Réseau de transport d'électricité

Présentation du Code ENTSOE de raccordement pour les consommateurs et distributeurs

2 juillet 2012

Sommaire

1- ENTSOE et les codes réseaux

2- Le processus d'élaboration du DCC

3- Les enjeux de demain

4- Le champ du code et sa structure

5- Les exigences techniques

6- Le rôle des distributeurs dans les codes de raccordement

1-ENTSO-E ET LES CODES DE RÉSEAU

Présentation d'ENTSO-E
Organisation et missions

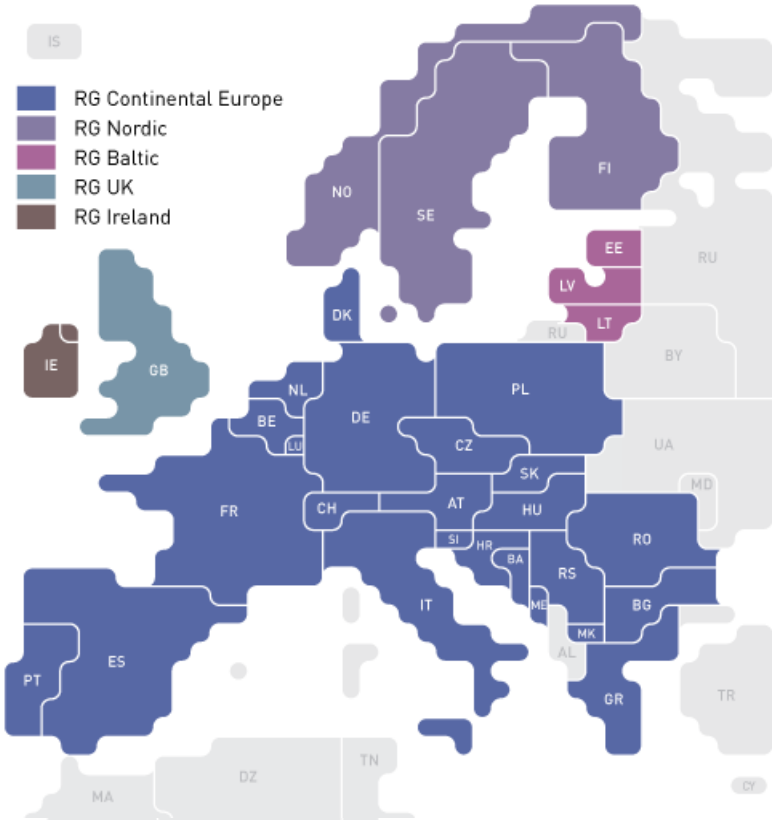
ENTSO-E est le réseau européen des GRT voulu par le Règlement européen

Opérationnel depuis le 1er juillet 2009 (Statuts enregistrés dès le 19 décembre 2008)

41 GRT (34 pays)

Remplace 6 associations de GRT :

- ATSOI
- BALTSO
- ETSO
- NORDEL
- UCTE
- UKTSOA



***Regional Groups* constitués au sein d'ENTSO-E**

Source : www.entsoe.eu

1- ENTSO-E et les codes de réseau

Présentation d'ENTSO-E
Organisation et missions

Objectifs fixés par le Règlement européen 714/2009 :

- Elaborer des normes harmonisées concernant les questions transfrontalières
- Garantir une coordination pour permettre la synchronisation des opérations de réseau et éviter les défaillances éventuelles
- Coordonner et planifier les investissements dans le réseau

… sous le contrôle de la CE et de l'ACER

Elaboration des codes de réseau

Adoption de :

- Outils communs de gestion de réseau pour assurer la coordination de l'exploitation du réseau
- Un plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté
- Des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique entre les GRT de la Communauté et ceux des pays tiers
- Des prospectives annuelles estivales et hivernales sur l'adéquation des capacités de production.

Le Règlement prévoit des codes réseaux sur différents domaines (marché, raccordement, exploitation…)

Présentation d'ENTSO-E
Organisation et missions

Assemblée :

1 représentant / membre

Pouvoir de gouvernance général (statuts, désignation du Board, budget…) + adoption des codes réseau, code de développement décennal

Board :

12 membres

Rôle de coordinateur des actions au sein d'ENTSO-E

Secretariat :

1 secrétaire général assisté de 3 experts

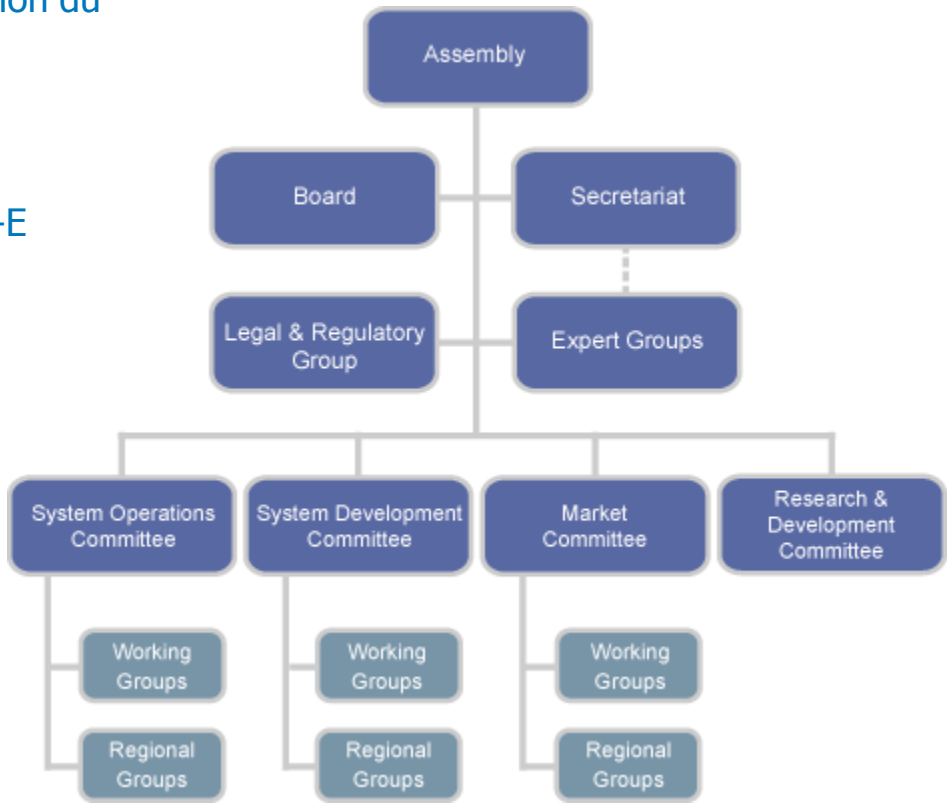
Legal & Regulatory Group :

1 représentant / membre

SOC / SDC / MC / RDC :

1 représentant / membre

Missions : organiser la coopération entre les GRT (sur toute question opérationnelle).



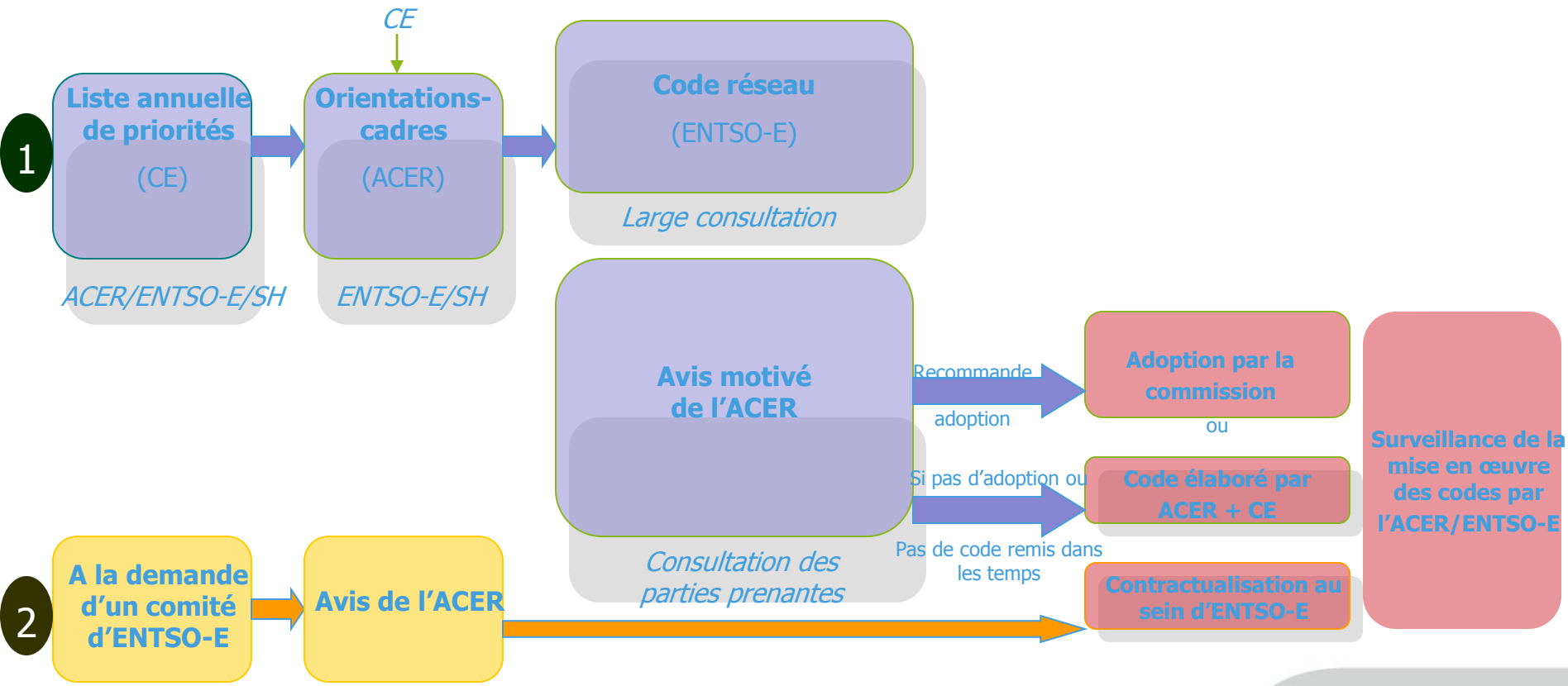
Organisation et gouvernance d'ENTSO-E

Source : www.entsoe.eu

1- ENTSO-E et les codes de réseau

Contexte et principes généraux des codes réseaux

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



1- ENTSO-E et les codes de réseau

Contexte et principes généraux des codes réseaux

Nature juridique des codes et applicabilité

- **Adoption des codes sous forme de « règlement communautaire »**
  = Primauté des codes sur le droit national des Etats membres
  = Applicables dans les Etats membres et opposables aux tiers

- **Possibilité pour la législation nationale de subsister (à condition de respecter les principes généraux énoncés par les codes ou de porter sur des sujets non traités par les codes)**

- **Codes de réseau = une partie non négligeable de la réglementation de demain**

- **Conséquence : un travail de réécriture/simplification de la DTR et des textes applicables (textes réglementaires et contrats) sera sans doute nécessaire pour supprimer toute contradiction ou difficulté d'application des codes.**

2- LE PROCESSUS D'ELABORATION DU CODE DCC

ACER
Agency for the Cooperation of Energy Regulators

'Framework Guideline'

Approved July 2011

FWGL

Electricity Grid Connection

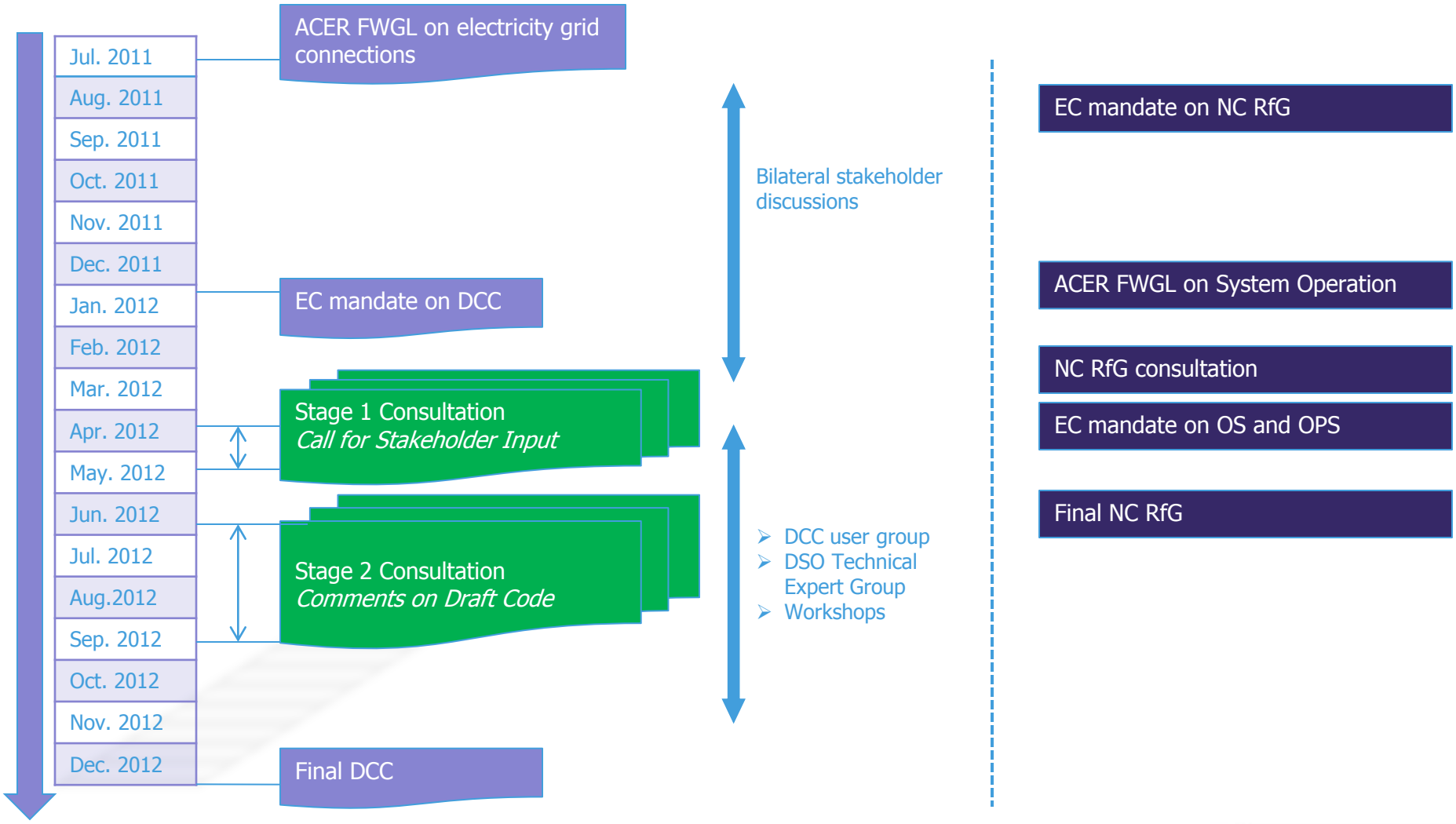


entsoe
Reliable Sustainable Connected

Network Codes

- Generation Connection
- Demand Connection
- HVDC Connection
- Connection procedure

Demand Connection Code – Timeline & context



Demand Connection Code – Stakeholder interactions

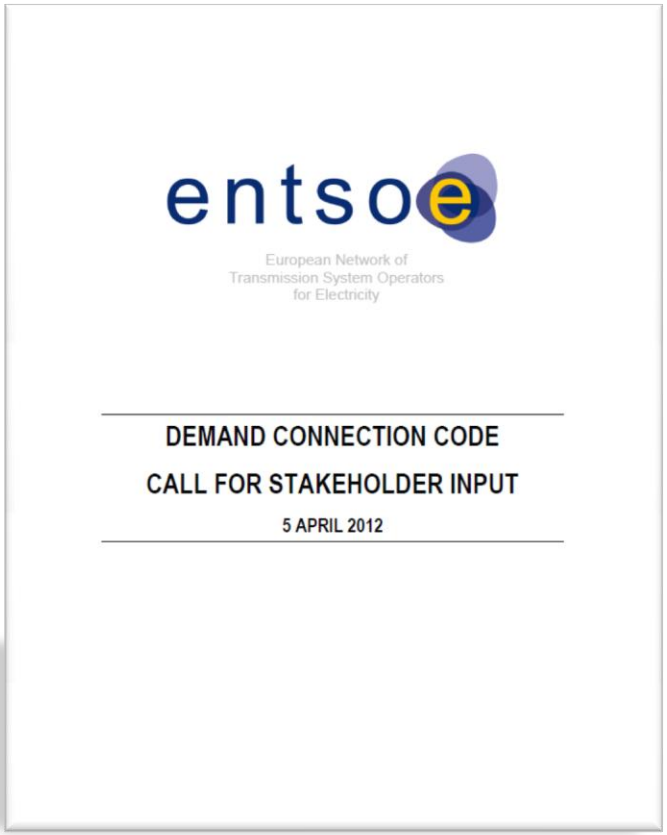
- ***DSO Technical Expert Group***
  - Nominated by CEDEC, EDSO-SG, Eurelectric DSO and Geode
  - Sequence of 10 meetings since July 2011
  - Work program based on DCC principles and reviews of initial draft code
- ***IFIEC***
  - First meeting on DCC principles
  - Second meeting on initial draft code
- ***CENELEC***
  - Links with standardization and ongoing work under Mandate 490
- ***CECED***
  - Initial discussion on demand response by domestic appliances
  - 2 meetings to date

► Agreed principles/topics published as **'DCC preliminary scope'**.
► Discussions on initial draft code allowed to identify those topics for which **broader stakeholder views** are requested.
► Stakeholder discussions continue as of this stage by means of a **DCC user group**.

Demand Connection Code – Call for Stakeholder Input

- Published on 5 April
- General viewpoints requested on options that can be taken by DCC
- Five topics identified which are new to many grid codes
  - Demand Side Response for Reserves
  - Demand Side Response for System Frequency Control
  - Reactive Power Exchange capability
  - Voltage withstand capability
  - Frequency withstand capability

  ENTSO-E proposes options for each, underpinned by illustrating case studies, including CBAs. Viewpoints and supporting data on these are requested.
- Feedback was to be provided by 9 May (see website for details). Responses were published.
- The draft DCC and its supporting justification use the responses received as guidance.



Demand Connection Code – Consultation publique et suite

➢ *Consultation publique*

- Consultation publique sur le projet de code DCC du 27 juin au 12 septembre 2012

Les réponses sont à apporter sur le site web d'ENTSOE

- Publication en même temps de documents d'accompagnement
  - Note explicative des enjeux et des positions retenues dans le code suite à la première phase de consultation
  - Frequently Asked Questions (~30), dont les CBA supplémentaires demandées lors de la phase 1 de consultation

➢ *Next steps*

ENTSO-E va analyser l'ensemble des commentaires, va répondre et adapter le code si nécessaire à partir de septembre

Soumission à l'ACER début janvier 2013

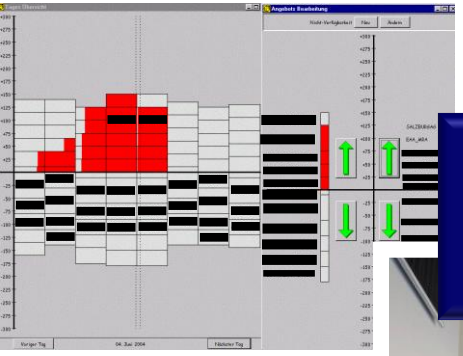
Comitologie (+/- 18 mois)

Entrée en vigueur après publication au JO de la Commission Européenne

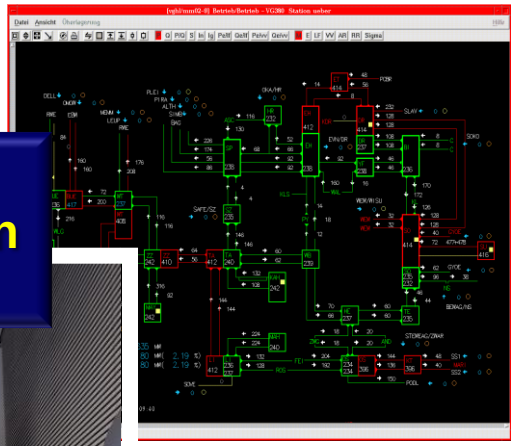
Application au maximum 3 ans après l'entrée en vigueur (revue des décrets/ arrêtés et codes nationaux, des contrats,...)

3- LES ENJEUX DE DEMAIN

Efficiently operating the power system – it's getting harder!







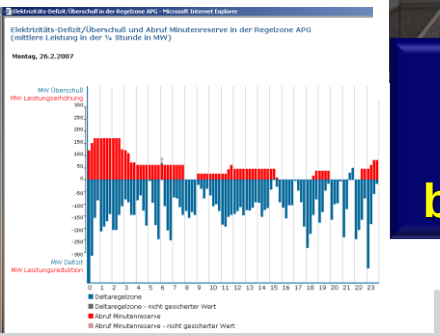
Large wind & solar volumes

Geographic concentration of RES

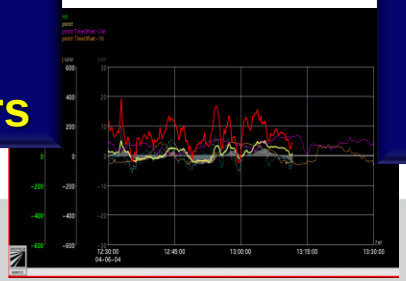


Increasing Levels of Market driven Flows

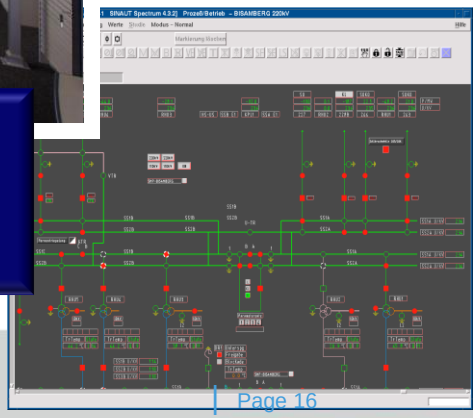
Delays in building infrastructure



Frequency Deviations between hours



Rules on Priority Dispatch



Challenges Ahead – Results of change

Within last 10 years:

- New generation has used most 'spare' capacity on the network
- Renewable grown to excess of minimum load in some countries
- Renewables built in remote (sparse) sections of network
- Centralised to dispersed generation (with reduced control and services)
- Greater energy efficiency in demand
- Networks highly leveraged
- Bi-directional power flow with distributions networks
- More automated users and networks
- Offshore generation
- Step change in interconnection
- Major network development programmes

10 years is within lead-time taken to build a major transmission line

Challenges Ahead – Necessary Response

Fundamental change to network planning and operation by TSOs to integrate RES and move from national to synchronous or European network view.

Network codes through EC 3rd legislative package will be instrumental in this

Key challenges identified within the context of this code:

- Replacing services previously held on large scale generation
- Dealing with the volatility of renewable energy sources
- Performance of distribution networks
- Ensuring Smartgrids deployment provides benefit to these needs

Challenges Ahead – Necessary Response

Pour faire face à ces enjeux, tous les acteurs du système électrique doivent être mobilisés

- Les gestionnaires de réseaux de transport
  - Par leurs règles d'exploitation, leur professionnalisme et les investissements réseau
- Les producteurs
  - Ils contribuent depuis longtemps au bon fonctionnement du système électrique et vont continuer, avec des exigences adaptées. C'est l'objet du code de raccordement ENTSOE pour les producteurs (RfG)
- Les distributeurs et les gestionnaires de réseaux privés
  - Ils ont un rôle majeur à jouer, en tant que gestionnaires de réseaux.
  - Les distributeurs doivent aussi faciliter le développement des EnR sur leur réseau en garantissant la qualité d'alimentation de leurs clients.
- Les consommateurs
  - Leur contribution au fonctionnement du système s'est accrue ces dernières années, mais leur rôle va encore s'accentuer
  - Le développement des SMARTGRIDs va permettre de faire émerger de nouvelles solutions, pour les industriels, mais aussi pour les consommateurs domestiques

4-LE CHAMP DU CODE ET SA STRUCTURE

What is a 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 utilisateurs significatifs du DCC

- Le critère “Significatif” est regardé par exigence

De manière générale,

- **Les consommateurs “significatifs”**
  - Les consommateurs raccordés au réseau de transport
  - Les consommateurs qui fournissent des services de Réponse de la Demande (DSR)

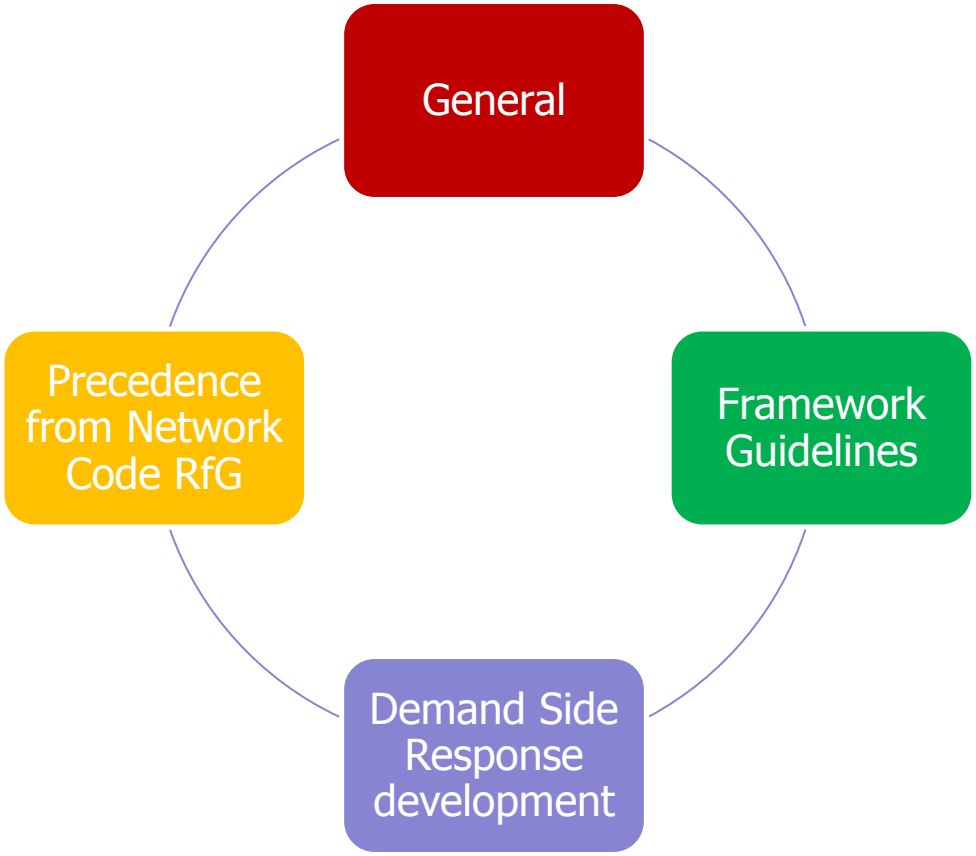
- **Les réseaux de distribution “significatifs”**
  - Les réseaux de distribution connectés au réseau de transport (publics ou “fermés”)
  - Les réseaux “fermés” qui fournissent des DSR

Le rôle particulier des distributeurs

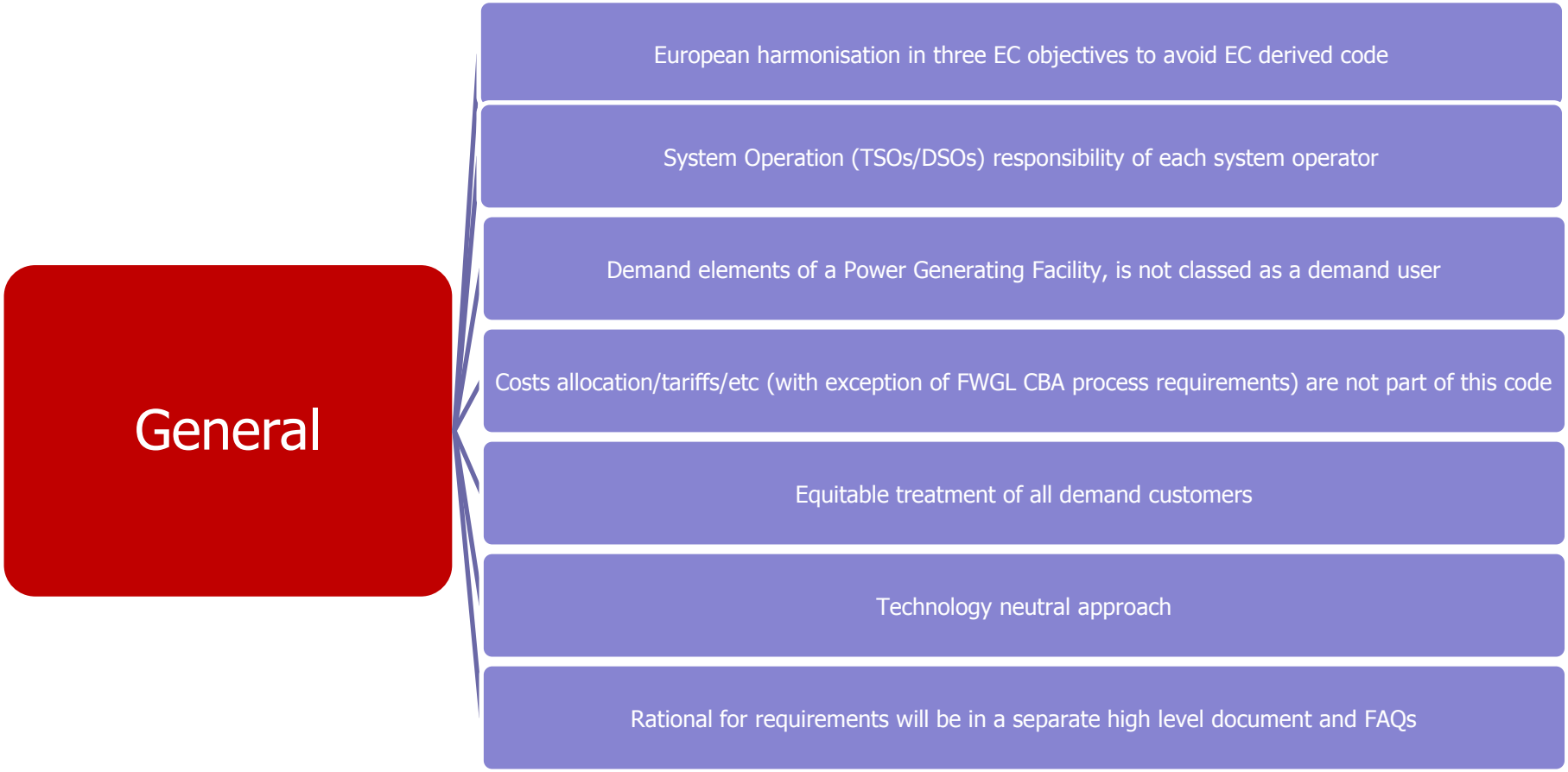
- Considérés comme des utilisateurs pour leurs demandes de raccordement
- Ont aussi un rôle comme gestionnaires de réseau

Les principes généraux

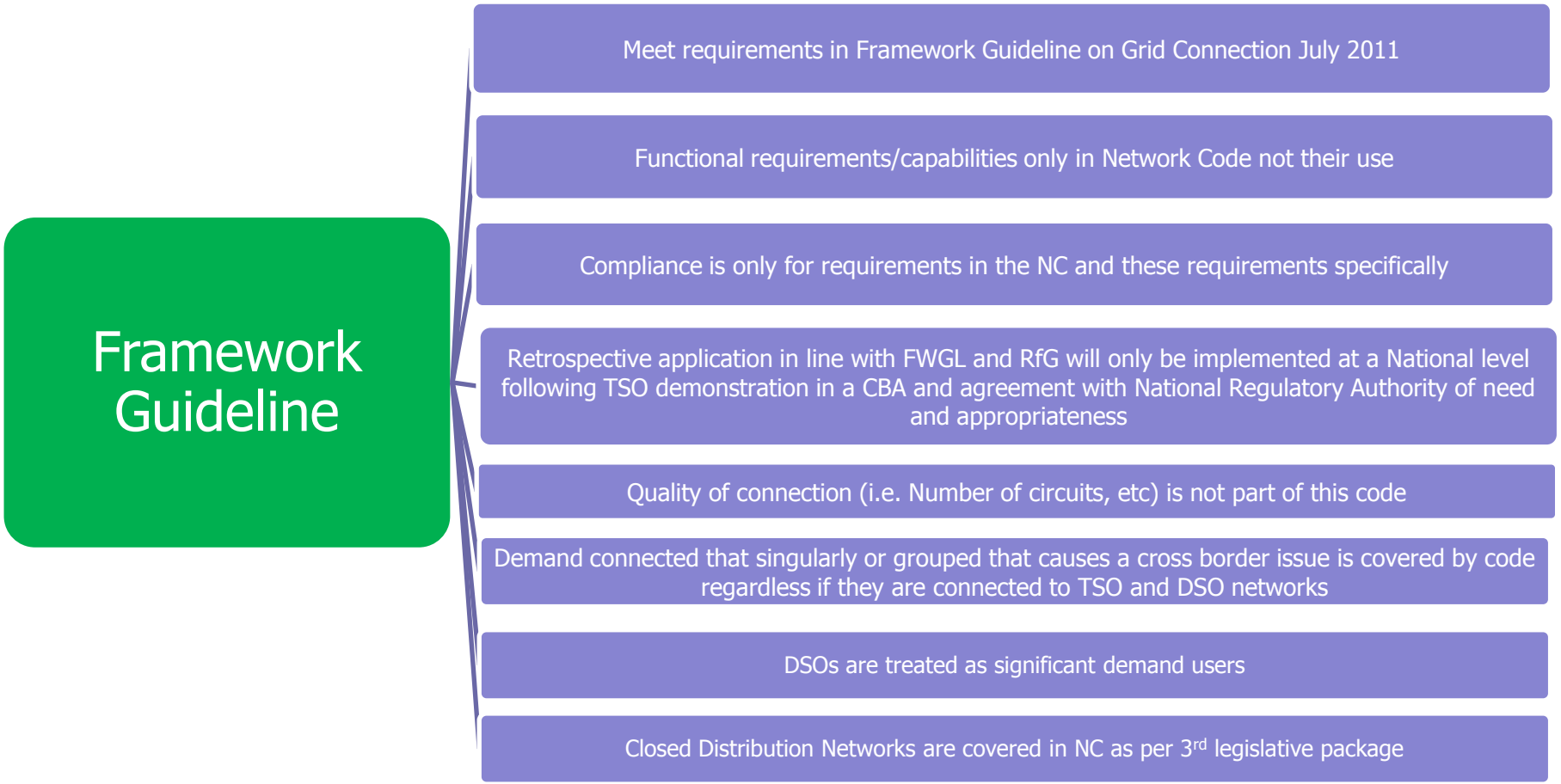
High level principles categorised in four areas:



Les principes généraux



Les principes généraux



Les principes généraux

Les thématiques transfrontalières

What is a cross-border issue?

ACER Framework Guideline on Electricity Grid Connection

A.o. in definition of Significant Grid Users – *"Pre-existing grid users and new grid users which are deemed significant on the basis of their impact on the cross border system performance via influence on the control area's security of supply, including provision of ancillary services."*

Les principes généraux

Les thématiques transfrontalières

(EC) 714/2009 – Art. 8 (7)

- *"The network codes shall be developed for cross-border network issues and market integration issues and shall be without prejudice to the Member States' right to establish national network codes which do not affect cross-border trade"*

Context 3rd Energy Package

- supporting the completion and functioning of the internal market in electricity and cross-border trade
- facilitating the targets for penetration of renewable generation
- maintaining security of supply

ENTSO-E definition

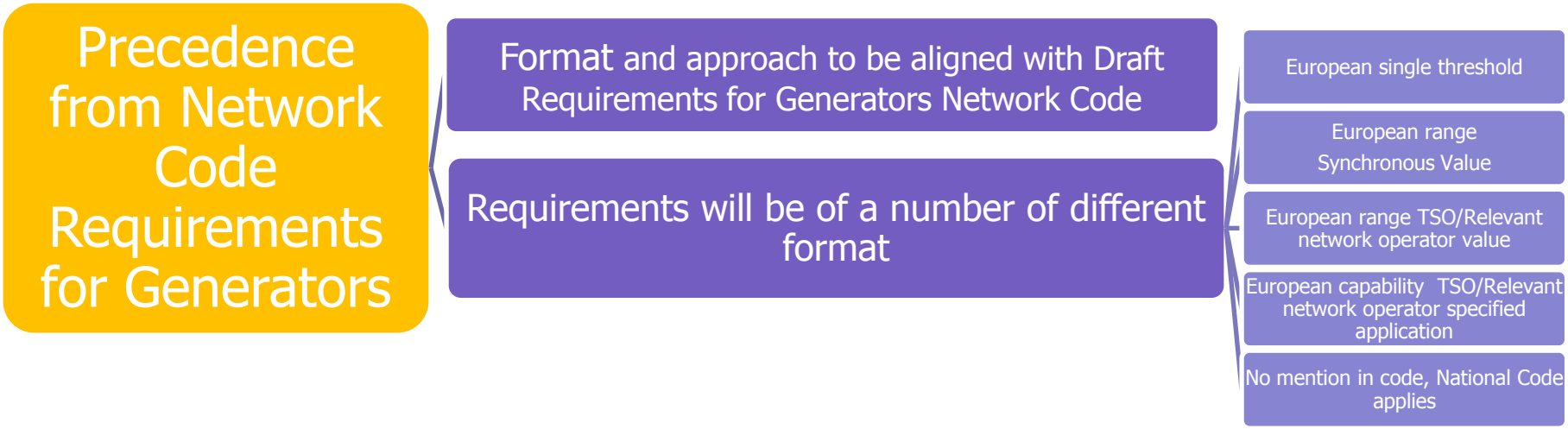
- All requirements that contribute to maintaining, preserving and restoring system security in order to facilitate proper functioning of the internal electricity market within and between synchronous areas, and to achieving cost efficiencies through technical standardization shall be regarded as "**cross-border network issues and market integration issues**".

Les principes généraux

Les thèmes couverts

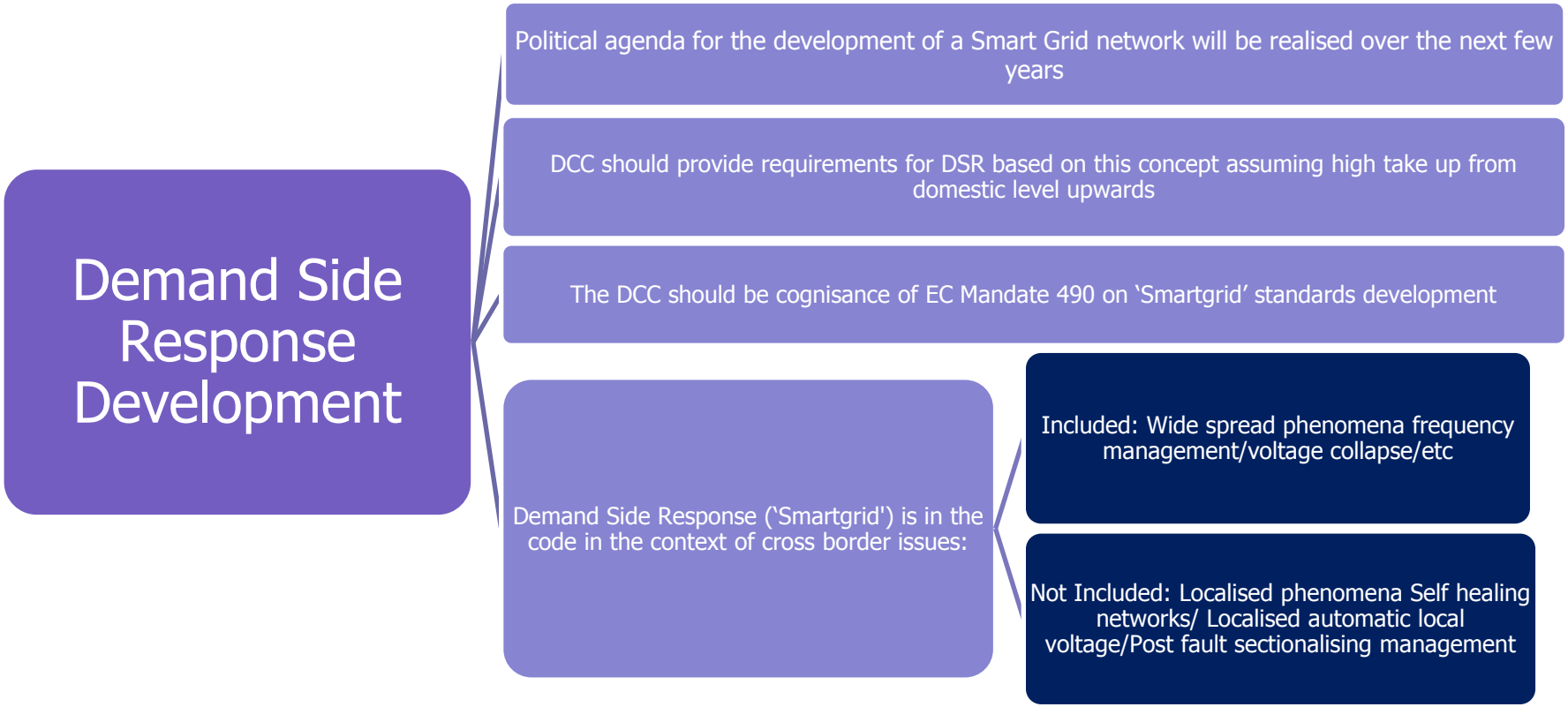
Framework Guidelines	
Frequency and voltage parameters	Section 2.1
Requirements for reactive power	Section 2.1
Load-frequency control related issues	Section 2.1
Short-circuit current	Section 2.1
Requirements for protection devices	Section 2.1
Balancing capabilities and provision of ancillary services	Section 2.1, 2.1.1,and 2.1.2
Equipment requirements at connection point	Section 2.1.1 and 2.1.2
Disconnection/Islanding/Reconnection	Section 2.1.3
Instructions provide by TSO/DSO to user	Section 2.1.2 and 3.2
Information/Data exchange	Section 3
Compliance	Section 2.4
Derogation	Section 2.2
Enforcement period	Section 2.3

Les principes généraux



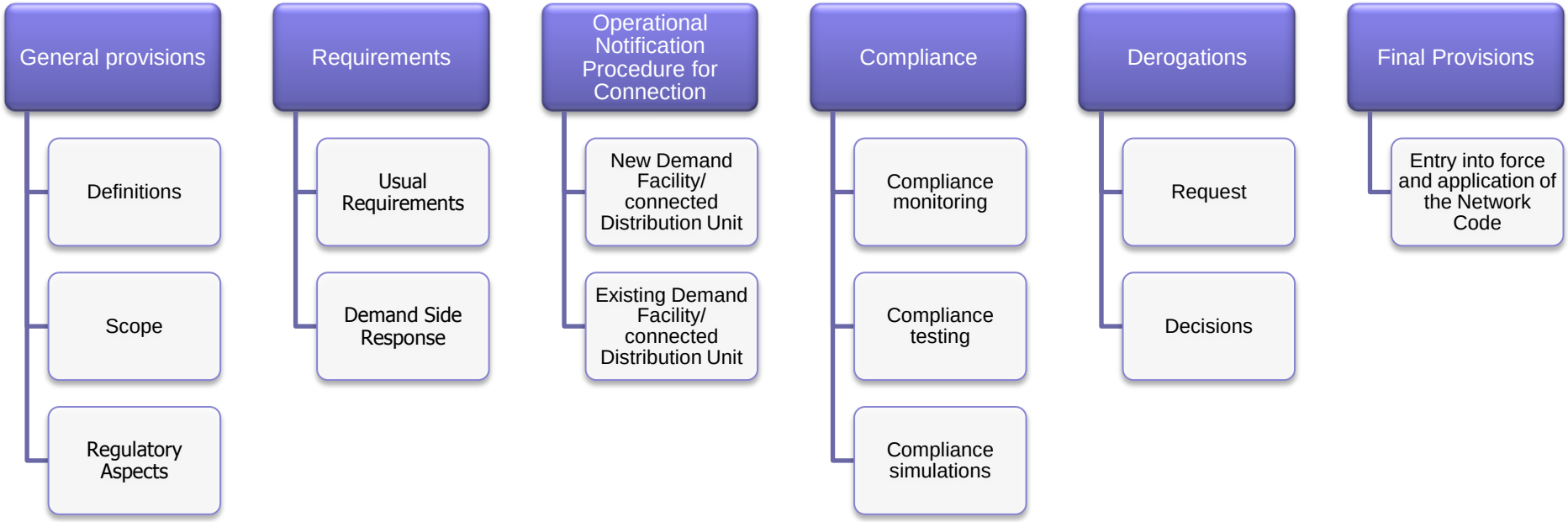
La définition des paramètres au niveau national se fait selon les modalités de l'art. 4(3) du code, **faisant intervenir le régulateur et les parties prenantes.**

Les principes généraux



Les principes généraux

Network Code structure



Retro-active application?

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)."

Retro-active application

Considered as an Existing Demand Facility if

- Physically connected to the network, or
- Under construction
- Legally binding contract for the construction, assembly or purchase of the main plant exists at the date of the entry into force of the code

Considered as an Existing Connected Distribution Network if

- Physically connected to the transmission network, or
- The substation is under construction
- Legally binding contract for the construction, assembly or purchase of lines, transformers,…exists at the date of the entry into force of the code

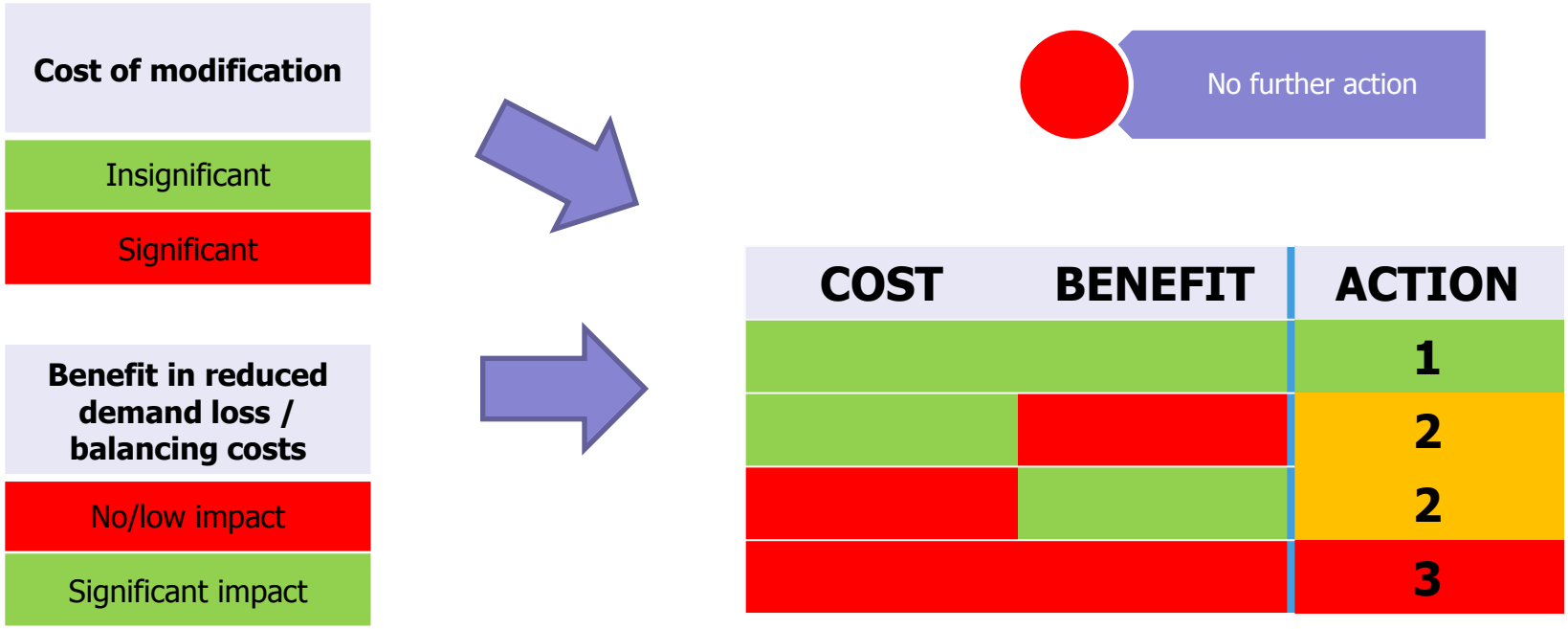
Decision on retro-active fitting

- On national basis
- Cost Benefit Analysis (two-stage ‘traffic light’) process initiated by TSO
- Final decision to approve retro-active fitting (based on TSO proposal) by the National Regulatory Authority

Retro-active application

A full quantitive CBA is a resource intensive process

➲ A <u>filtering</u> (CBA stage 1) is performed based on engineering review



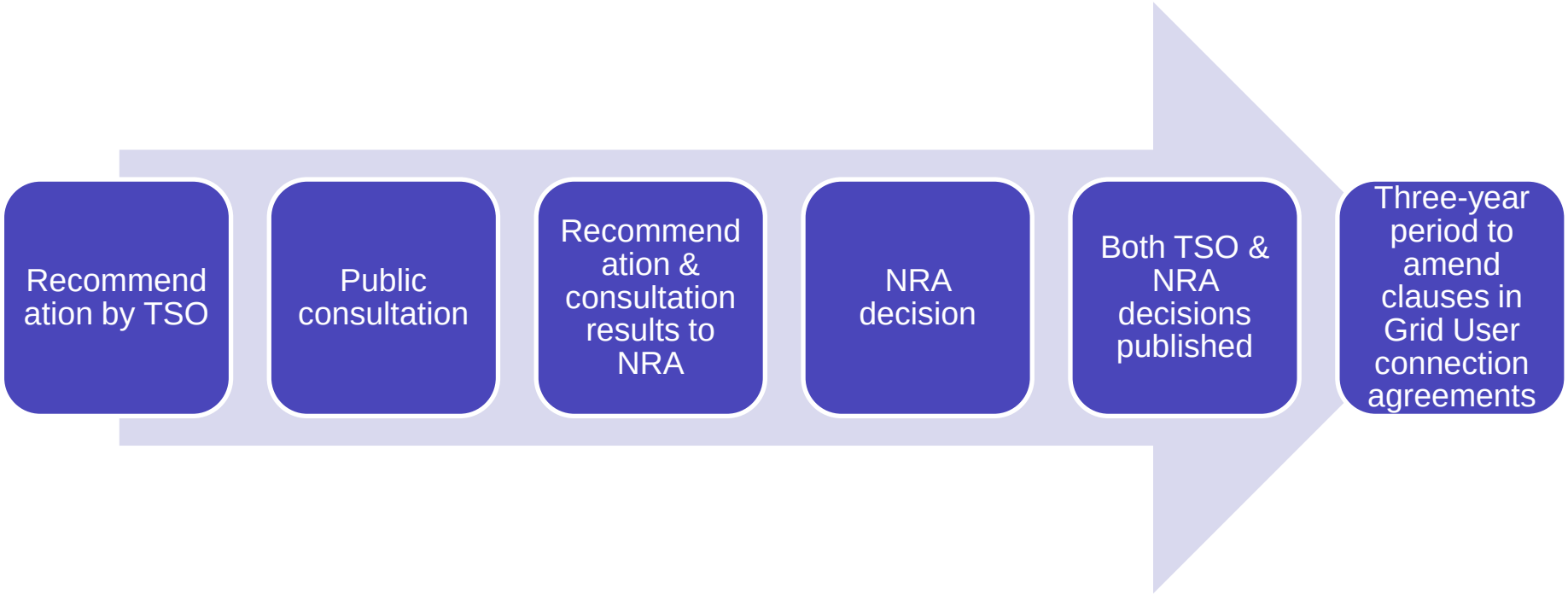
Retro-active application

Green light: reasonable prospect of justifying retro-active fitting
⇨ **quantitative CBA (stage 2)**

CBA techniques	• Net Present Value / Return On Investment / Rate of Return / Time to Break Even.
Cost components	• Costs for implementing the requirement • Any attributable loss of opportunity • Change in maintenance and operating costs
Societal Benefits	• **Improvement of security of supply** (reduction in probability of loss of supply, probable extent and duration of such loss of supply, societal cost) • **Improvement to the internal market in electricity and cross-border trade** (reactive power provision, freq. response, reserves, …)

Retro-active application

If CBA justifies retro-active application for all users or a class of users



Retro-active application

- If retro-activity for a requirement is not enforced
  → Existing Demand Unit/ network remains bound by technical requirements pursuant to national legislation or by contractual agreements.

- If national legislation is repealed
  → Existing Demand Unit/network (in case of no retrofitting) remains bound by technical requirements pursuant to national legislation such as it was the day before it ceased to be in force.

- National legislation
  → may remain in force, in case it refers to requirements not covered by the Network Code

- Former derogations to national legislation
  → are not valid as derogation for the European Network Code, but provide evidently useful information

Le système de dérogations

- Demande de dérogation par
  - Le propriétaire de l'installation de consommation ou du réseau de distribution (ou du DSO pour son compte)
    → Sur le respect d'une ou plusieurs exigences du code
    → Adressée au GRT ou GRD, avec le détail de la demande, les arguments et le site ou poste de distribution concerné.
  - Le gestionnaire de réseau de transport
    → Pour une classe d'utilisateurs (existants et nouveaux)
    → avec le détail de la demande, les arguments et le nombre de sites/postes concernés.
  - Le gestionnaire de réseau de distribution
    → Pour une classe d'utilisateurs (existants et nouveaux)
    → Adressée au GRT avec le détail de la demande, les arguments et le nombre de sites/postes concernés.

- Dans les 6 mois, soumission de la demande par le gestionnaire de réseau au Régulateur National
  → **Position du gestionnaire**
  → **Analyse coûts/bénéfices** ou demande d'exemption (le Régulateur doit répondre à cette demande sous un mois)

Le système de dérogations

- Sous 3 mois, réponse argumentée du Régulateur National et durée de la dérogation

(pendant la phase de traitement, l'utilisateur est considéré comme conforme aux exigences)

→ Information de la réponse au Consommateur industriel, GRT ou GRD, ACER

- Rôle de l'ACER

→ Suit l'ensemble des procédures de dérogation
→ Peut demander au Régulateur National de révoquer une dérogation

Le système de dérogations

- Conformité des sites/postes de distribution existants
  - Les sites existants et les réseaux de distribution existants qui ne sont pas conformes à une exigence du code pour laquelle a été demandé une application rétroactive, doivent demander une dérogation dans les **12 mois suivant l'applicabilité** de cette exigence.

  - Le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès au réseau à un site/réseau de distribution non conforme qui n'aurait pas demandé de dérogation à l'issue de ces 12 mois.

- Le registre des dérogations

→ Chaque Régulateur National doit tenir un registre des dérogations acceptées/refusées

→ Le registre est transmis à l'ACER, copie ENTSOE **tous les 6 mois**.

La procédure d'accès au réseau:

contrôle de la conformité avant le raccordement

Elle est différente selon les cas:

- Consommateurs et réseaux de distribution raccordés au réseau de transport
- Consommateurs raccordés sur un réseau de distribution ≤1 kV et fournissant de la DSR
- Consommateurs raccordés sur un réseau de distribution ≥1 kV et fournissant de la DSR

➢ Consommateurs fournissant des DSR et raccordés en-dessous de 1 kV

- Remise d'un formulaire d'information, ***Installation Document*** (information sur le site, la capacité et le type de DSR, confirmant la conformité)
- Information au gestionnaire de réseau si le consommateur décide d'arrêter de rendre le service

➢ Consommateurs fournissant des DSR et raccordés en-dessus de 1 kV

- Remise d'un document d'information ***DSR Unit Document*** confirmant que le site a démontré sa conformité avec les critères techniques définis dans le code, incluant **une attestation de conformité** (les données constructeurs peuvent être utilisées)
- Le gestionnaire de réseau délivre une **Notification Opérationnelle**.
- Information au gestionnaire de réseau si le consommateur décide d'arrêter de rendre le service

La procédure d'accès au réseau

➢ Consommateurs et réseaux de distribution raccordés au réseau de transport

Procédure d'accès au réseau en 3 étapes,

- **Autorisation de mise sous tension** du réseau interne (sous réserve de conformité des systèmes de protection et de contrôle)

- **Phase intermédiaire**, d'une durée maximum de 24 mois
  - Démonstration de la conformité aux exigences du code (essai, simulation, certificat de conformité,..)

- **Accès au réseau définitif**, après levée des éventuelles non-conformités

Nota: l'intégralité de ces 3 étapes peut être réalisée sur une courte durée.

Existence d'une autorisation limitée d'accès au réseau:

- en cas de modification ou perte temporaire d'une capacité due à une modification de l'installation

ou

- en cas de défaut d'un équipement conduisant à la non-conformité par rapport à une exigence

Si le problème perdure plus de 3 mois.

- Durée maximum de 12 mois avec calendrier de remise en conformité.

5- LES EXIGENCES TECHNIQUES

Plages de fréquence possibles

Synchronous Area	Frequency Range	Time period for operation
Continental Europe	**47.5 Hz – 48.5 Hz**	To be defined by each TSO, while respecting the provisions of Article 4 (3), but **not less than 30 minutes**
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO, while respecting the provisions of Article 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**

Ces plages de fréquence sont données à titre *INDICATIF,* ce sont des plages dans lesquelles le réseau peut fonctionner.

Des plages plus larges peuvent être demandée par les TSO (art 4.3)
Les réseaux de distributions et consommateurs doivent être capables de se déconnecter sur un seuil de fréquence.

Plages de tension

Application: installations/réseaux raccordés au-dessus de 110 kV.

Les tensions doivent pouvoir être supportées par les **équipements au point de connexion,** pas nécessairement par l'installation.

Tension de raccordement <300kV

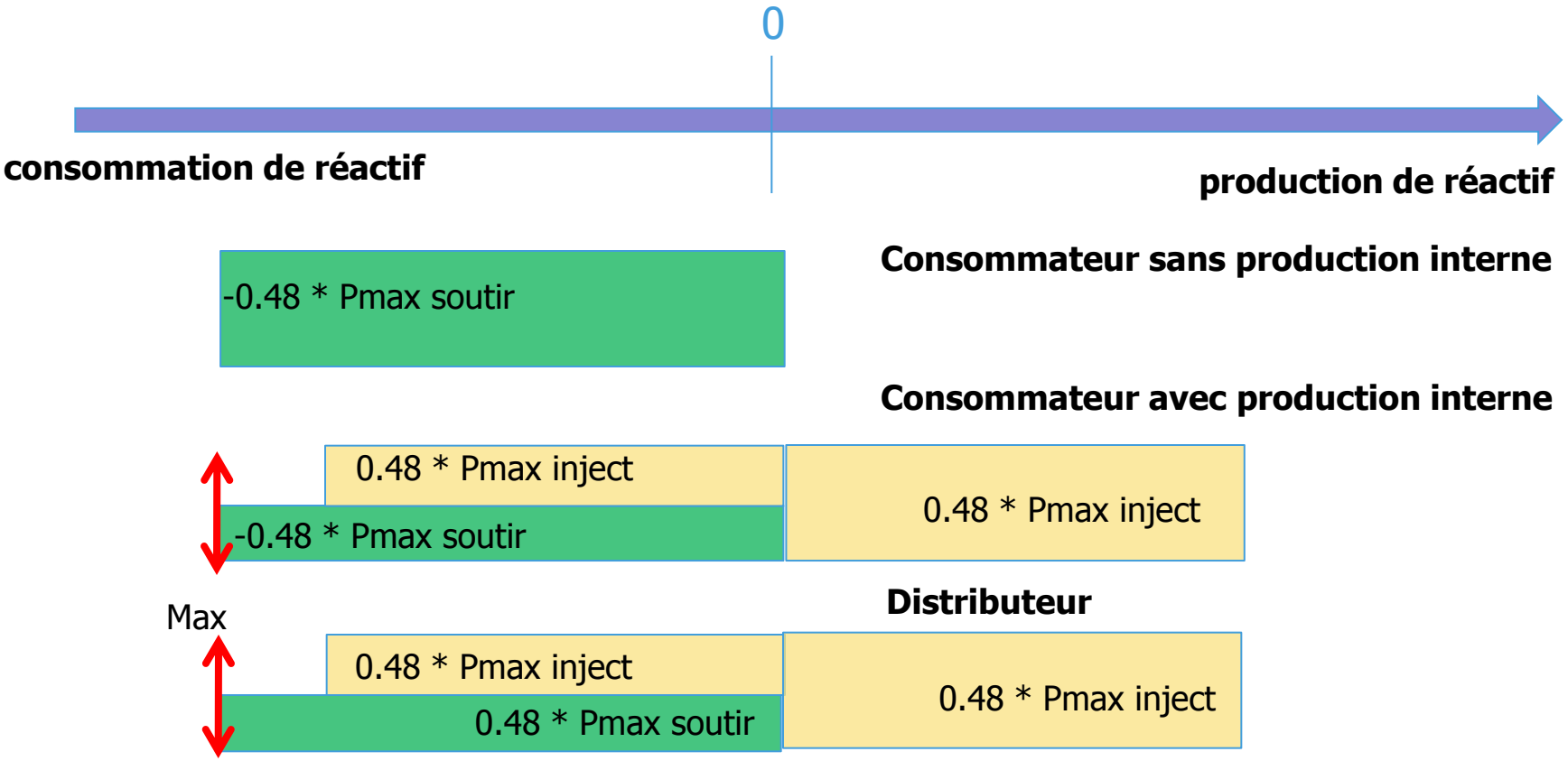
Synchronous Area		**Time period for operation**	220kV
Continental Europe	0.90 pu – 1.118 pu	Unlimited	198-245
	1.118 pu – 1.15 pu	60 minutes	245-253

Tension de raccordement >300kV

Synchronous Area		**Time period for operation**	400kV
Continental Europe	**0.90 pu – 1.05 pu**	**Unlimited**	360-420
	1.05 pu – 1.0875 pu	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4 (3) with required co-ordination at interconnection points with adjacent TSOs under the conditions, **but not less than 60 minutes**	420-435
	1.0875 pu – 1.10 pu	**60 minutes**	435-440

Plage maximum de variation en réactif

Application: installations/réseaux raccordés au réseau de transport.



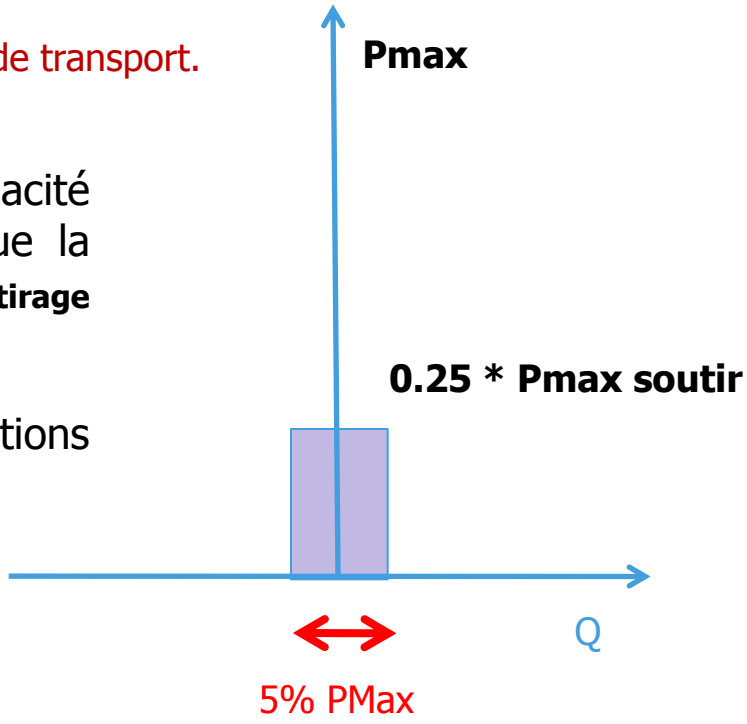
Dans le code, les plages de variations sont définies en Cos(Φ), mais le GRT est libre de les définir dans l'unité de son choix (tan(Φ) ou Mvar)

Réglage du réactif

Application: réseaux de distribution raccordés au réseau de transport.

- Les distributeurs doivent avoir la capacité technique maintenir le réactif à **0MVar** lorsque la consommation est **inférieure à 0.25 Pmax soutirage** (avec une précision de 5% de Pmax)

C'est une capacité constructive, les conditions d'utilisation ne sont pas définies dans le code.



- Le GRT peut exiger, lorsque c'est justifié que le distributeur puisse **régler le réactif à l'interface de manière dynamique,** selon une méthode validée par le GRT et le distributeur.

Ce réglage doit respecter l'art 4.3 et une plan d'action doit être défini conjointement pour atteindre cet objectif.

Développement, modernisation ou remplacement

Développement

- Tout consommateur industriel, ou distributeur devra notifier au GRT son intention de développer son matériel.
- **Les nouveaux équipements installés doivent être conforme au code.**

Modernisation ou remplacement

- Tout consommateur industriel, ou distributeur devra notifier au GRT son intention de moderniser ou remplacer son matériel.
- **Il devra déterminer en collaboration avec le GRT quelles exigences s'appliqueront à ce nouvel équipement**.
- Protections

Déconnexion plan de défense / Reconnexion

Applicabilité: Distributeurs et éventuellement aux installations raccordées au réseau de transport, selon les spécifications du GRT

Les paramètres du plan de défense seront déterminés par le GRT, cela comprend :

- le délestage fréquencemétrique
- le délestage sur tension basse
- le blocage des régleurs en charge

Quelques exigences techniques sur la capacité des relais utilisés.

- Plage de fréquence mesurée
- Précisions
- Direction des flux

Déconnexion plan de défense / Reconnexion

➢ Chaque distributeur (et certains clients industriels sur demande du GRT) **doit rendre possible la déconnection** de consommation sur critère de **fréquence basse** ou de **vitesse de variation de fréquence**. Le GRT

- définit **les seuils, leur nombre et les volumes de délestage associés**
- valide la **répartition géographique**

Le distributeur doit notifier chaque année le GRT du plan de délestage fréquencemétrique

➢ Le GRT en collaboration avec le Distributeur et/ou le client devra définir un plan de délestage en sous tension.

➢ En cas de présence de transformateur à régleur en charge, les critères de blocage devront aussi être définis.

➢ Devront être aussi définis les critères de reconnexion.

Echange d'information et protection

Echange d'information

- Le GRT en collaboration avec les distributeurs définit les standards d'échange de données.
- Les consommateurs industriels et les distributeurs raccordés au réseau de transport doivent être équipés de manière à transmettre les informations aux GRT en accord avec ces standards.

Système de protection

- Le fonctionnement des systèmes de protections doivent être communiqués aux GRT,
- le GRT devra définir les paramètres des protections en prenant en compte les spécificités des installations.

Réponse de la demande

Contexte

Vers un changement de paradigme

- Le système électrique va amorcer un changement de paradigme: jusqu'à aujourd'hui, la production s'adaptait à la consommation.
- Plusieurs facteurs évoluent :
  - Modification du mix énergétique
  - Augmentation de la production décentralisée et/ou renouvelable
  - Augmentation de la demande « dynamique »
  - Nouvelles technologies de réseau (onduleurs)
  - Développement du Marché européen de l'énergie.
- La modulation de la production comme unique facteur d'ajustement peut être très chère voire irréalisable. Dans le but d'avoir une solution optimum pour la société, il est nécessaire d'accompagner le changement dans le secteur des consommateurs.
- Les distributeurs sont renforcés dans leur rôle de gestionnaire de réseau

Encadrer les smart grid

- Les initiatives « smart grid » se multiplient à différentes échelles. L'introduction dans ce code de la réponse de la charge va permettre d'encadrer ces initiatives dans les services qui pourront être rendus au système électrique.

Réponse de la demande

La demande est vouée à jouer un rôle de plus en plus important dans l'exploitation du réseau.

- pour les réserves,
- pour les contraintes de tension
- pour la résolution des contraintes d'exploitation
- pour les variations rapides de fréquence

Des solutions complémentaires

- Ces solutions sont complémentaires de solutions apportées par les moyens de productions classiques et renouvelables.

Permettre aux consommateurs d'être acteurs

- Les consommateurs industriels: ils participent déjà via des mécanismes de marché. Ces mécanismes devront se développer encore.
- Les consommateurs raccordés sur les réseaux de distribution: ils peuvent contribuer via des automates et/ou des mécanismes de marché
- Certains appareils de consommation courante: ils peuvent être utilisés en étant peu ou pas contraignants pour le consommateur.

Réponse de la demande

APC
- Active power control
- Modification de la puissance active sur réception de signal

RPC
- Reactive power control
- Modification de la puissance réactive sur réception d'un signal

TCM
- Transmission constraint management
- Modification de la puissance active sur réception de signal afin de résoudre des contraintes de transit

SFC
- System frequency control
- Modification automatique (indirecte) de la puissance active en fonction de la fréquence du réseau

>LFDD :low frequency demand disconnection

>LVDD : low voltage demand disconnection

>Very Fast Active power control, sur demande du TSO: réponse rapide de la puissance active, basée sur une vitesse de variation de la fréquence

Réponse de la demande

➢ Les consommateurs industriels, aggrégateurs ou gestionnaires de réseau fermés, peuvent de **manière volontaire fournir des DSR APC, RPC, TCM** et sur demande du TSO, ils peuvent aussi fournir la **réponse rapide de la puissance active.**

➢Une liste d'équipements « significatifs » pour lesquels la **fourniture de DSR-APC devient obligatoire** peut être définie au niveau national, sur proposition des GRT.

➢ **le DSR-SFC s'applique aux appareils qui contrôlent une température, de manière obligatoire**

- ajustement de la température de consigne en fonction des conditions de fréquence du réseau
- de manière transparente pour le consommateur.

Comme précédemment, la liste des équipements concernés sera définie sur proposition des GRT au niveau national.

Le but de définir des exigences obligatoires dans le code DCC est de faire évoluer les normes des constructeurs d'équipements domestiques.

Les exigences définies dans le code sont des **exigences techniques** pour répondre au besoin. **La manière d'utiliser/rémunérer cette réponse de la demande n'est pas couverte par le code.**

Réponse de la demande

Procédure de définition des équipements « significatifs » au titre des DSR (SFC ou APC)

- **Elaboration conjointe d'une liste d'équipements** jugés significatifs par les GRT (critères socio-économiques)

- Dans les 6 mois, **consultation publique** avec les acteurs concernés, dont
  - les gestionnaires de réseau de distribution
  - les organismes de standardisation européens compétents

- **Soumission** de la proposition par chaque GRT concerné à **son régulateur national**

- **Décision du régulateur national** sous 3 mois et mise en application

La mise à jour de la liste des équipements significatifs est faite au plus **tous les 3 ans**.

6- LE RÔLE DES DISTRIBUTEURS DANS LES CODES DE RACCORDEMENT

Le rôle particulier des distributeurs dans le code producteurs (RfG)

En tant que gestionnaires de réseaux, ils devront:

- Définir les paramètres des exigences non complètement définies dans le code, lors de son entrée en vigueur
- Vérifier la conformité (modalités selon le type de production)
- Fournir les accès au réseau
- Gérer les demandes de dérogation
- Contribuer aux analyses coûts-bénéfices

Le rôle particulier des distributeurs dans le DCC

Les distributeurs sont à la fois :

Utilisateurs « significatifs » du réseau de transport

- En tant qu'utilisateurs plusieurs exigences s'appliquent à eux
  - Plage de variation de réactif
  - Exigence sur les systèmes de protection
  - Plan de défense,…

Gestionnaires de réseau

- En tant que gestionnaires, ils doivent ***pour les installations qui font des DSR*** :
  - Vérifier la conformité
  - Fournir les notifications opérationnelles
  - Gérer les demandes de dérogation
  - Contribuer aux analyses coûts-bénéfices

Avez-vous des questions?