

## Comité de pilotage Pertes Réseaux Achat de pertes réseaux: le cas espagnol



European Federation of Energy Traders



Paris, le 2 Juin 2009

1

## Marché de l'électricité en Espagne (I)



- Demande du système espagnol péninsulaire en 2008: 267 TWh
- Pertes réseaux environ 25 TWh dont 25% sont pertes du réseau de transport et 75% sont pertes du réseau de distribution
- Existence d'un pool *quasi-obligatoire* géré par OMEL avec 1 marché journalier et 7 marchés intrajournaliers:
  - Sauf pour les contrats bilatéraux physiques, tous les unités doivent acheter/vendre son scheduling<sup>(1)</sup> dans les marchés journalier et intrajournalier d'OMEL (La figure *Balance Responsible Party* n'existe pas)
  - Les contrats bilatéraux physiques restent très minoritaires: le marché à terme a été développé avec CfD
  - Le dessin centralisé du marché espagnol a favorisé la transparence et la liquidité au marché spot mais présente de forts inconvénients (limitation du nombre de « guichets »)

(1) Les écarts sont calculés comme la différence entre l'énergie mesurée et les ventes-achats aux marchés d'OMEL

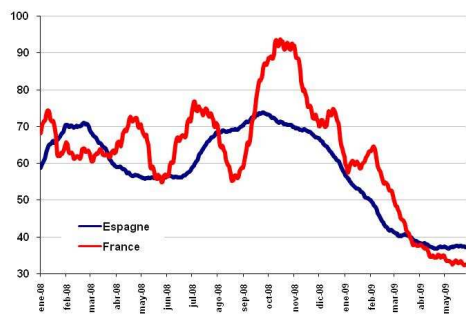
Paris, le 2 Juin 2009

2

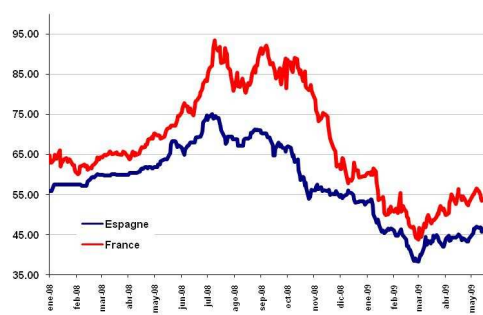
## Marché de l'électricité en Espagne (II)

Le marché espagnol présente une variation de prix similaire au marché français...

Prix des marchés spot (moyenne mobile de 30 jours)



Prix produit Y+1 baseload



...mais avec une différence de pointage, de volatilité horaire et du niveau de prix du marché à terme

## Marché de l'électricité en Espagne (III)

- L'achat d'énergie est faite par:
  - Clients qualifiés
  - Fournisseurs
  - Distributeurs (pour les clients <15 kW qui n'ont pas choisi l'éligibilité)
  - Exportations et groupes de pompage
- À partir du 1<sup>er</sup> Juillet...
  - Disparition totale des tarifs sauf tarifs dissuasifs de dernier recours
  - Développement du « tarif social » (environ 4 TWh)
  - Distributeurs n'achètent pas de l'énergie

(1) Les écarts sont calculés comme la différence entre l'énergie mesurée et les ventes-achats dans les marchés d'OMEL

## Mécanisme d'achat pertes réseaux (I)

Cadre réglementaire

Qui achète les pertes?

- Loi du Secteur Electrique 54/1997
- Ordres Ministériels en vigueur:
  - ITC/2794/2007
  - ITC/3801/2008
- Pertes achetées par toute la demande (sauf exportations communautaires)
- Equilibrage production – consommation et achète-vente d'énergie en *barres de centrales*: les unités de consommation achètent en barres de centrales mais leur fourniture se fait à de différents niveaux de tension



*Un fournisseur doit acheter 101,7 MW pour fournir à son client 100 MW d'énergie*

## Mécanisme d'achat pertes réseaux (II)

### Comment achète-t-on des pertes?

BT	1 Periodo	14,0%		
	2 Periodos	14,8%	10,7%	
	3 Periodos	15,3%	14,6%	10,7%

MT	3 Periodos	6,6%	6,4%	4,8%
----	------------	------	------	------

MT	6 Periodos	6,8%	6,6%	6,5%	6,3%	6,3%	5,4%
AT 1	6 Periodos	4,9%	4,7%	4,6%	4,4%	4,4%	3,8%
AT 2	6 Periodos	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	2,7%
TRANSPORTE	6 Periodos	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,4%

Periodo 1    Periodo 2    Periodo 3    Periodo 4    Periodo 5    Periodo 6

Le coefficient est fonction du niveau de tension et de la période horaire.  
Le coefficient est recalculé toutes les années et publié par le Ministère (ITC/3801/2008)

Les périodes horaires en vigueur sont définies par le Ministère (ITC/2794/2007)

Les périodes et coefficients sont toujours fixés *ex-ante*

## Mécanisme d'achat pertes réseaux (III)

Quel prix?	<ul style="list-style-type: none"><li>• Prix du marché journalier ou intrajournalier dans lequel l'énergie a été achetée (les contrats bilatéraux physiques restent négligeables)</li></ul>
Fournisseurs, Clients Qualifiés, Exportation non-EU	<ul style="list-style-type: none"><li>• Ils n'ont pas de risque de volume (on applique les coefficients horaires) et ils peuvent couvrir leur risque de prix dans le marché à terme</li></ul>
Distributeurs	<ul style="list-style-type: none"><li>• Les distributeurs reçoivent le prix régulé des clients qui n'ont pas choisi l'éligibilité (on applique les pourcentages horaires à l'énergie effectivement livrée). Cependant, les distributeurs achètent leur meilleur prévision de consommation aux bornes de centrales</li><li>• La différence entre les deux valeurs appartient aux distributeurs</li><li>• Les distributeurs sont très stimulés à battre les coefficients</li><li>• Les distributeurs « ferment » le bilan des pertes</li></ul>
TSO	<ul style="list-style-type: none"><li>• Le TSO n'est pas stimulé à réduire le volume ou affiner la prévision des pertes</li></ul>

(1) Les exportations communautaires n'achètent pas des pertes réseaux depuis 2005

## Modifications à partir du 1<sup>er</sup> Juillet 2009

L'harmonisation au cadre européen entraîne la disparition totale des tarifs régulés<sup>(1)</sup>  
Les distributeurs n'achèteront plus pour les clients -> *fournisseur de dernier recours*

- Tous les clients qualifiés et fournisseurs (y compris les fournisseurs de dernier recours) achèteront aux *bornes de centrales*
- Le mécanisme d'achat sera le même: application des coefficients selon le niveau de tension et la période horaire
- Les distributeurs seront stimulés à réduire le volume de pertes dans leur réseaux avec un système bonus-malus:
  - Volume de référence: vient d'appliquer les coefficients à l'énergie effectivement fournie aux clients
  - Le système est plafonné à +/- 2% de la rétribution du distributeur (n'est pas lié au prix du marché)
- Les distributeurs ne ferment pas les bilans des pertes -> les différences ex-post seront introduites dans l'ATR
- Le TSO reste toujours sans stimuler pour réduire le volume de pertes dans son réseau

(1) Sauf tarif *last resource* et tarif social (environ 4 TWh)

## Analyse du cas espagnol

### Points positifs

- Fournisseurs et clients connaissent ex-ante le volume et coût des pertes réseaux<sup>(1)</sup>
- Distributeurs sont très orientés à diminuer le volume des pertes dans leur réseau
- Mécanisme de marché basé sur le prix spot (sans *cross-subsidies*)
- Le volume de pertes qui est payé par chaque client et est lié à sa consommation horaire

### Points négatifs

- TSO n'est pas orienté à diminuer ses pertes réseaux
- Le volume des pertes est « établi » ex-ante et les distributeurs/TSO ne sont pas orientés à améliorer la prévision des pertes. Ceci génère des inefficiences en volume
- Les pertes sont toujours achetées au marché spot, sans une gestion du risque. Ceci génère des inefficiences en prix

(1) Les variations prévues dans l'ATR à cause des pertes réseaux avec le nouveau mécanisme sont très faibles