



# Evolution des places de marché gaz (PEGs) en France

Table ronde du 10 juillet 2012

# Participation à la consultation publique

## □ 31 réponses reçues :

- 15 expéditeurs, dont 2 associations (Uprigaz et Efet)
- 4 consommateurs industriels, dont 1 association (Uniden)
- 7 opérateurs d'infrastructures
- 5 réponses « autres »

□ La liste des contributeurs et les réponses non confidentielles (29 sur 31) sont publiées sur le site de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/evolution-des-places-de-marche-de-gaz-en-france>

# Principaux enseignements de la consultation publique

- **Points de convergence** faisant l'objet d'une unanimité ou très forte majorité
  - Éléments généraux :
    - La **consolidation des PEGs est indispensable au bon développement du marché français du gaz**, le statu quo n'est pas une option envisageable
    - Il est nécessaire d'**harmoniser les procédures et SI de GRTgaz et TIGF**, en profitant de la mise en œuvre des codes de réseau européens
    - Le **couplage de marché** ne peut en aucun cas constituer une alternative au regroupement de places de marché (au mieux une transition pour certains)
  - Concernant le PEG TIGF :
    - Le **maintien d'un PEG TIGF autonome** n'est pas envisageable à long terme.
    - Le **rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol** paraît très complexe à mettre en œuvre à court ou moyen terme
  - Concernant les PEG GRTgaz :
    - La création d'un **PEG GRTgaz sur la base uniquement de mécanismes contractuels** n'est pas tenable sur le long terme (au mieux une transition pour certains)

# Principaux enseignements de la consultation publique

□ Au-delà de ces éléments de consensus, un point majeur émerge de la consultation :

**Il est trop risqué d'anticiper une fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz sur la base de mécanismes contractuels purs dès 2015**

- **Risque pour la sécurité d'approvisionnement du sud de la France :**
  - Détenir des capacités de regazéification ne signifie pas détenir du GNL
  - Les expéditeurs ne maîtrisent pas toujours la destination des bateaux de GNL
  - La disparition des signaux de prix n'inciterait plus les utilisateurs des stockages à gérer leurs stocks de manière différenciée entre le nord et le sud
- **Risque coût :**
  - Le coût des outils contractuels est incertain et non maîtrisable
  - Ce coût pourrait largement dépasser 500 M€/an
  - Pas de signal tarifaire stable pour les fournisseurs
- **Risques opérationnels :**
  - Comment quantifier le volume de gaz à appeler via les engagements de flux (quelle visibilité sur ce que les expéditeurs pourraient amener spontanément ?)
  - Comment définir le calendrier des appels au marché ?
  - Comment gérer l'accès à la capacité si des acteurs non détenteurs de capacités d'importation souhaitent répondre aux appels au marché de GRTgaz ?
  - Quelles conséquences sur la disponibilité des capacités fermes sur le réseau ?

# Principaux enseignements de la consultation publique

## ☐ Autres enseignements majeurs :

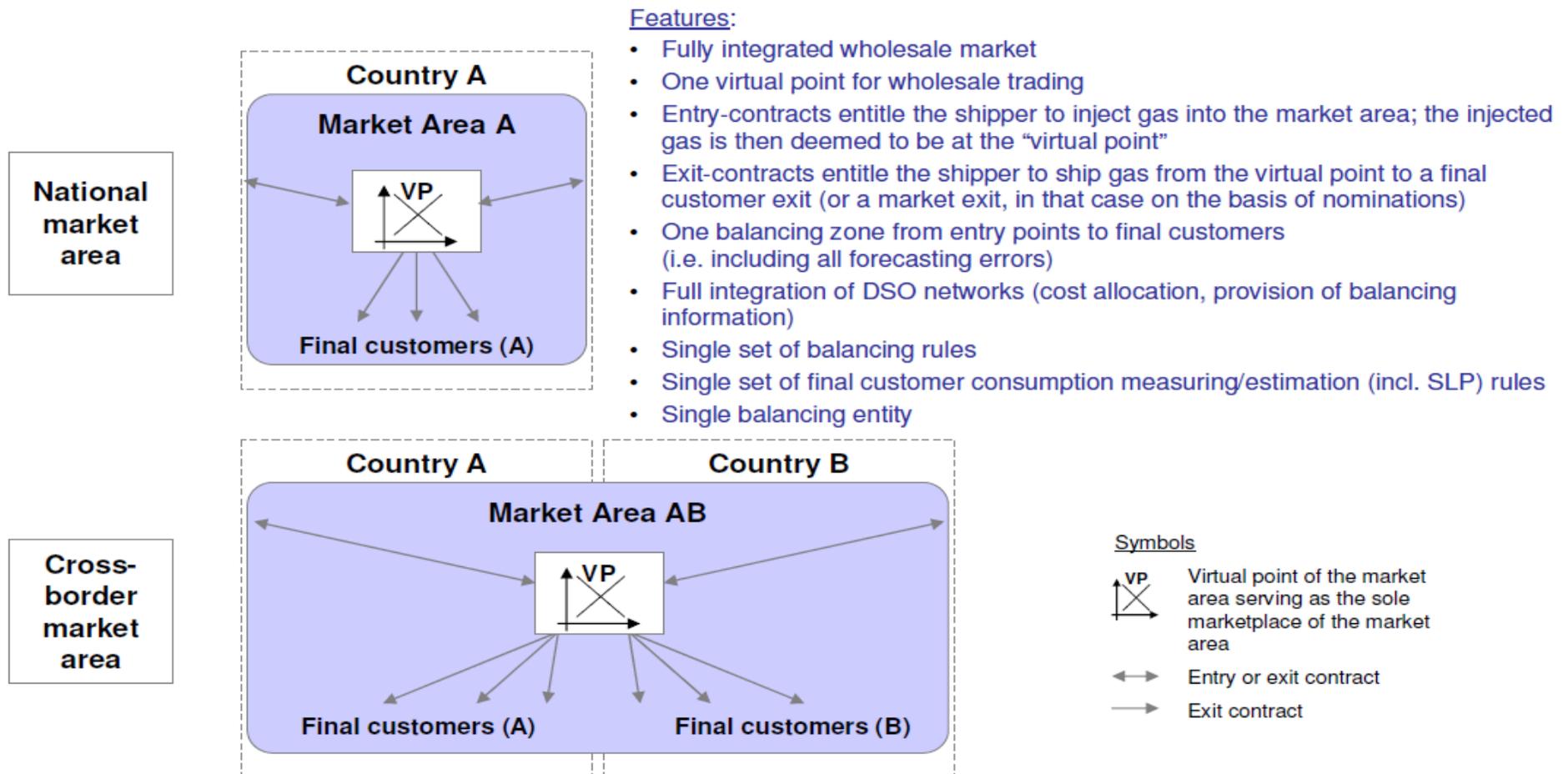
- **Concernant la cible :**
  - Une demande très majoritaire en faveur d'un **PEG unique France à la cible**
  - Des divergences sur le rythme pour arriver à cette cible
  - Certains contributeurs souhaitent que les évolutions soient systématiquement précédées d'une étude coûts/bénéfices
  
- **Concernant la fusion des places de marché Nord et Sud :**
  - Très forte majorité considère la solution **100% investissements trop couteuse et lointaine**
  - Très forte majorité accueille **favorablement la solution « mixte »**, avec de nombreuses réserves sur la date de mise en œuvre jugée trop lointaine
  - Certains contributeurs souhaitent que des actions soient mises en œuvre dès 2013 pour **« relâcher » la tension dans le sud**
  
- **Concernant la fusion des places de marché Sud et TIGF**
  - Très forte **majorité des acteurs en faveur** de cette fusion
  - De nombreux contributeurs considèrent que cette évolution doit se faire **en parallèle du lancement de la solution « mixte »** pour GRTgaz
  - Un contributeur recommande la mise en œuvre du modèle de **« trading region »** présent dans le « Target model » européen (cf. annexe)

# Organisation de la table ronde

- **20<sup>aine</sup> d'acteurs présents parmi les expéditeurs et les consommateurs industriels**
  - Introduction : 10 min
  - **1<sup>er</sup> tour de table : 30 min**
    - Partagez-vous les points de consensus ressortant de la consultation publique ?
  - **2<sup>ème</sup> tour de table : 30 min**
    - Partagez-vous les mises en garde remontant fortement quant à la mise en œuvre en 2015 d'une fusion des places de marché Nord et Sud sur la base uniquement d'outils contractuels ?
  - **3<sup>ème</sup> tour de table : 30 min**
    - Partagez-vous les autres enseignements majeurs ressortant de la consultation publique ?
    - Que pensez-vous du concept de « trading region » ?
  - **4<sup>ème</sup> tour de table : 20 min**
    - Conclusions

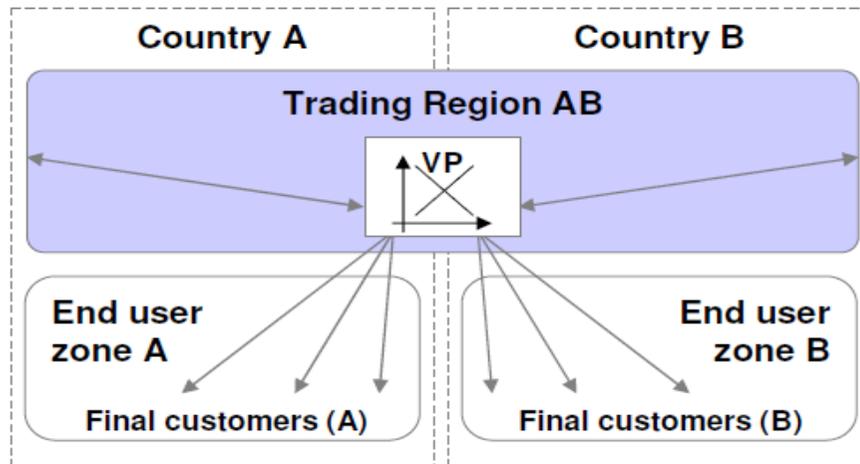
# Annexe : Target model européen

## Pillar 1: Market Architecture 1 The Market Area Model



# Annexe : Target model européen

## Pillar 1: Market Architecture 2 The Trading Region Model



### Features:

- Fully integrated wholesale market
- One virtual point for wholesale trading (including for trading balancing energy)
- Entry-contracts entitle the shipper to inject gas into the trading region; the injected gas is then deemed to be at the “virtual point”
- Exit-contracts entitle the shipper to ship gas from the virtual point to an end-user zone (or another exit) on the basis of nominations
- Trading region is basically kept free of imbalances
- Final customers (i.e. the forecasting errors relating to them) are balanced in national end user zones that may reflect national specifics
- End user balancing may be done by national balancing entity
- Congestion-free interconnection between trading region and end user zones through the common virtual point (→ virtual exit to end user zone)
- Storage may be (taking into account the technical situation) allocated to either the trading region or an end-user zone (or even both balancing systems – storage customers would decide by nomination)

### Legend and Symbols

End user zone = National balancing zone for national final customers, no matter the system (distribution or transmission) they are connected to

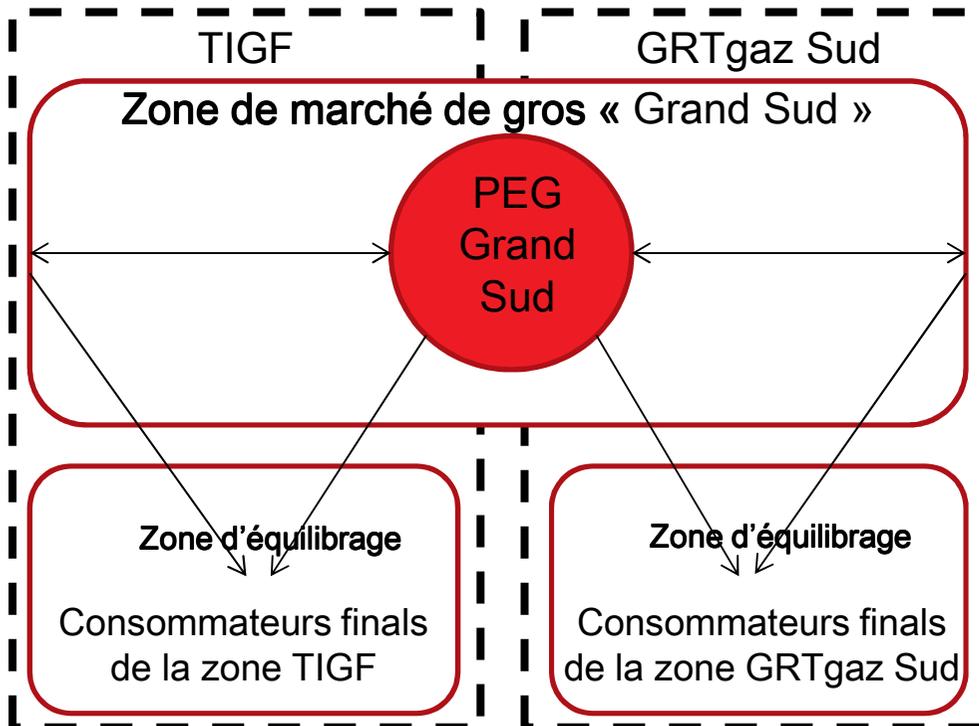
Trading Region AB = Cross-border entry/exit system including all nominated points on the transmission systems of countries A and B

↔ Entry or exit contract

→ Exit contract

↑ VP Virtual point of the trading region serving as the sole marketplace of the trading region and all attached end user zones. Shifting of gas between trading region and end user zone is done by nominating a virtual exit on the VP.

# Annexe : Application du « trading region model » au grand sud



## ■ Principales caractéristiques :

- Maintien des 2 zones d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud ;
- ⇒ **Chaque GRT conserve l'ensemble de ses prérogatives (pas de structure commune aux 2 GRT)**
- Fusion des PEG TIGF et Sud
- Le PEG « Grand Sud » permet d'accéder et est accessible depuis les 2 zones grâce à des nominations en entrée et sortie
- ⇒ **1 seul PEG virtuel accessible depuis les zones d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud**
- Disparition de l'interface contractuelle entre les zones TIGF et GRTgaz Sud
- La perte de revenu devra être compensée pour les 2 GRT
- ⇒ **Les flux entre les 2 zones d'équilibrage doivent être nominés au PEG « Grand Sud »**