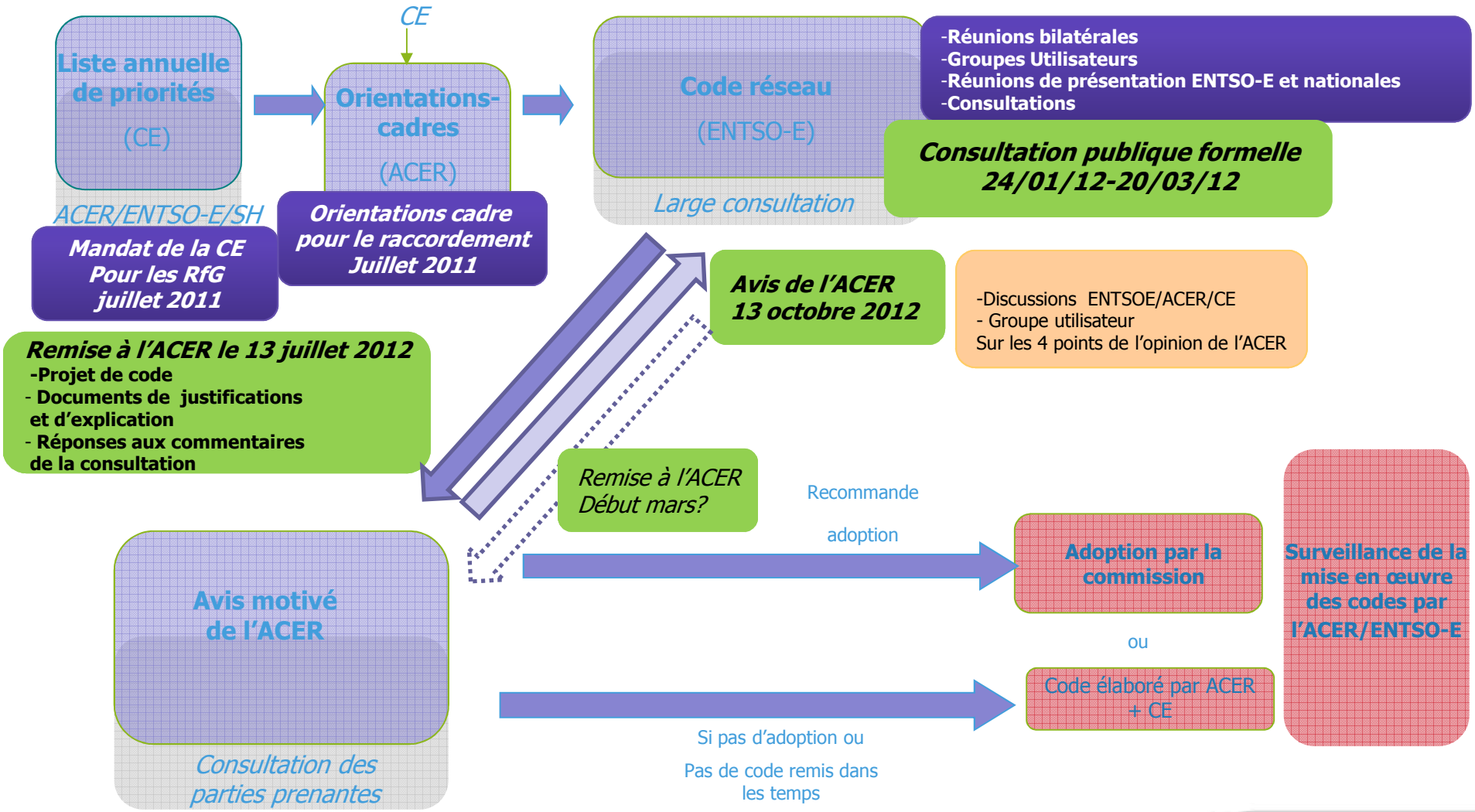
Réseau de transport d'électricité

# Présentation du projet Code de raccordement pour les producteurs élaboré par ENTSO-E

29 janvier 2013

# Introduction – Point d'étape sur le processus d'élaboration du code

## Schéma d'adoption des codes de réseau élaborés par ENTSO-E



# Introduction – l'avis de l'ACER

L'ACER a rendu son avis le 13 octobre 2012.
Ce document est disponible sur le site de l'ACER.

L'avis de l'ACER est que **le code est globalement en ligne avec les orientations cadres sur le raccordement**, publiées par l'ACER en juillet 2011.

L'ACER reconnait plusieurs points positifs au code :

- **le traitement des installations existantes** : les installations existantes ne sont touchées par le code que si les bénéfices de la mise à niveau de l'installation sont supérieurs au coût de l'application rétroactive.
- **les efforts faits vis-à-vis de la production décentralisée** (en particulier sur les aspects fréquence)
- **la classification des « grid users » en plusieurs types** avec un nombre d'exigences croissant en fonction de leur impact sur le système. L'ajustement national des limites entre les types qui permet d'ajuster les contraintes sur les producteurs.

# Introduction – l'avis de l'ACER

## l'ACER reconnait qu'il y a des améliorations possibles :

- **<u>des « significance tests » jugés insuffisants pour définir le seuil de 800W</u>**

  L'ACER souhaite que le taux de pénétration des différentes technologies dans chaque zone synchrone soit pris en compte, afin de ne pas freiner le développement de certaines filières, qui ne devraient cependant jamais atteindre des niveaux significatifs.

- **<u>Justification de certaines exigences :</u>**
  - **creux de tension pour les types B** : l'ACER demande des justifications complémentaires sur la pertinence de ce besoin
  - L'ACER recommande d'étendre l'exemption des services liés à la puissance active **pour des sites dont le but premier est de produire de la vapeur** aux sites qui produisent de la chaleur pour un site industriel.

- **<u>Examen des exigences appliquées au niveau national</u>**

  Le second paragraphe de l'article 4(3) soulève des questions de l'ACER car il n'est pas suffisamment explicite sur les responsabilités des différentes entités dans la définition des paramètres au niveau national. De plus, l'article 4(3) ne s'applique pas à tous les articles, donc l'ACER considère que le processus de décision doit être clairement définis pour tous les articles.

- **<u>La clause de recouvrement des coûts induits par le code</u>**

  L'ACER considère que l'article sur le recouvrement des coûts induits par le code dans les tarifs nationaux va au-delà du périmètre des orientations cadres.

# Introduction – la suite

ENTSOE a fait des propositions pour répondre à ces 4 points. Elles sont encore en cours de discussions avec l'ACER et la CE, et dans le cadre du User Group RfG.

ENTSOE devrait organiser une dernière session publique d'information sur le code début mars.

La version finale du code, prenant en compte l'opinion de l'ACER devrait être remise à l'ACER début mars 2013.

# Sommaire


## Introduction

## 1- Principes généraux

- Les significant grid users
- Rappel de la structure du code
- Application aux sites existants
- Modernisation et remplacement d'équipements

## 2- les exigences techniques

- Exigences sur la fréquence
- Exigences sur la tension
- Stabilité sur défaut
- Régime perturbé
- L'échange d'information

## 3- Réflexion sur l'implémentation du code au niveau national

## Conclusion

# 2- Les principes généraux

## Les principes généraux

# A quel producteur s'applique le code? Notion de « Significant Grid User »

ACER Framework Guideline on Electricity Grid Connection:

- *"The network code(s) developed according to these Framework Guidelines shall define appropriate minimum standards and requirements applicable to all significant grid users."*
- *"The minimum standards and requirements shall be defined for each type of significant grid user and shall take into account the voltage level at the grid user's connection point. The network code(s) shall specify the criteria and methodology for the definition of significant grid users. These shall be based on a predefined set of parameters which measure the degree of their impact on cross-border system performance via influence on control area `s security of supply, including provision of ancillary services ("significance test")…"*

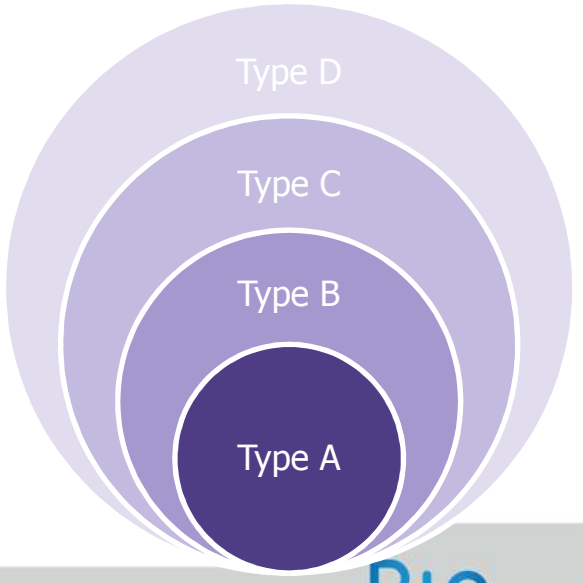
- les capacités des producteurs sont formulées du point de vue de la performance du système, en prenant en compte la technologie de connexion au réseau (synchrone ou non)
- Le code doit rester valable avec les évolutions du mix énergétique
- la notion de "significatif" est regardée par exigence

Europe wide balancing services

Refined and controllable dynamic response

Automated response, operator control, information

Common failure mode for all plants (frequency)




Réseau de transport d'électricité

## Les principes généraux

# Les utilisateurs « significatifs » du code

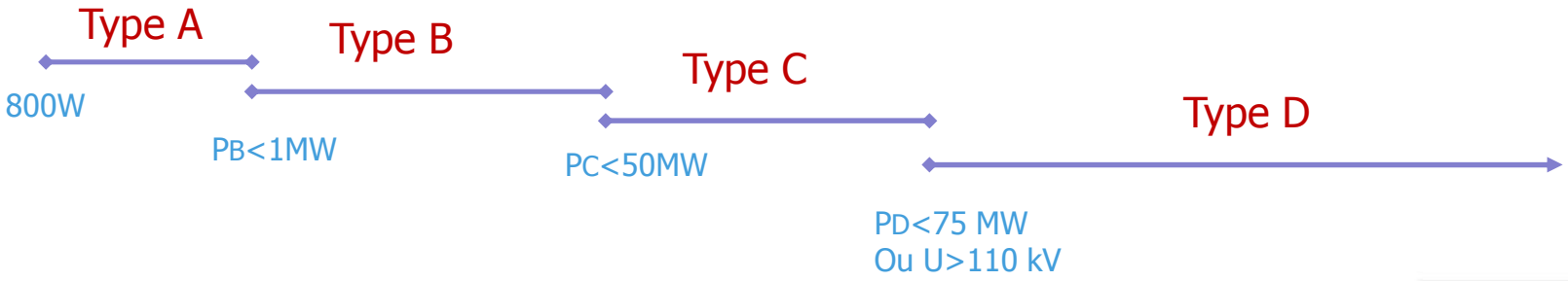
Le code indique les seuils maximum, définis au niveau des zones synchrones

- 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**



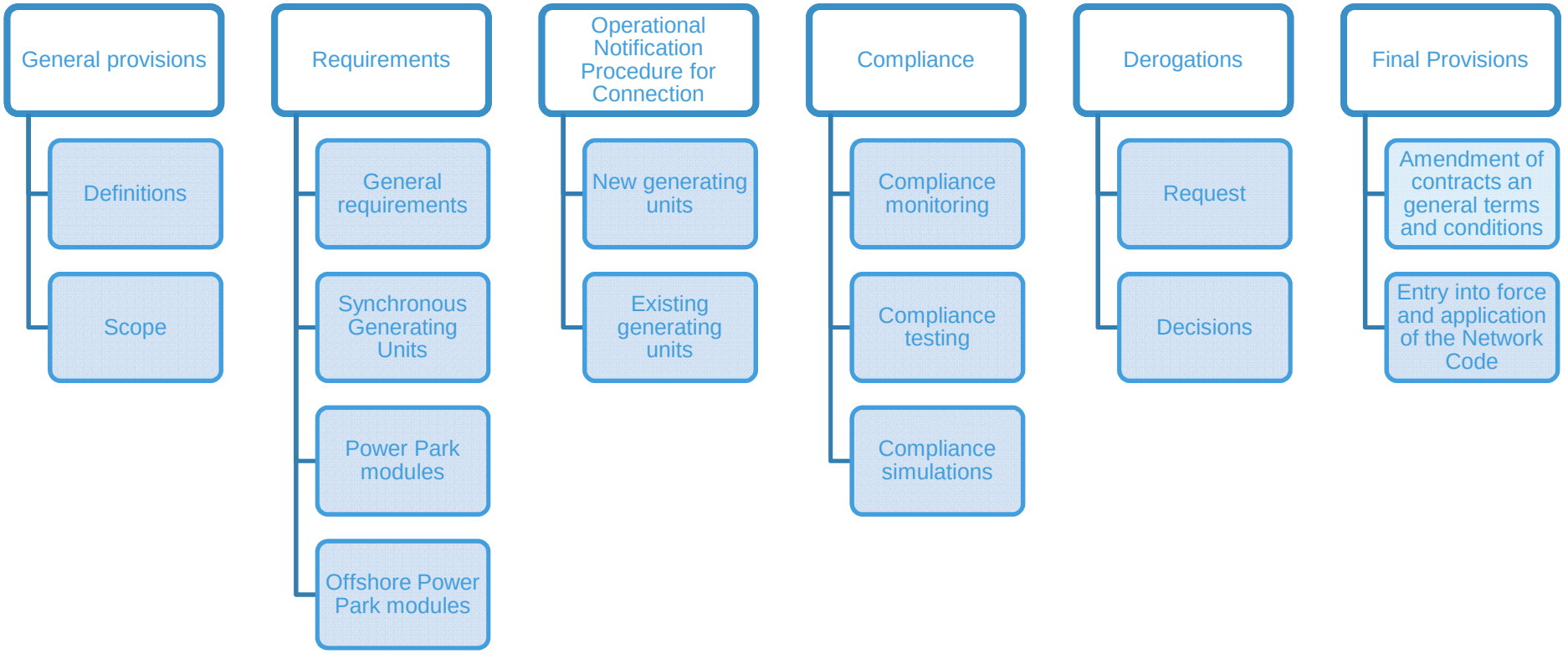
## Les principes généraux

# Les utilisateurs « significatifs » du code

- Périmètre des cas de raccordements off-shore (ie point de connexion off-shore) couverts par le code réduit aux raccordements off-shore en alternatif avec un raccordement au réseau on shore:
  - par 1 ou plusieurs liaisons en un **unique** point de connexion
  - par 1 ou plusieurs liaisons en **2 ou plus points** de connexion
- Stations de pompage:
  - Doivent satisfaire aux exigences dans les 2 modes de fonctionnement. La capacité à fonctionner en compensateur synchrone ne doit pas être limitée dans le temps.
  - Les pompes à vitesse variable doivent satisfaire aux exigences des machines synchrones. De plus, celles de type B, C et D doivent également avoir la capacité d'injecter du courant réactif sur défaut, comme les PPM (art.15 (2) b).
- Sites industriels avec production: le site peut convenir avec son gestionnaire de réseau des conditions de déconnexion du groupe de production afin de sécuriser toute ou partie de sa consommation.
- Conditions d'exemption de certaines exigences (liées au maintien ou à la modulation de la puissance active) pour les cogénérations raccordés sur des sites industriels.

## Les principes généraux

# Structure du code



## Les principes généraux

# Conditions d'application aux sites existants

ACER Framework Guideline on Electricity Grid Connection

*"The applicability of the standards and requirements to pre-existing significant grid users shall be decided on a national basis by the NRA, based on a proposal from the relevant TSO, after a public consultation. The TSO proposal shall be made on the basis of a sound and transparent quantitative cost-benefit analysis that shall demonstrate the socio-economic benefit, in particular of retroactive application of the minimum standards and requirements ... The format and methodology or principles of the cost-benefit analysis shall be prescribed by the network code(s)."*

### Sont considérés comme sites existants si

- Sont physiquement raccordés au réseau, ou
- Un contrat engageant sur la partie majeure de l'installation est fournie dans les 6 mois suivant l'entrée en vigueur du code
- Peut être audité par le gestionnaire de réseau concerné

### Décision d'application aux sites existants

- Se fait au niveau national
- Est décidée exigences par exigences
- Analyse coût-bénéfices initiée par le gestionnaire de réseau
- Décision finale (sur proposition du gestionnaire de réseau) par le régulateur national
- Possibilité pour le GRT de ré-analyser l'opportunité d'une application aux sites existants si de nouveaux éléments semblent le justifier (mais pas plus souvent que tous les 3 ans)

## Les principes généraux

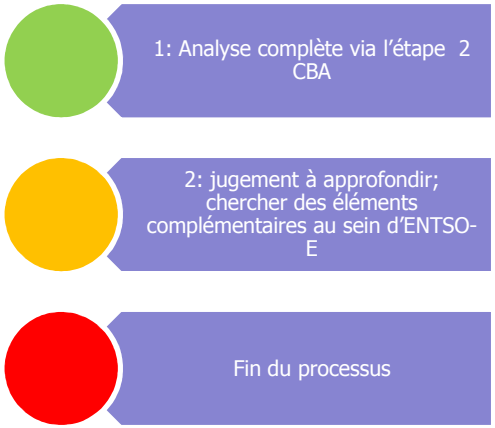
# Conditions d'application aux sites existants

**Une analyse coûts-bénéfices complète est un processus coûteux en ressources**

**➲ Un filtrage (CBA étape 1) est réalisé à dire d'experts**

| **Coût de la modification** |
|---|
| Non significatif |
| Significatif |

| **Bénéfices (réduction de perte de consommation/ coûts de balancing)** |
|---|
| Peu/ pas d'impact |
| Impact significatif |

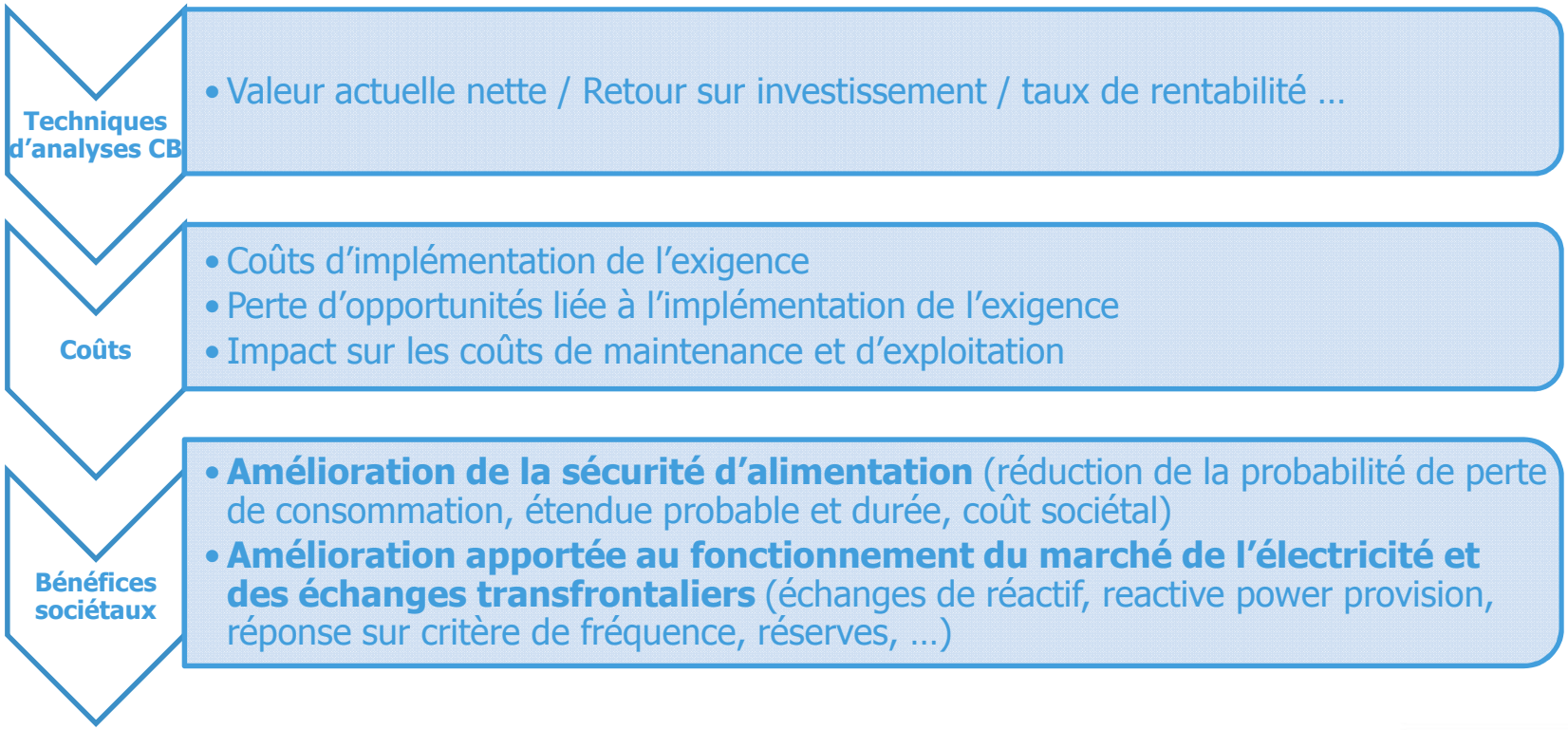



| COST | BENEFIT | ACTION |
|---|---|---|
| | | 1 |
| | | 2 |
| | | 2 |
| | | 3 |

## Les principes généraux

### Conditions d'application aux sites existants

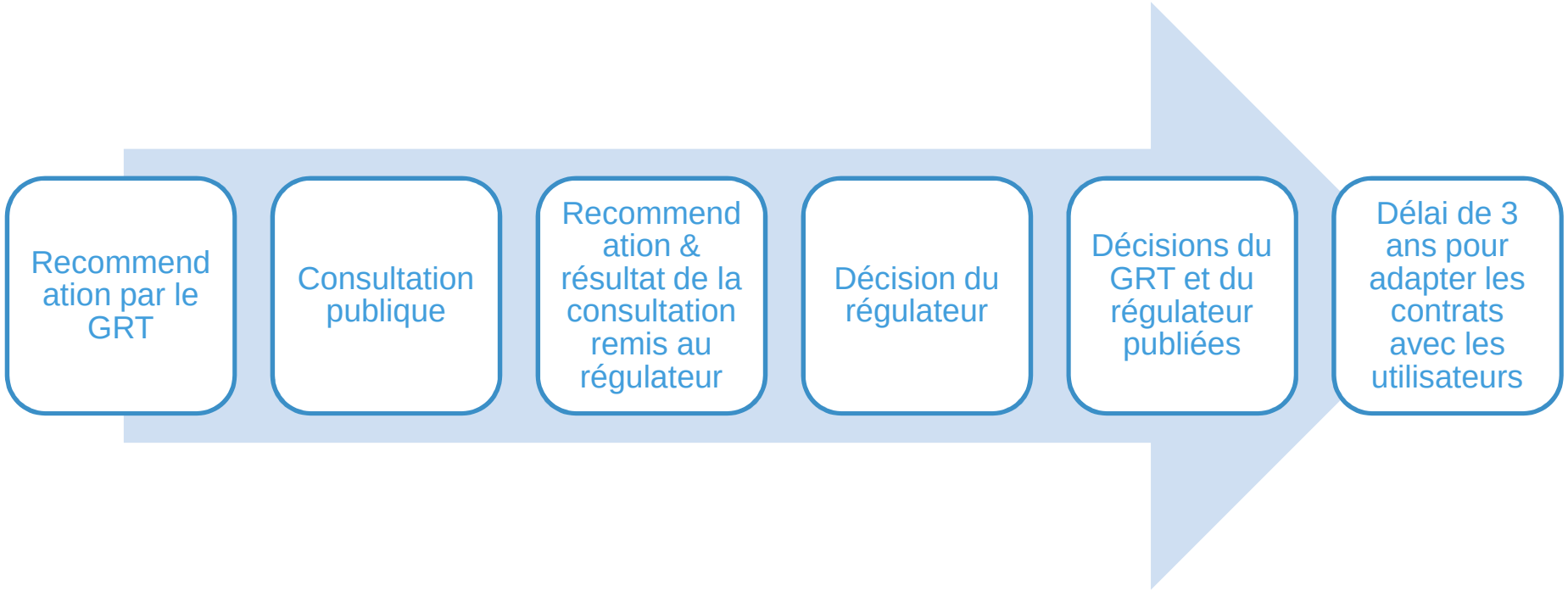
**Feu vert**: probabilité raisonnable de justifier l'application aux sites existants ⇨ **Analyse coûts-bénéfices quantitative (étape 2)**



## Les principes généraux

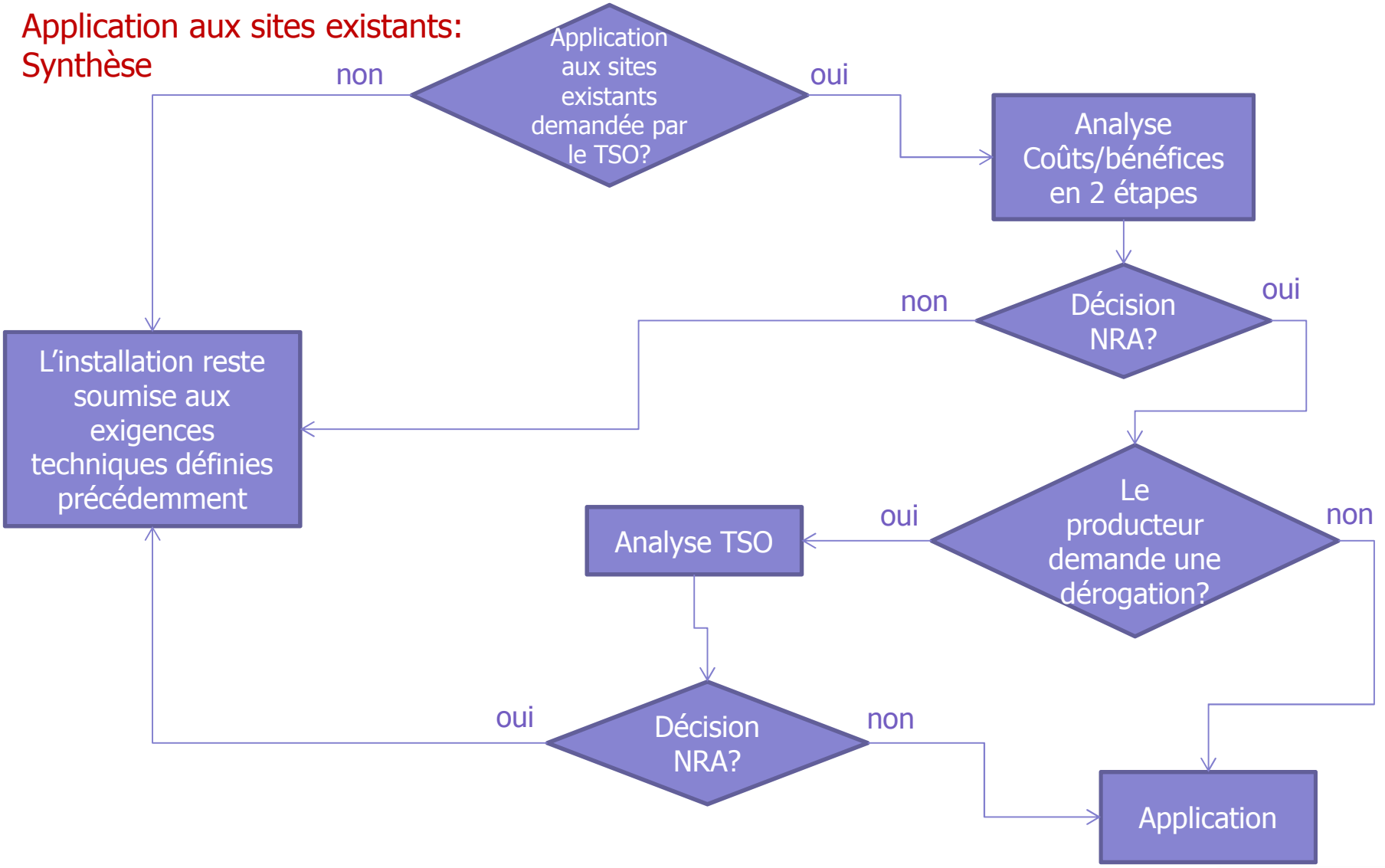
# Conditions d'application aux sites existants

Si l'analyse Coûts-bénéfices justifie l'application d'une exigence aux sites existants pour tous les utilisateurs ou pour une classe d'utilisateurs



## Les principes généraux

### Application aux sites existants: Synthèse






Réseau de transport d'électricité

## Les principes généraux

# Conditions d'application aux sites existants

- Si la législation nationale est abrogée
  - → Dans les cas où l'application aux sites existants n'est pas décidée, l'installation reste soumise aux exigences techniques qu'elle avait avant l'abrogation de la législation

- La législation nationale
  - → Peut rester en vigueur, lorsqu'elle concerne des exigences non couvertes par le code de réseau

- Dérogations accordées au titre de la législation nationale
  - → Ne sont plus valides, mais seront utilisées dans le cas d'une demande de dérogation au code de réseau

- Vision de RTE sur l'application aux sites existants:
  - → RTE n'a pas identifié à ce stade d'exigences du code entraînant une modification technique des installations à appliquer aux sites existants.
    Cette application éventuelle restera exceptionnelle, sur des cas mettant en danger la sécurité du système électrique (ex: déconnexion du petit PV)
  - → Certaines exigences sur des échanges d'information pourraient être envisagées.

## Les principes généraux

### Modernisation et remplacement d'équipements

- Les nouveaux équipements doivent satisfaire aux exigences du code qui les concernent

- L'utilisation de pièces de rechanges non conformes avec les exigences du code doit faire l'objet d'un accord avec le gestionnaire de réseau,

tout en respectant les conditions de l'art. 4(3).

# 3- Les exigences techniques

# Les exigences techniques

Exigences sur la fréquence

Exigences sur la tension

Stabilité sur défaut

Régime perturbé

Échange d'information

## Exigences sur la fréquence

### Plage de variation en fréquence

Type A (à partir de 800 W)

Exigence du code
Pour l'Europe Continentale

| Frequency Range | Time period for operation |
|---|---|
| 47.5 Hz – 48.5 Hz | To be defined by each TSO, while respecting the provision of Art 4(3), but not less than **30 minutes** |
| 48.5 Hz – 49.0 Hz | To be defined by each TSO, while respecting the provision of Art 4(3), but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz |
| 49.0 Hz – 51.0 Hz | **Unlimited** |
| 51.0 Hz – 51.5 Hz | **30 minutes** |

Exigence française

| Plage de fréquence | Durée minimale de fonctionnement |
|---|---|
| 47 => 47,5 | 1 min |
| 47,5 => 49 | 3 min |
| 49 => 49,5 | 5 H |
| 49,5 => 50,5 | Sans limite |
| 50,5 => 51 | 60 min |
| 51 => 52 | 15 min |

## Exigences en fréquence

# Plage de variation en fréquence

Type A (à partir de 800 W)

- Les exigences ne seront demandées que pour les nouvelles installations

ces plages de fréquence sont d'ores et déjà en vigueur dans certains pays.

- Evolution de la plage illimitée [49 Hz; 51Hz]
  - **Harmonisation au niveau européen:** certains pays disposent déjà d'une plage de fréquence normale de ce type, voire plus large encore (ex: la Belgique, l'Italie ou le Portugal), cela va dans le sens de la non-discrimination.
  - La plage illimitée est en ligne avec la norme IEC 60034 sur les machines tournantes électriques.
  - Cette exigence est une **capacité constructive** à pouvoir tenir ces plages de fréquence. Elle ne signifie pas que les GRT prévoient d'exploiter le réseau dans toute cette plage, de manière illimitée.

**L'objectif en exploitation reste de maintenir la fréquence au plus proche de 50 Hz (voir code Operationnal Security et Load Frequency Control) et les autres dispositions du code sur le réglage de la fréquence vont bien dans ce sens.**

**Exigences en fréquence**

# Plage de variation en fréquence

## Type A (à partir de 800 W)

### •Evolution des plages limitées:

Des plages de fréquence plus étendues et surtout des durées plus longues sont nécessaires car, à terme :

- le système sera constitué de plus en plus de petites installations et lors de grands incidents réseau, la remise en ordre du système électrique pourra être plus longue qu'avec de plus grosses installations centralisées.
- les petites installations apportent peu d'inertie au système, les variations de fréquence suite à incident risquent de devenir plus importantes.

Ce type d'exigences existe déjà dans certains pays (Italie, Portugal, Slovaquie).

## Les exigences en fréquence

# La baisse de puissance en cas de surfréquence *(LFSM –O)*

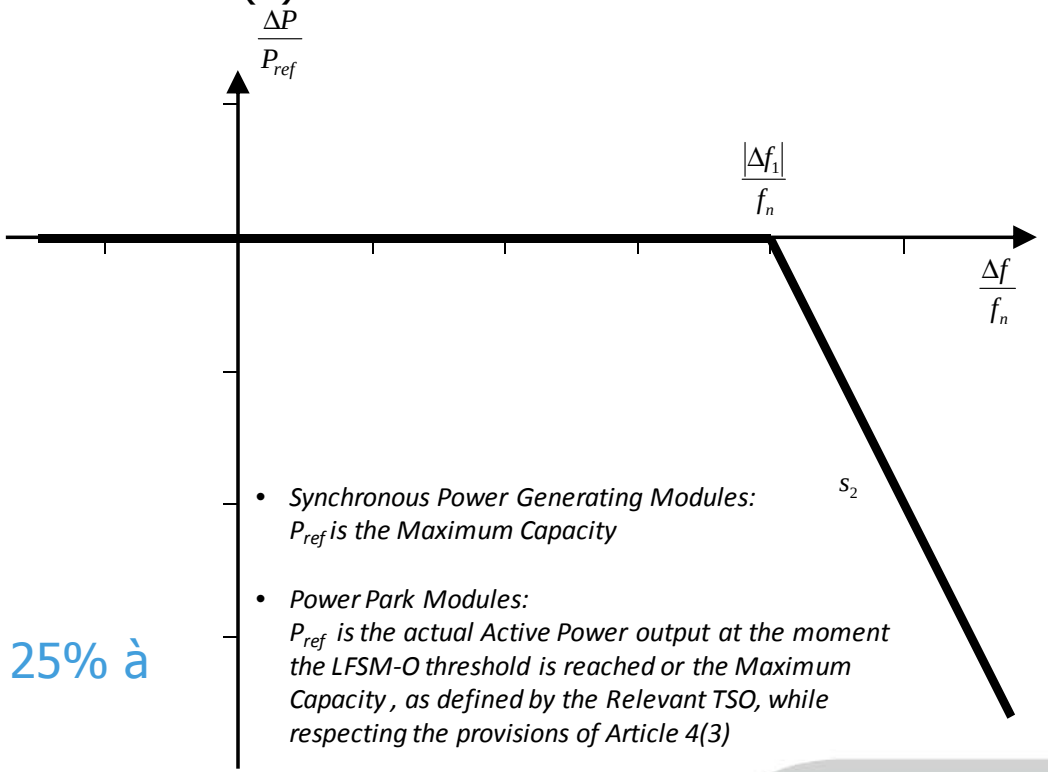
Type A (à partir de 800W)

Code RfG: La puissance doit commencer à baisser pour f1 comprise entre 50.2 Hz et 50.5 Hz, avec une pente comprise entre 2 – 12 % (Valeur à caler au niveau national)

Le groupe doit baisser jusqu'à sa puissance minimale de réglage ou continuer sa baisse, comme défini par le GRT, en respectant l'art. 4(3).

En accord avec les arrêtés, mais la déclinaison dans la DTR devra être légèrement modifiée

Aujourd'hui pour RTE, palier de 25% à 50.5Hz, puis pente de 4%.



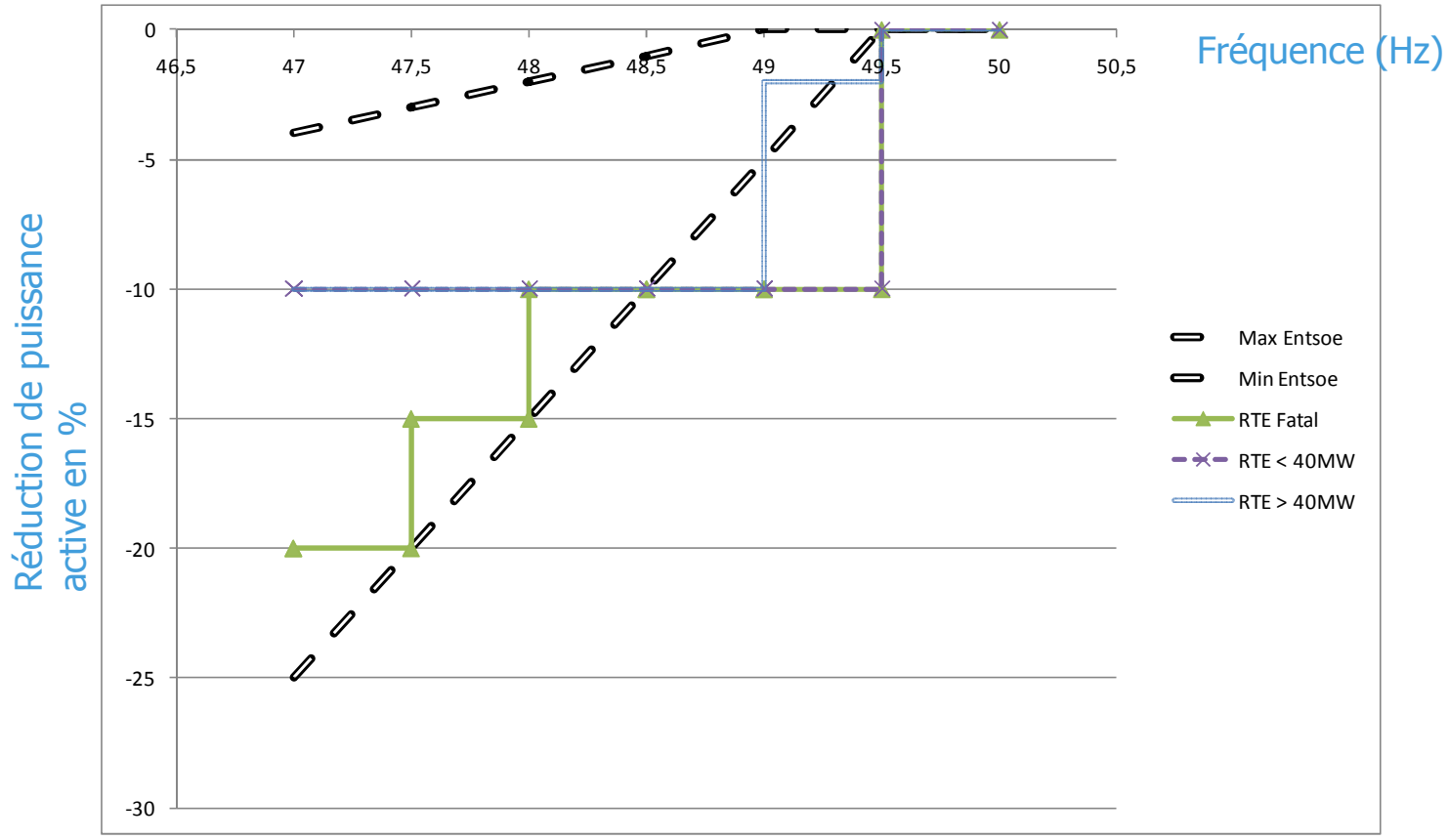

Réseau de transport d'électricité

## Les exigences en fréquence

# Baisse de puissance maximum admissible en cas de sous fréquence

Type A (à partir de 800W)

Pour des fréquences comprises entre [48,5 Hz; 49,5 Hz], les exigences françaises sont moins contraignantes que les nouvelles exigences.



## Les exigences en fréquence

### Action à distance / Reconnexion

uniquement type A et B (de 800 W à 50 MW)

- Les installations doivent pouvoir être commandables à distance (avec un degré qui dépend de leur type), car les petites installations, de part leur nombre jouent un rôle important dans l'équilibre du réseau

- Pour éviter la reconnexion massive d'installations après incident, les petites installations doivent tester différents paramètres du réseau avant de se connecter; pour les mêmes raisons, les variations de puissance lors de cette phase de reprise sont limitées.

## Les exigences en fréquence

# La hausse de puissance en cas de sous fréquence *(LFSM –U)*

Type C (à partir de 50 MW)

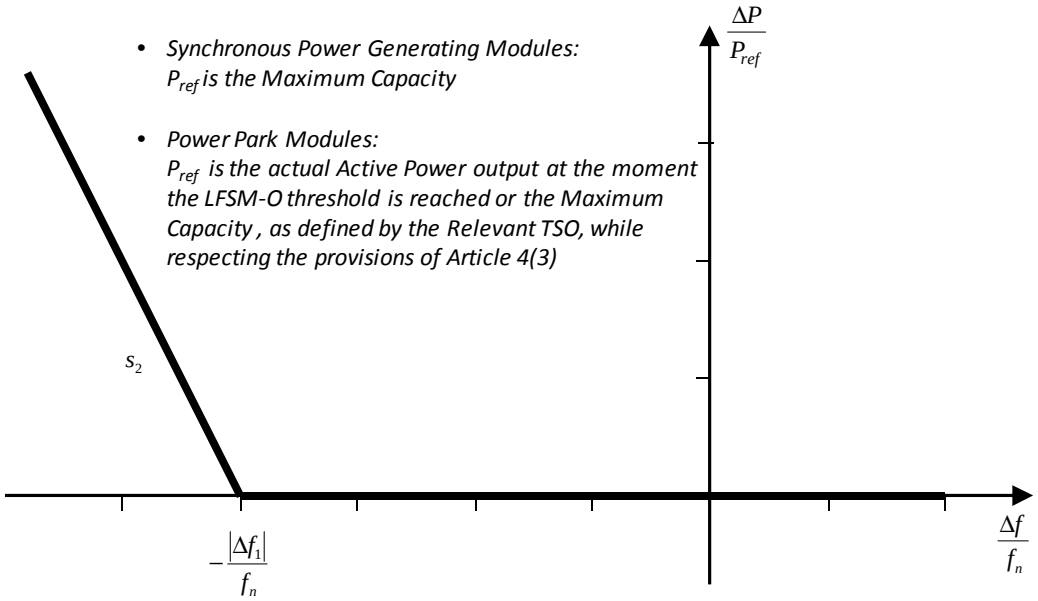
Code RfG: Le groupe doit être capable d'augmenter sa puissance pour f2 comprise entre 49.8 Hz et 49.5Hz, avec une pente comprise entre 2 – 12 % (Valeurs à caler au niveau national)

Le groupe doit augmenter sa puissance jusqu'à Pmax. La réponse effective dépendra des conditions d'exploitation et des conditions ambiantes, en particulier de la disponibilité de la source d'énergie primaire.

=> Cette exigence n'oblige pas le producteur à garder une réserve de puissance à la hausse.

En France, cette exigence est déjà appliquée par la plupart des groupes à travers le réglage primaire de fréquence.

Le code la demande également pour les énergies « fatales »



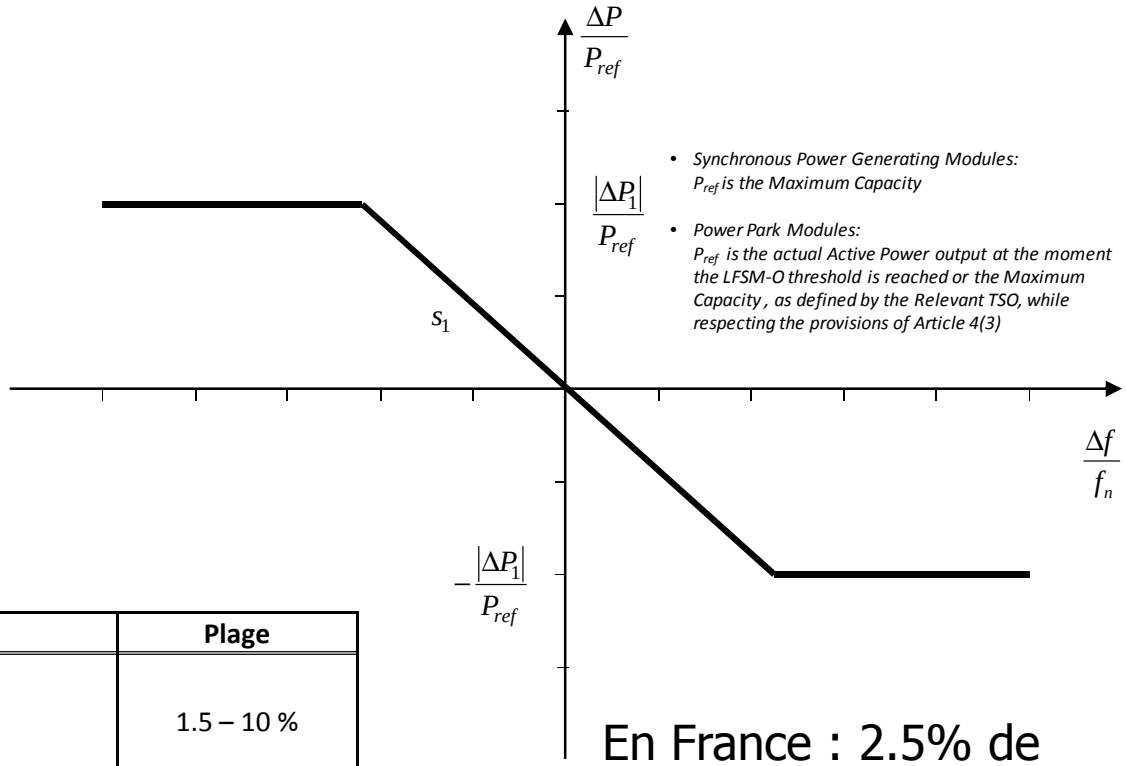
## Les exigences en fréquence

### Le réglage de fréquence

Type C (à partir de 50 MW)

Pas de modification quant au réglage de fréquence.

Le réglage secondaire n'est pas couvert par le code, il reste à la main du GRT




| Parametres | Plage |
|---|---|
| Plage de puissance réservée | 1.5 – 10 % |
| Insensibilité tolérée $\frac{\lvert\Delta P_1\rvert}{P_{max}}$ | 10 – 30 mHz |
| | 0.02 – 0.06 % |
| Bande morte | 0 – 500 mHz |
| Statisme $s_1$ | 2 – 12 % |

En France : 2.5% de réserve pour le RPF
2% de réserve pour le RSFP
Statisme 4 à 5%

## Les exigences en fréquence

### Inertie équivalente simulée

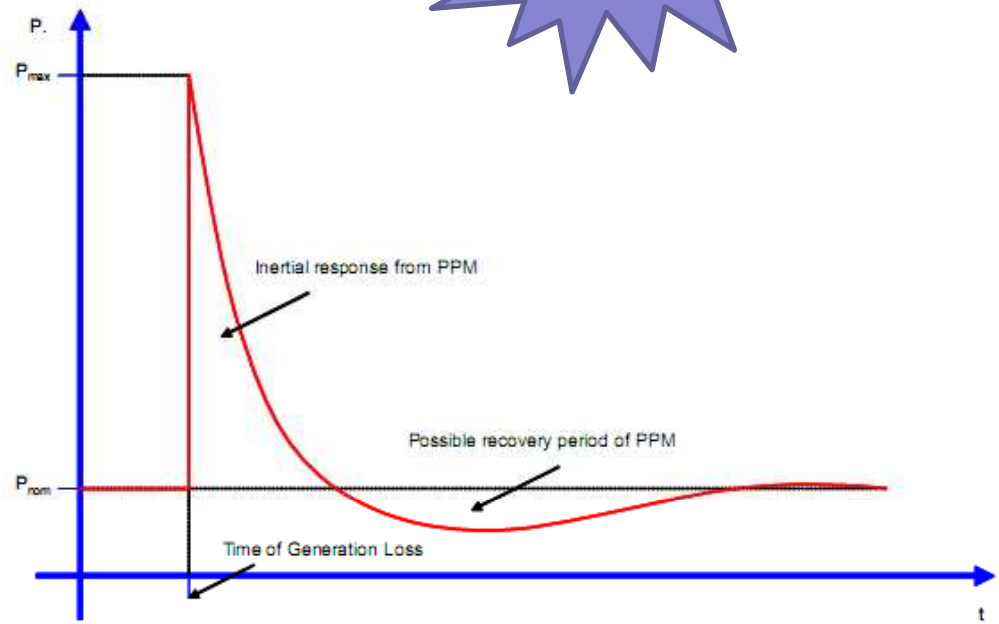
Power Park Modules de Type C (à partir de 50 MW)

nouveau

Si le GRT l'exige
le moyen de production doit :

Fournir une inertie équivalente à un groupe de production classique (génératrice synchrone) en réponse à une variation de fréquence

Les modalités de réponse et de retour à Pnom sont définies par le TSO




Exemple de réponse inertielle à une perte de groupe

## Les exigences en tension

Plage de variation en tension Type D (connectés à 110 kV et plus, ou > 75 MW)

### Exigence française

| Tension de référence | Plage de tension basse | Plage basse (pu) | Plage de tension haute | Plage Haute (pu) |
|---|---|---|---|---|
| 225 kV | 180kV / 200 kV | 0.8 / 0.89<br>(90 min à 0.85) | 245 kV / 250 kV | 1.09 / 1.11<br>(5 min à 1.1) |
| 400kV | 320 kV / 380 kV | 0.8 / 0.85<br>(90 min à 0.85) | 420 kV / 440 kV | 1.05 / 1.1<br>(5 min à 1.1) |

### Exigence ENTSOE

| Tension de référence | Plage de tension basse | Plage basse (pu) | Plage de tension haute | Plage Haute (pu) |
|---|---|---|---|---|
| 225 kV | 187/ 198 kV | 0.85 / 0.9<br>(60 minutes) | 246/253 kV | 1.118/ 1.15<br>(Pas moins de 20 minutes) |
| 400kV | 340 kV / 360 kV | 0.85 / 0.9<br>(60 minutes) | 420/435 kV<br>435/ 440 kV | 1.05 pu – 1.0875 pu<br>Pas moins de 60 minutes<br>1.0875 pu – 1.10 pu<br>60 minutes |

## Les exigences en tension

### Plage de variation en tension

Type D (connectés à 110 kV et plus, ou > 75 MW)

•Différence par rapport à la réglementation actuelle sur la durée de tenue en plage haute, mais pas de contrainte identifiée sur le matériels d'après les recommandations CIGRE.

•Des exigences aussi contraignantes existent déjà : Espagne, Pologne, Roumanie

•Le code porte sur la capacité constructive, il ne s'agit pas de conditions d'exploitation. On ne vise pas une dégradation du plan de tension en régime normal.

•Il faut analyser cette exigence avec les diagrammes UQ:

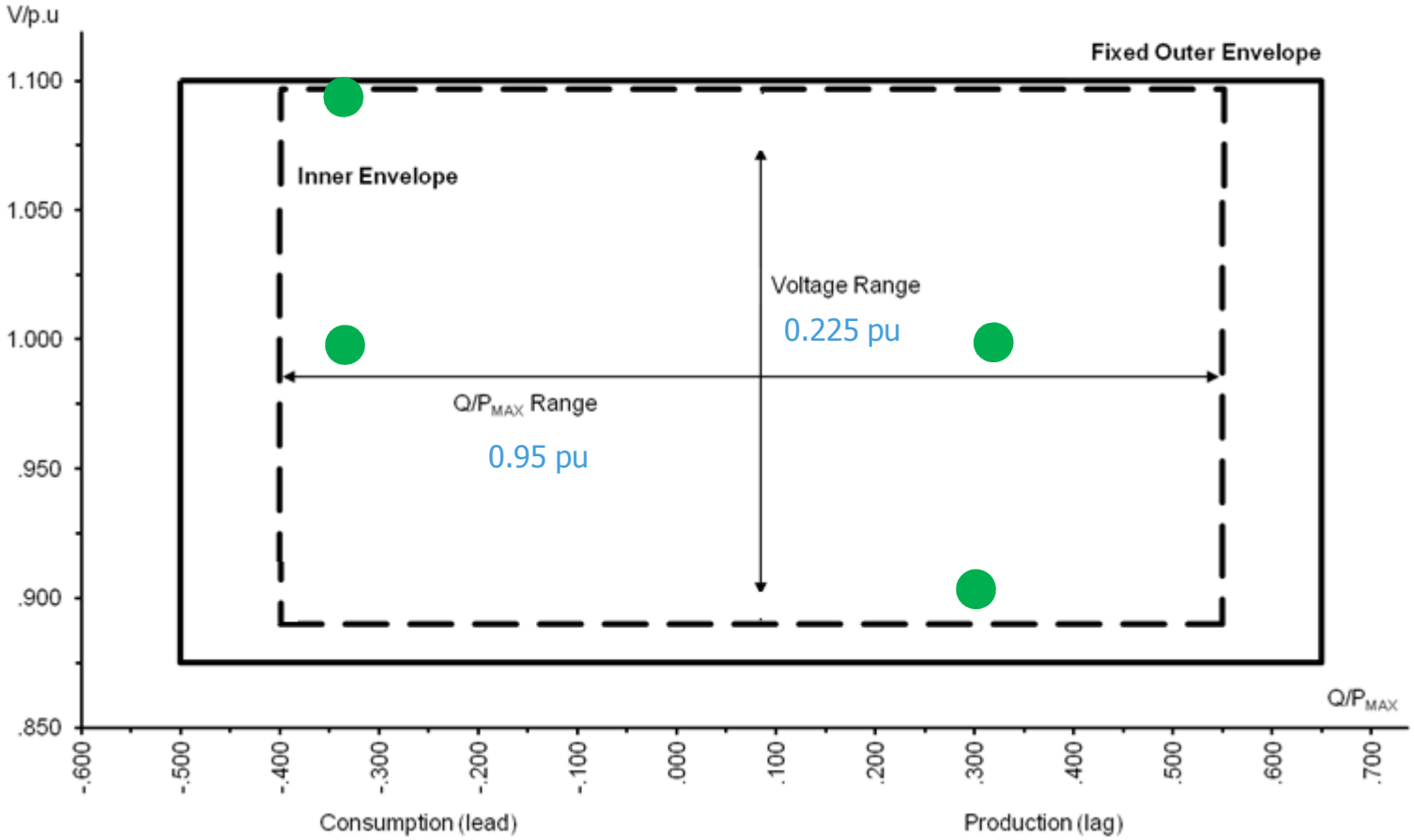
- il ne sera pas demandé en France de tenir une tension haute au PDL et de fournir du réactif.

  Dans la configuration actuelle, le groupe devra pouvoir consommer du réactif dans les plages de tensions hautes ce qui rend les tensions au « stator » plus cohérentes avec les valeurs actuelles.

## Les exigences en tension

### Capacité des installations à moduler le réactif
Type C (à partir de 50 MW)

oLa capacité en réactif des installations à **Pmax** (diagramme UQ)



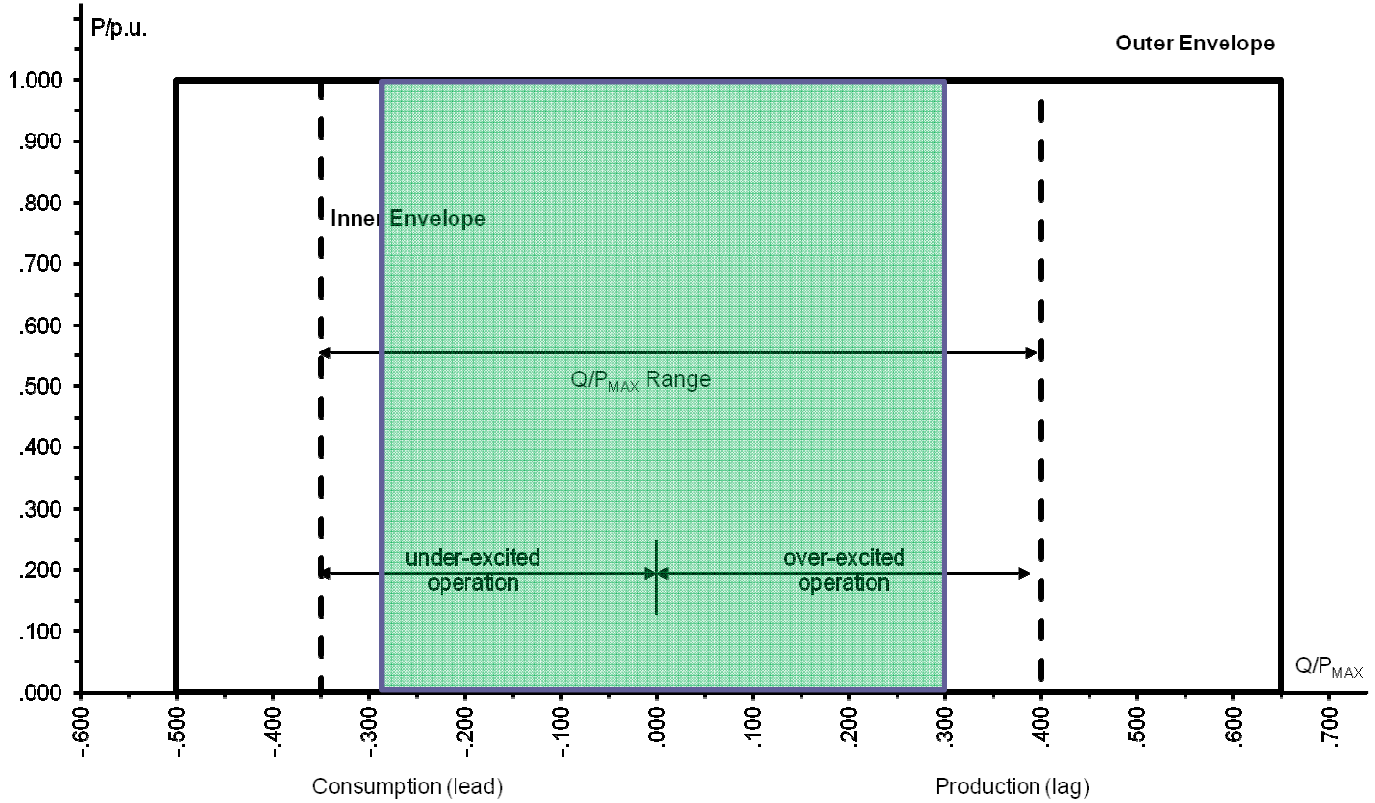

Exigence RTE

Réseau de transport d'électricité

# Les exigences en tension

## Capacité des installations à moduler le réactif
Type C (à partir de 50 MW) PPM

oLa capacité en réactif des installations de **type PPM** (diagramme PQ)



## Les exigences en tension

### Le réglage de tension

Type C (à partir de 50 MW)

- Le réglage de tension pour les groupes synchrones n'est pas spécifié dans le code ENTSOE : choix libre du GRT national

- Pour les PPM, le réglage « type 2 : U + λQ = cst » fait partie des types de réglages spécifiés.

- Pour le RST, spécificité française, le code ne couvre pas cette exigence, la loi française reste donc en vigueur.

## Les exigences en tension

### Seuils de déconnexion en tension : Type C (> 50 MW)

- Le GRT **peut** demander à ce que l'installation se déconnecte automatiquement sur critère de tension. (seuil à définir au niveau national suivant l'article 4.3)

### Capacité en réactif (simple) : Type B (> 1 MW) synchrones

- Le GRT/D **peut** demander à ce que l'installation de production ait des capacités en réactif et soit équipé d'un régulateur automatique de tension.

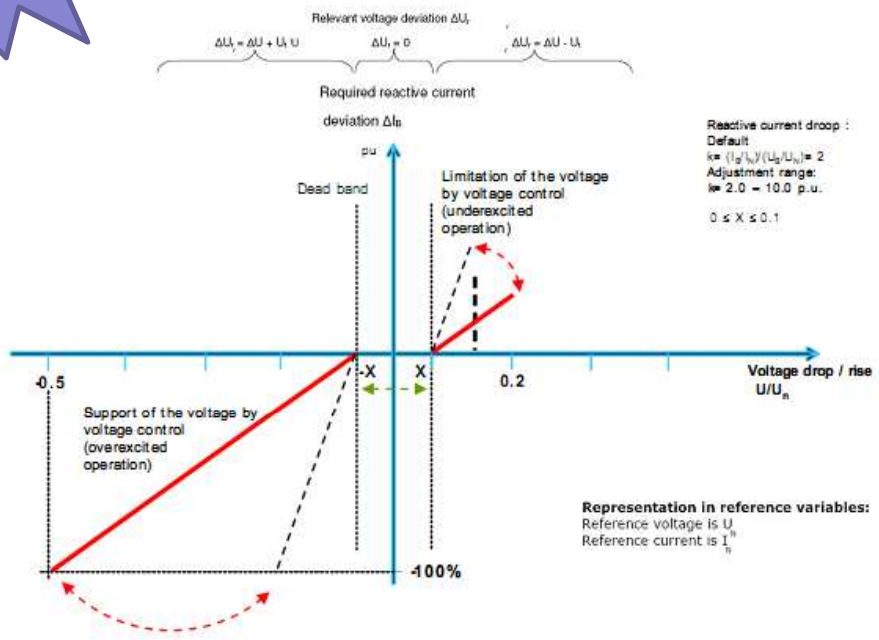
## Les exigences en tension

### Injection de réactif en cas de tension basse

Type B (à partir de 1 MW)

nouveau

### Exemple d'exigence




Exigence pour les PPM, sur demande du GRT :

Injecter du courant réactif lorsque la tension baisse ou en cas de défaut.

**Exigence :**

- fournir 2/3 du courant souhaité en t0 ≥10ms
- fournir 90% du courant souhaité en 60 ms

I réactif max ≥I effectivement fourni avant défaut

Cette exigence est déjà répandue en dans les autres pays européens. Elle permet de limiter l'amplitude géographique du creux de tension, de limiter le déclenchement massif d'ENR et améliore la stabilité des groupes classiques.

RTE demandera cette exigence, le périmètre d'application ainsi que les paramètres restent à définir.

## Stabilité sur défaut

Creux de tension Type B (à partir de 1 MW) Machines synchrones

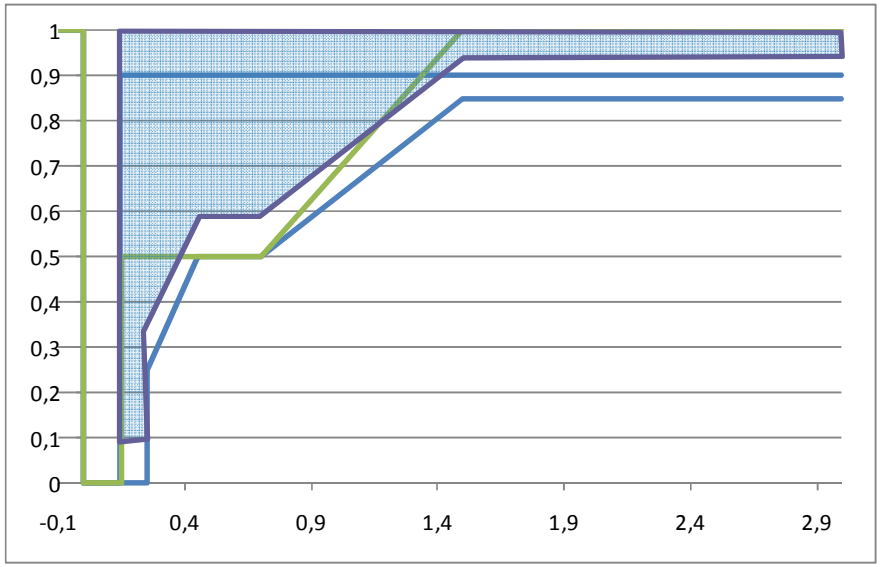
Code RfG

Exigences françaises RPT
Exigences françaises RPD

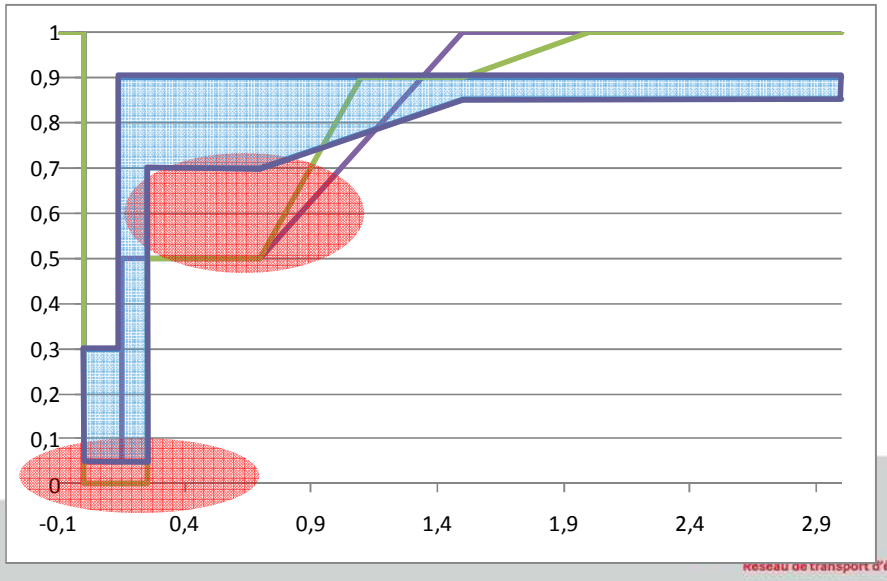
Le Code ENTSOE est donc moins contraignant que les exigences actuelles

Afin de préserver l'équilibre P=C après le défaut, le GRT peut définir un critère de rapidité pour le retour de la puissance active.

Pour les raccordements > 110 kV




Pour les raccordements < 110 kV



## Stabilité sur défaut

Creux de tension Type B (à partir de 1 MW) PPM

Code RfG

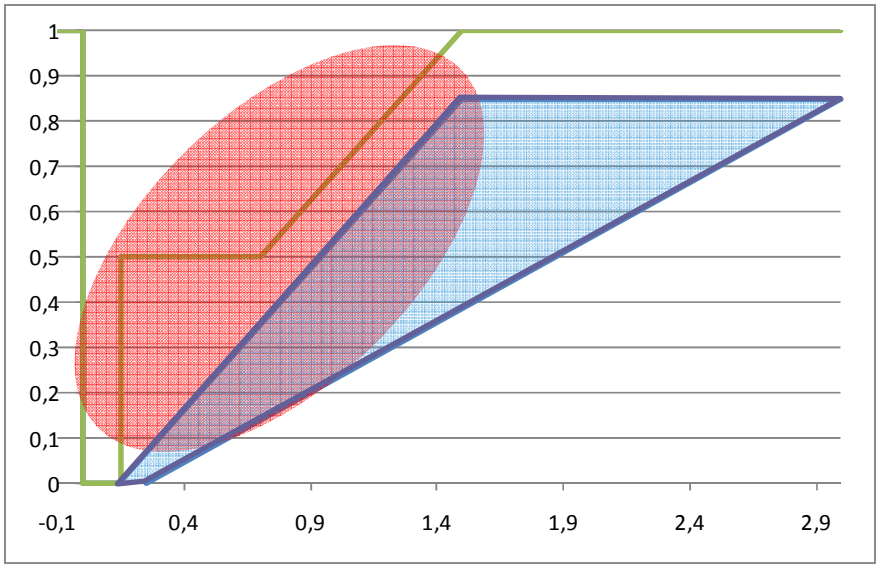
Exigences françaises RPT

Exigences françaises RPD

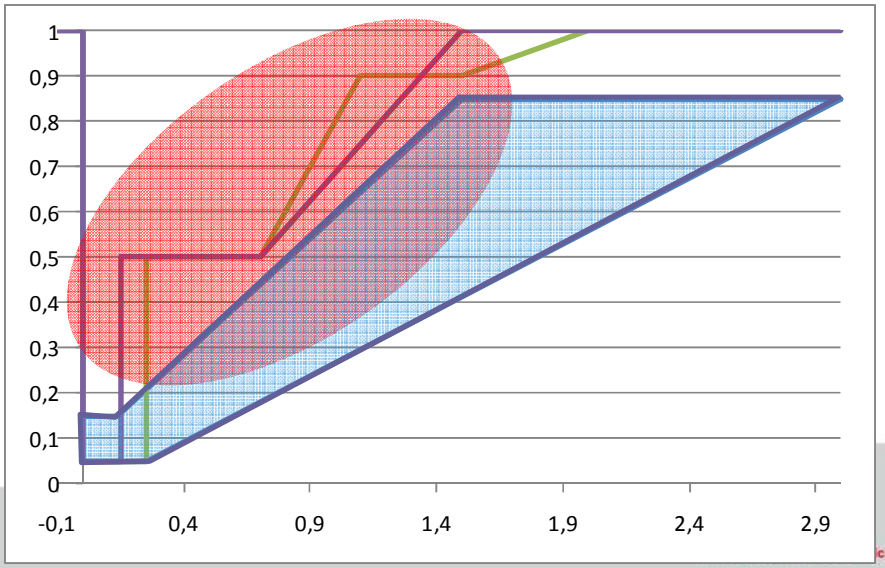
Les exigences du code sont plus contraignantes, mais sont cohérentes avec des pratiques actuelles dans d'autres pays.

Afin de préserver l'équilibre P=C après le défaut, le GRT peut définir un critère de rapidité pour le retour de la puissance active.

Pour les raccordements > 110 kV




Pour les raccordements < 110 kV



## Régime perturbé

### Condition de reconnexion après déconnexion : Type B (à partir de 1 MW)

Le GRT peut définir les critères qui doivent être respecté avant de se reconnecter au réseau après une déconnexion due à un incident réseau

### Black Start : Type C (à partir de 50 MW)

Le black start n'est pas obligatoire, mais si il y a un risque pour le système du à un manque de capacité de black start, le GRT peut le demander.
Les groupes concernés doivent pouvoir démarrer sans apport externe d'énergie et pouvoir se synchroniser au réseau dans les conditions de fréquence et tension définies par le code. De plus l'installation de production devra pouvoir contrôler la tension et la fréquence lors de la séquence de reconstitution du réseau.

### Fonctionnement en réseau séparé: Type C (à partir de 50 MW)

Le GRT peut demander le fonctionnement en réseau séparé d'une installation, dans ce cas, l'installation doit être capable de réduire sa puissance jusqu'à 55% de sa Pmax pour réguler la fréquence. La méthode de détection de ce fonctionnement sera déterminée entre le producteur et le GRT.

## Régime perturbé

Recouplage rapide après défaut: Type C (à partir de 50 MW)

Les groupes doivent être capables de se reconnecter en 15 minutes. Les groupes dont le temps de démarrage est supérieur à 15 minutes doivent être conçus pour s'ilôter.

## Echange d'informations

Type B (à partir de 1MW)

Les unités de production doivent être équipées pour pouvoir échanger en temps réel ou à postériori avec un échantillonnage à définir, des informations avec le GRT/D.

Le GRT/D, en coopération avec le GRT devra définir la liste précise des informations à échanger.

# 3- Réflexion sur l'implémentation du code en France

Réseau de transport d'électricité

## Réflexion sur l'implémentation du code en France

# Calendrier prévisionnel pour la validation du code

| | |
|---|---|
| ▪ Session publique d'information par ENTSOE | début mars 2013 |
| ▪ Remise du code RfG finalisé à l'ACER | début mars 2013 |
| ▪ Démarrage de la Comitologie (1 an minimum?) | mi-2013 (date au plus tôt) |
| ▪ Publication du code au Journal Officiel de l'Union Européenne | J mi-2014 (date au plus tôt) |
| ▪ Entrée en vigueur du code | J+20 2014 (date au plus tôt) |
| ▪ Applicabilité des exigences du code | J mi- 2017 (date au plus tôt) |

## Réflexion sur l'implémentation du code en France

•La question majeure autour de l'implémentation du code est la définition des paramètres techniques pour lesquels le code ne donne pas de valeur précise, mais une plage ou uniquement un principe. Ces paramètres doivent être définis au niveau national.

•Conformément à l'article 4(3) du code, cette définition doit se faire de manière transparente, en respectant le principe de proportionnalité et de non-discrimination. Les autorités compétentes de chaque Etat Membre sont parties prenantes dans le processus.

•L'implémentation réussie du code RfG en France nécessite

- d'anticiper la mise en œuvre pour avoir le temps de s'y préparer
- Une contribution très forte des GRD en coordination avec RTE
- la coordination entre les GRT
- une phase de concertation avec les acteurs
- une décision finale de la DGEC sur la base des propositions concertées

## Réflexion sur l'implémentation du code en France

### Proposition RTE pour préparer l'implémentation du code

*Ceci est une première proposition, qui doit faire l'objet de discussions avec toutes les parties prenantes, en particulier avec les gestionnaires de réseau de distribution.*

- Etape 1 : Revue d'exigences détaillée du code RfG et définition des types A à D
  - identification des écarts (nouvelles exigences ou exigences actuelles modifiées)
  - identification précise des paramètres à définir au niveau national
  - définition des seuils français pour définir les types d'installations de production (A à D)

*Acteurs: RTE, distributeurs pour les exigences sur le RPD et la définition des types*

- Etape 2: Concertation phase 1
  - présentation aux acteurs de la revue d'exigences et des seuils pour les types A à D
  - proposition finale
  - validation par la DGEC

*Acteurs: RTE, distributeurs, producteurs, CRE et DGEC*

- Etape 3: Analyse et 1ères propositions sur les paramètres
  - exigences existantes sur le RPT: sauf cas particulier à justifier, RTE proposera de ne pas les modifier. Une coordination avec les GRT voisins sera assurée.
  - exigences existantes sur le RPD: la position sera à définir par les distributeurs, en coordination avec RTE.
  - Nouvelles exigences: Proposition à faire par RTE (en coordination avec les GRT voisins) pour les exigences sur le RPT, et proposition coordonnée RTE/distributeurs à élaborer pour les exigences sur le RPD.

*Acteurs: RTE, distributeurs pour les exigences sur le RPD*

## Réflexion sur l'implémentation du code en France

### Proposition RTE pour préparer l'implémentation du code

- Etape 4 : Concertation phase 2
  - création de sous-groupes spécifiques pour discuter des 1ères propositions
  - consultation formelle
  - validation des paramètres par la DGEC

*Acteurs: RTE, distributeurs, producteurs, CRE et DGEC*

➢L'implémentation du code dans la réglementation française sera à définir par la DGEC.

➢Les distributeurs et RTE doivent se coordonner au préalable pour établir une méthode de travail.

➢Les phases de concertation pourraient se dérouler dans le cadre du CURTE pour ce qui concerne le RPT. Les GRD définiront les conditions de concertation pour les exigences sur le RPD.

ENTSOE prévoit de travailler sur la coordination des implémentations nationales, dès la remise du code à l'ACER et en parallèle de la phase de comitologie.

# Avez-vous des questions?