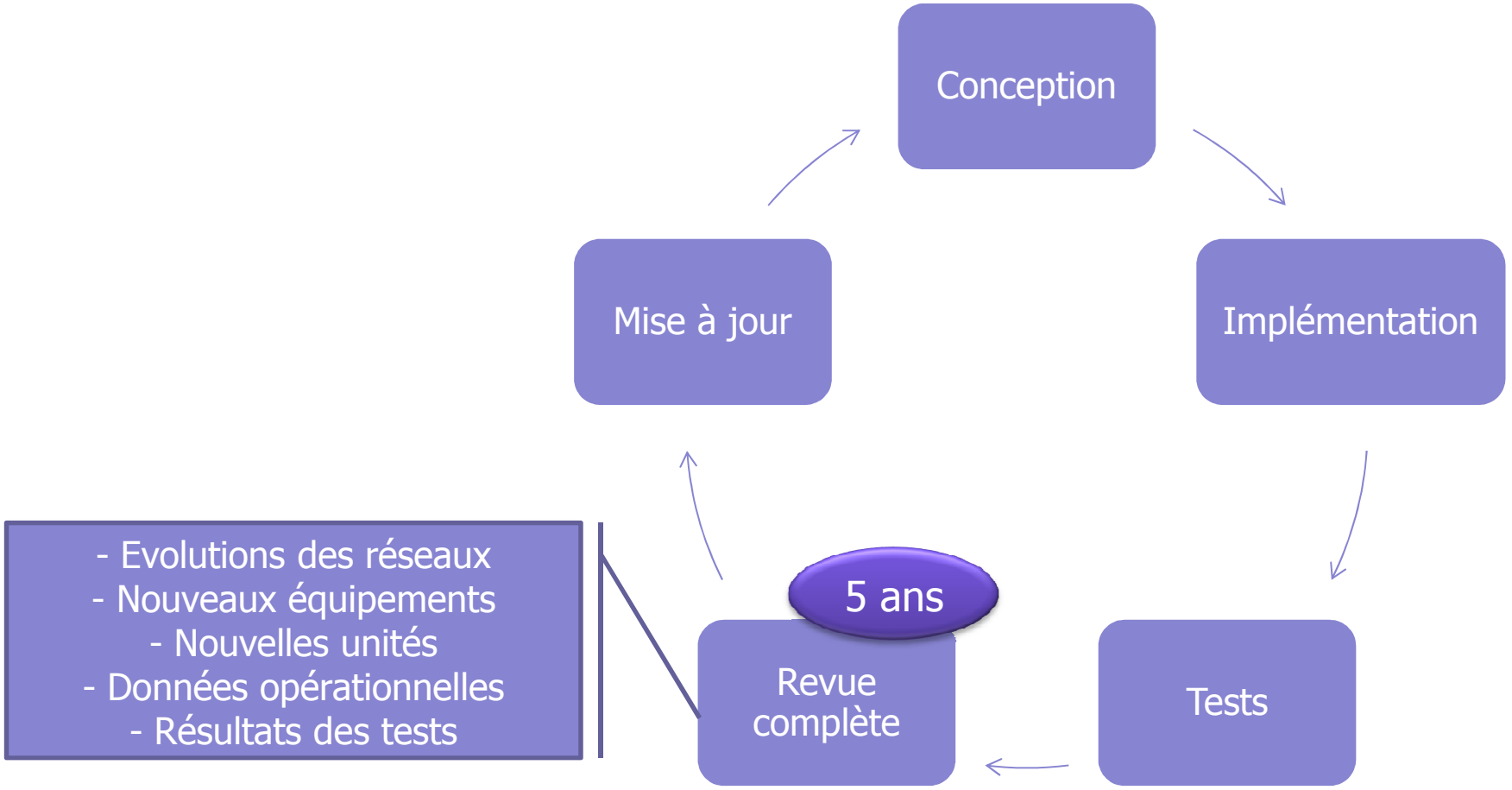
• Le code prévoit également des tests (a minima par simulation) des procédures du plan de reconstitution:

- Renvoi de tension depuis les centrales black-start et avec capacité d'ilotage
- Alimentation des auxiliaires de centrales
- re-connection de la charge
- re-synchronisation de réseaux isolés

• Les procédures de communication doivent être testées lors d'exercices avec les acteurs concernés



Mises à jour des plans



8/ Stakeholder advisory group

Consultation des stakeholders

• ENTSO-E souhaite mettre en place des groupes de concertation formalisés pour le suivi de l'implémentation et la révision des Codes

• Objectifs de ces comités:
  - ✓ suivre et discuter l'implémentation des codes
  - ✓ promouvoir le partage d'information et de bonnes pratiques
  - ✓ accompagner les stakeholders dans leur compréhension de leurs droits et devoirs découlant des codes

• **Une consultation va être lancée pour la mise en place de ces comités : n'hésitez pas à participer !**

Merci de votre attention !

Pour en savoir plus :
https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/emergency-and-restoration/Pages/default.aspx

Code RfG

Le code indique les seuils maximum, définis au niveau des zones synchrones

- Critère basé sur le niveau de tension (> 110kV → Type D) et sur la puissance MW (table)
- La valeur retenue au niveau national doit être coordonnée avec les GRT voisins et les distributeurs, elle est validée par l'autorité nationale compétente.

Les producteurs peuvent contribuer à sa détermination.

- La valeur retenue peut être revue par le GRT régulièrement (mais pas plus souvent que tous les 3 ans), après consultation publique.
  La modification n'entraîne pas une mise en conformité automatique des sites existants.

- Seuils maximum pour l' Europe Continentale:
  - **Type A: U< 110 kV, P > 800 W,** avec dérogations possibles si taux de pénétration faible?
  - **Type B: U< 110 kV, P > P_B, avec $P_B \leq 1$ MW**
  - **Type C: U< 110 kV, P > PC, avec $P_C \leq 50$ MW**
  - **Type D: U> 110 kV P > PD, avec $P_D \leq 75$ MW**

