Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

CFAI du 17/10/2008

1- Bilan Opérationnel enchères

2- Répartition des capacités France-Belgique

3-Les Initiatives régionales

- CWE CASC
- CWE market coupling
- CSE
- SWE

4- IFA

5- Transparence: stratégie de RTE en matière de publication

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

1- Bilan opérationnel Services Enchères depuis le 20 juin 2008

Enchères Périodiques/Journalières/Infrajournalières

- Aucune session d'enchère mensuelle n'a été annulée

-Aucune session d'enchère journalière (opérée ARIBA) annulée mais 1 session d'enchère journalière a été annulée I->F le 02/10 pour le 03/10 pour cause de problème SI TERNA.

-Aucune session d'enchère infrajournalière sur l'interconnexion IFE n'a été annulée

Application du netting pour le calcul des ATC

IFI

Pour l'ATC J: non appliqué le 02/08, 04/09 le 02/10 pour cause SI TERNA (enchère I->F annulée)

IFB

Pour l'ATC J (pour le market coupling depuis le 01/07/08): toujours appliqué

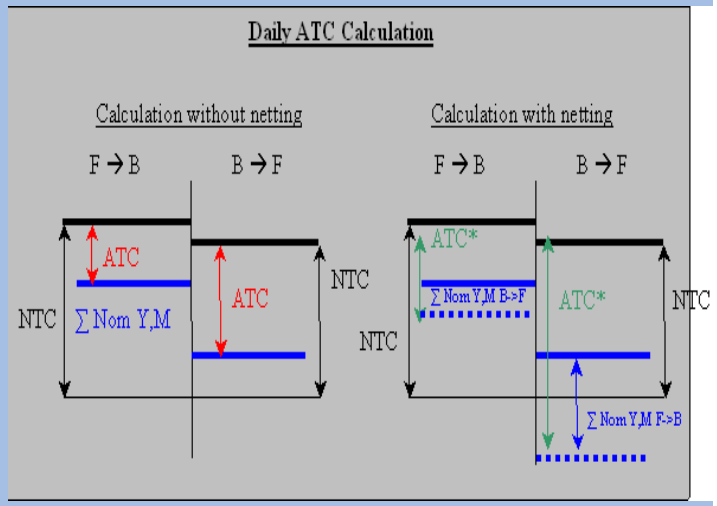
IFD

Pour l'ATC J: toujours appliqué

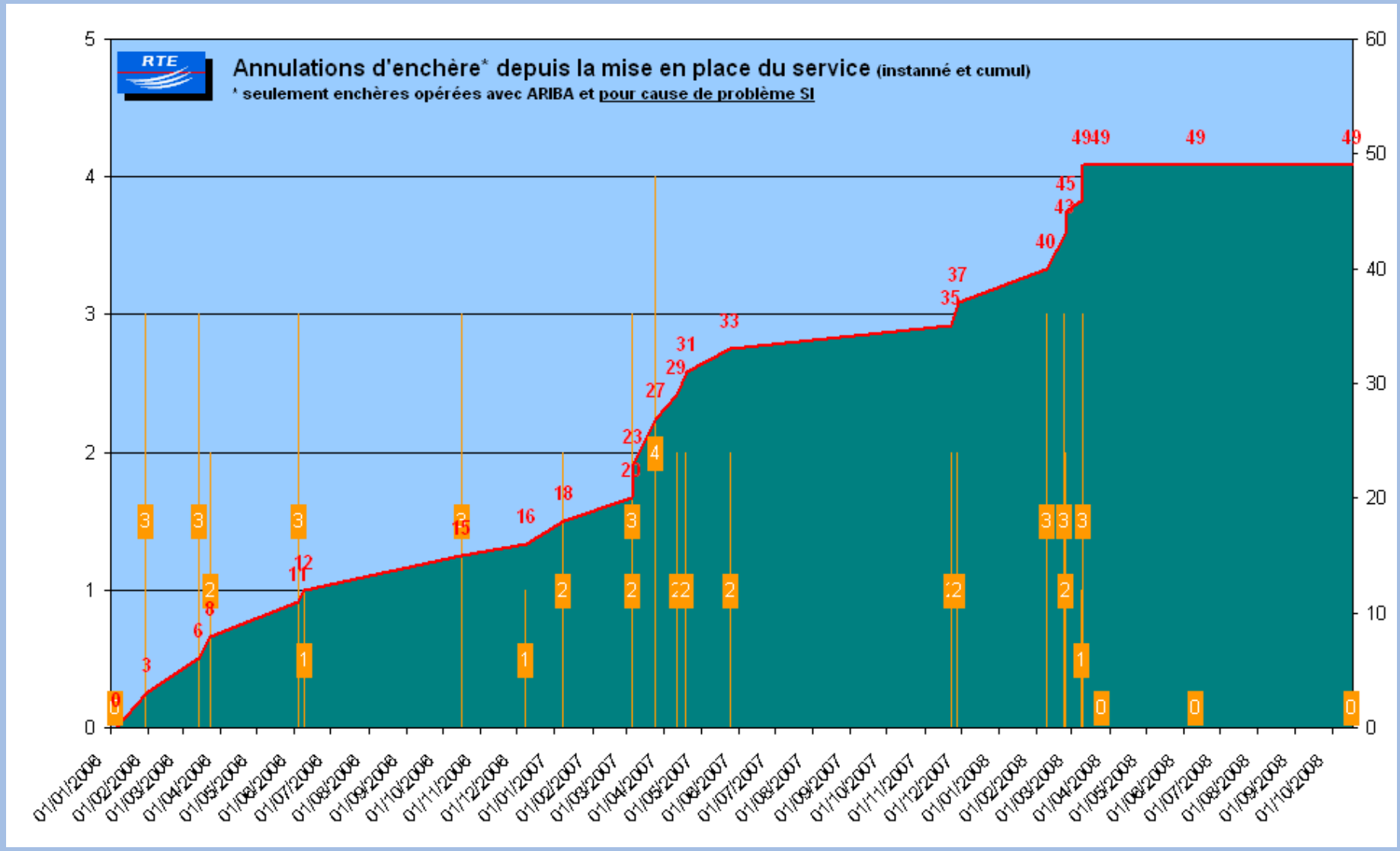
IFE

Pour l'ATC J: non appliqué le 15/07 pour cause de problème SI

Pour l'ATC IJ: non appliqué le 20/08 à la première enchère IJ pour cause de problème SI



Synthèse annulations d'enchères



Réductions et garantie de capacité

Espagne:

Réductions France ->Espagne

19/09 Baixas-Vic

11/09 Argia-Cantegrit

Réductions Espagne->France

06/07 Pierola-Vic

20/07 La Roca-Vic

27/07 Franqueses-Palau

24/08 Franqueses-La Roca

29/09->02/10 AT Cantegrit

Proposition de communication complémentaire si l'avarie risque de durer plus de 2 jours (cf AT Cantegrit).

05/10 garantie de capacité E->F. Countertrading F->E mis en place pour limiter les imports E->F

Italie:

Aucune réduction depuis la dernière CFAI (20/06/08)

09/09/08 garantie de capacité suite au Retrait Urgent Albertville-Montagny

28 et 29/08 pentalatérale/trilatérale mis en place à la demande de TERNA

Avaries IFA

•De nombreuses avaries IFA cet été…

Avaries du 19 au 23/07 (1500MW)

Avaries sur les traversées du 31/07 au 11/08 (1500 MW)

Avarie du 29/08 (1000 MW pendant 7h30)

Avaries sur les traversées du 31/08 au 08/09 (1500 MW)

Avarie du 23/09 (1500 MW)

Avarie du 26/09 (0 MW de 7h à 9h30)

Problème de télécommande pour remontée IFA le 6, 7, 8/10 (1000 MW pendant quelques heures)

•Réflexion en cours sur l'amélioration des communications en cas d'avarie IFA

•Améliorations 2009 pour travaux annuels

Dans la mesure du possible, les retours de consignations (passage à 1000 MW) se feront avant 15h.

Autant que possible, les consignations ne seront pas planifiées à cheval sur 2 mois.

Rappel en cas de réduction IFA

•**Clarification/Rappel sur le Curtailement Factor (CF)**

CF = capacité réduite de la ligne/capacité vendue aux acteurs

Exemple: en cas de perte subite d'un bipôle et si l'enchère J a eu lieu, CF = 1000/2000=50%

Le CF est donc à appliquer sur vos capacités acquises aux enchères et non sur les ICE reçus de logica le matin de J-1 qui peuvent déjà avoir été réduites si une précédente avarie a eu lieu ou que la consignation se prolonge.

Evolutions opérationnelles

- **Nouveau service sur la plateforme ARIBA pour les enchères journalières: offres par défaut**

  Formations du 25/09 au 03/10: seulement 13 sociétés…mais guide utilisateur disponible auprès de la hot-line ARIBA.

  Mise en production décalée suite aux problèmes rencontrés le 09/10.

- **Décalage du guichet de nomination F-D à 14h30 (au lieu de 14h) en cas de problème EEX (incident du 23/09 et du 02/10)**

  En cours d'implémentation à RTE avec accord RWE.

- **Infrajournalier**

  -Amélioration en cours de la communication clients en cas de passage des capacités infrajournalières à 0 (Allemagne essentiellement).

  -Rappel des règles d'allocations de l'IJ sur F-B, F-D, F-CH:

  Petites demandes servies en premier

  En cas de saturation des demandes de capacités IJ et non utilisées, cela pénalise tous les acteurs AI et aussi RE (impossibilité de mettre du MA interconnexion en place)

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

2- Interconnexion France-Belgique répartition des capacités

Contexte

- **Deux consultations organisées conjointement par RTE et Elia en 2007 sur la répartition des capacités sur l'interconnexion France-Belgique**
  - ✓ Mars 2007 : anciennes règles de répartition adaptées après une année de retour d'expérience sur les enchères
    - ➢ Meilleure harmonisation entre les différentes frontières (FB / BNL)
    - ➢ Réservation de capacités à l'horizon journalier afin d'assurer une meilleure convergence des prix en période de plus faible capacités (été)
  - ✓ Octobre 2007 : les acteurs de marché ont souhaité que les gestionnaires de réseau reconduisent pour les capacités 2008 les règles de répartition adoptées en mars pour les capacités 2007

Proposition pour 2009 : reconduction des règles actuelles

- **France-Belgique :**
  - ✓ 1300 MW alloués en annuel (valeur minimale totale assurée pour 2009 en cours de détermination)
  - ✓ Dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW est réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 400 MW est réservé pour l'allocation journalière via le couplage de marchés
  - ✓ Si ces 500 MW ne peuvent être garantis, la réduction sera appliquée à 25% sur la capacité mensuelle et à 75% sur la capacité journalière
  - ✓ Au-delà de ces 500 MW, 25% sont attribués à l'enchère mensuelle et 75% à l'allocation journalière par couplage de marchés, avant intégration des reventes de capacité annuelles vers les capacités mensuelles

Illustration (France → Belgique)

NTC	ATC annuelle	ATC mensuelle	ATC journalière minimum	Y+M ATC (%)	ATC journalière min (%)
1600	1300	50	250	84%	16%
1700	1300	75	325	81 %	19 %
1900	1300	125	475	75%	25%
2100	1300	175	625	70%	30%
2300	1300	225	775	66%	34%

- **Belgique-France :**

  - ✓ 400 MW alloués en annuel (valeur minimale totale assurée pour 2009 en cours de détermination)

  - ✓ Dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW est réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 100 MW est réservé pour l'allocation journalière via le couplage de marchés

  - ✓ Si ces 200 MW ne peuvent être garantis, la réduction sera appliquée à 50% sur la capacité mensuelle et à 50% sur la capacité journalière

  - ✓ Au-delà de ces 200 MW, 50% sont attribués à l'enchère mensuelle et 50% à l'allocation journalière par couplage de marchés, avant intégration des reventes de capacité annuelles vers les capacités mensuelles

Illustration (Belgique → France)

NTC	ATC annuelle	ATC mensuelle	ATC journalière minimum	Y+M ATC (%)	ATC journalière minimum (%)
600	400	100	100	83 %	17 %
800	400	200	200	75 %	25 %
1000	400	300	300	70 %	30 %

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

3- Initiatives Régionales

3.1 CWE – Harmonisation des enchères explicites

Principales avancées du projet d'harmonisation des enchères sur la zone CWE depuis la dernière CFAI :

- Fin juin : un jeu de règles harmonisées a été soumis aux régulateurs.
- Fin juillet : les régulateurs ont formulé des observations sur ces règles, observations auxquelles les GRT ont répondu (voir transparent n°4).

- Mi août : sélection du fournisseur du futur outil d'enchères : AREVA
- Dès cette sélection effectuée, le travail d'implémentation de l'outil d'enchères a débuté avec comme objectif une mise en oeuvre permettant d'opérer des enchères annuelles et mensuelles dès la fin novembre 2008.

- 1er octobre : création officielle de la société CASC-CWE (www.casc-cwe.eu). Cette société sera chargée d'opérer les enchères explicites de la zone CWE.

Prochaines étapes du projet

➔ **Dans les semaines à venir :**

- consultation des acteurs du marché sur les règles d'enchères harmonisées, organisée par les régulateurs .
- Enregistrement à l'outil d'enchères de CASC-CWE (OBLIGATOIRE)
- S45 et S46 : formations à l'outil d'enchères pour les clients (test d'enchère en ligne, sessions de formations physiques). Inscription nécessaire auprès d'un des Opérateurs d'enchères actuels : RTE, RWE, AOBV.

➔ **A partir de la fin novembre : début des enchères annuelles et mensuelles (produits 2009) opérées via l'outil d'enchères de CASC-CWE.**

- Les règles applicables seront les règles d'enchères actuelles.
- Le dépôt des offres, le clearing, l'envoi et la publication des résultats seront opérés par CASC-CWE.
- La relation clientèle, le marché secondaire, la facturation, les nominations, resteront opérés par les Opérateurs d'enchères actuels.

➔ **A partir du printemps 2009 : toutes les enchères explicites (LT et journalières) seront opérées par CASC-CWE.**

- Les règles applicables seront les règles d'enchères harmonisées.
- Toutes les étapes du processus d'allocation (de la contractualisation jusqu'à la facturation) seront opérées par CASC-CWE.
- Les nominations resteront opérées par les GRT.

Règles harmonisées soumises aux régulateurs : points en cours de discussions

- Fermeté des programmes nominés (hors cas de FM) : ce point concerne les GRT allemands. Ces derniers sont ouverts à une évolution sous certaines conditions .

- Compensation au spread des réductions de capacité : les régulateurs ont proposé aux GRT un système de compensation incluant deux caps : le premier sur le spread lui-même, le deuxième sur le montant maximal de la compensation. Les GRT ont lancé une étude sur ce système.

- Niveau de responsabilité : des divergences entre les législations nationales rendent difficile une harmonisation totale sur ce point. Etude en cours.

- Clause de suspension d'un participant : les GRT souhaitent permettre à CASC de suspendre provisoirement un acteur en cas de comportement anormal vis à vis du SI (virus, spam, etc…).

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

3- Initiatives Régionales

3.2 CWE – Market coupling : Implementation Study

Progression du projet depuis début 2008

- **Fourniture de plusieurs dossiers par le projet :**
  - ✓ Orientation Study en février 2008
  - ✓ Progress report en avril 2008
  - ✓ Implementation Study en août 2008

- **Réunions expertise :**
  - ✓ Rencontre avec les régulateurs le 10 mars 2008
  - ✓ Rencontre avec les acteurs de marché (MPPs) le 28 avril
  - ✓ Réunions PLEF
  - ✓ Réunions techniques avec les acteurs de marché et consultation en mai

- **Implementation study : la solution proposée pour le market coupling CWE à l'issue de la phase de conception**
  - ✓ À l'exception de quelques sujets dont la conception est en cours de finalisation

Solution proposée (1/3)

- **Algorithme : choix de Cosmos, développé par Belpex, parmi plusieurs alternatives**
  - ✓ Satisfait tous les pré-requis établis pas le projet CWE MC
  - ✓ Présente les meilleures performances parmi les solutions étudiées
  - ✓ Choix validé par un groupe d'experts indépendants
- **Choix du modèle "price coupling" en Allemagne**
- **Pour mémoire : introduction d'une limite de prix négative sur EEX au 1er septembre 2008**

Solution proposée (2/3)

- **Procédures opérationnelles :**

  - ✓ Publication des capacités disponibles : 11h15 au plus tard (horaire cible : 10h30)
  - ✓ Fermeture des carnets d'ordre des bourses : 12h
  - ✓ Publication des résultats : 13h05 au plus tard
    - ❖ Calcul des volumes sur les interconnexions avec les pays nordiques : hypothèse de 20 minutes
    - ❖ Calculs des résultats de couplage par Cosmos : hypothèse de 10 minutes
  - ✓ Procédures en mode normal, en mode dégradé et "flux de contrôle" définis
  - ✓ Déclaration de passage en découplage à 13h05 au plus tard

- **Modes dégradés (« fallbacks ») : shadow explicit auctions et découplage des bourses :**

  - ✓ Shadow explicit auctions : mise à disposition d'une base de données permettant un dépôt d'offres de capacité « permanent »
  - ✓ Les participants qui souhaitent acquérir de la capacité (PTR) en cas de fallback peuvent déposer, modifier ou retirer leurs offres en continu
  - ✓ Au moment du découplage, la dernière offre valide est retenue pour l'enchère de capacités
  - ✓ Les bourses réouvrent leurs carnets d'ordre : nouvelle fermeture à 14h

Solution proposée (3/3)

- **Contraintes de réseau :**
  - ✓ L'analyse réalisée comporte des limitations liées au caractère non parfaitement représentatif des données utilisées dans les simulations…
    - ❖ **Carnets d'ordre des bourses** : ils correspondent à la modélisation ATC et non flow-based ; ils intègrent les effets liés aux arbitrages pouvant résulter des mécanismes d'enchères explicites
    - ❖ **Données GRT** : les paramètres flow-based utilisés sont des approximations de paramètres en production ; ils utilisent des fichiers DACF au lieu de fichiers D-2CF ; 4 pas horaires par jour au lieu de 24
  - ✓ Avec un impact certain sur les résultats observés

- **Par conséquent, les partenaires du projet jugent prématuré un démarrage en flow-based et proposent un démarrage en ATC, même si le couplage flow-based reste l'objectif**
  - ✓ Proposition du projet de démarrer avec un modèle ATC (actuellement en cours de définition)
  - ✓ Basculement en flow-based après une période suffisante de tests flow-based en parallèle

Prochaines étapes

- **Etape de pré-mise en œuvre (1er septembre/30 novembre)**
  - ✓ Finalisation de la modélisation ATC
  - ✓ Finalisation de la gouvernance
  - ✓ Mise en place de l'organisation de la phase de mise en oeuvre
  - ✓ Planning et budget "ascendants"
  - ✓ Obtention de l'approbation des régulateurs sur le lancement en ATC et la couverture des coûts jusqu'au basculement en flow-based

- **Etape de pré-mise en oeuvre (décembre 2008 à fin 2009)**
  - ✓ Développement des systèmes, tests d'intégration
  - ✓ Rédaction des procédures de mise en oeuvre (décembre 2008 à fin 2009)
  - ✓ Développement opérationnelles et formation des opérateurs
  - ✓ Contractualisation
  - ✓ Préparation des acteurs de marché

Prochaines étapes

- **Phase intermédiaire (du démarrage en ATC au basculement en FB)**

  - ✓ Mise en oeuvre opérationnelle du couplage en ATC
  - ✓ Exécution de tests flow-based en parallèle
  - ✓ Analyse des résultats
  - ✓ Préparation des acteurs de marché au basculement en flow-based
  - ✓ Tout cela en concertation avec les régulateurs

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

3- Initiatives Régionales

3.3 CSE

Frontière France – Italie

1/2

- **Évolution des Auctions Rules pour 2009**

  - Les règles ont été soumises aux régulateurs fin septembre avec notamment …
    - La mise en place d'un UIOSI sur les capacités périodiques
    - Une publication du nom des détenteurs de capacité
    - Une modification du délai minimum d'information et de soumission des notifications de reventes (cas de la fin d'année)

  - En réponse, les régulateurs nous remercient des avancées et nous demandent …
    - de mettre en place une nomination en A to B pour les transactions journalières :

      => OK au cours du premier semestre 2009 pour France vers Italie
    - de Justifier le niveau des GB pour les frontières France – Italie et Suisse – Italie.

      => OK car paiement *ex post* pour ces deux frontières
    - de formaliser le traitement des contestations

      => En cours
    - de proposer un whiteboard (plate-forme légère visant à permettre une correspondance entre les acteurs de la zone) pour faciliter le marché secondaire

      => OK, vraisemblablement avec l'outil de TERNA (à valider)

Frontière France – Italie

2/2

- **Single Auction Office (SAO) sur la région CSE**

  - Des travaux ont été menés depuis début 2008 en collaboration avec tous les TSO de la zone

  - Au terme des discussions préliminaires :
    - RTE est en faveur d'un SAO fonction plutôt qu'un SAO compagnie
    - Un TSO opérerait les enchères et le marché secondaire pour le compte des autres TSO encadré par le biais d'un inter-TSO agreement : TERNA pourrait être ce TSO
    - Cela permet :
      - de proposer ce service plus rapidement : pas d'appel d'offre pour le SI, pas de délai de consultation des instances européennes, …
      - de limiter les coûts de structure associés,
      - de conserver une flexibilité qu'une société ne possède pas et aussi d'éviter un gel de l'harmonisation dans les zones (une entreprise pour CWE, une autre pour CSE, idem SWE, etc.)

  - A ce jour, il n'existe pas de consensus au sein de CSE

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

3- Initiatives Régionales

3.4 SWE et évolutions des Règles IFE

Historique depuis la dernière CFAI

- **24 Juin : “Stakeholder Group” meeting à Madrid**

- **Juillet : Consultation publique de l’ERGEG sur :**
  - ✓ le contenu de la prochaine version des règles IFE
  - ✓ le rapport de Transparence des marchés français, espagnol et portugais
  - ✓ le mécanisme cible pour les allocations infra-journalières

- **28 août : RCC meeting. Conclusions des régulateurs suite à la consultation publique**

- **30 septembre : HLG Meeting. Demande d’implémentation :**
  - ✓ d’un système de revente automatique
  - ✓ de la compensation des réductions de PTR et des annulations de reventes au spread capé

La proposition des régulateurs
Compensation au spread capé

- **Mêmes modalités de compensation en cas de réduction ou d'annulation d'enchère**

- **Compensation au spread avec 2 caps**

  1. Un cap sur le montant total de remboursement en €
     - **Maximum défini par les revenus des enchères Long Terme sur le mois considéré**
     - **Remboursement des participants au pro-rata si ce montant est dépassé.**

  2. Un cap asymétrique sur le différentiel de prix
     - **Ce cap couvre 95% des écarts de prix détectés soit :**
       - ✓ **-70€/MWh dans le sens Espagne vers France**
       - ✓ **24€/MWh dans le sens France vers Espagne**

- **La révision de ce schéma de compensation sera effectuée une fois par an**

La proposition des régulateurs
Reventes automatiques en journalier (UIOSI)

- **Utilisation du terme revente automatique pour des raisons législatives**

- **Principes de base :**

1. Les capacités Long Terme non nominées seront automatiquement revendues aux enchères journalières

2. Les acteurs de marché n'ayant pas nominés leur capacité acquise en Long Terme recevront la valorisation de ces dernières lors de la revente aux enchères journalières

3. Un agent revendant de la capacité Long Terme à l'échéance journalière, via le système de reventes automatiques, ne pourra racheter de la capacité au cours de cette enchère.

Prochaines étapes

- Envoi par les régulateurs de la demande officielle d'implémentation de ces évolutions précisant le contour définitif de ces dernières
- Users' Forum sur les règles IFE V3.0 (fermeté des produits journaliers + évolutions citées ci dessus)
- Publication des nouvelles règles IFE V3.0
- Implémentation des évolutions

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

4- REFONTE IFA

Point d'avancement

- **Contractualisation SI IFA (CMS) : fin juillet 08**
  - ✓ Unicorn – Damas
- **Lancement AO Hébergement/Administration : début août 08**

<u>En cours :</u>

- **Spécifications détaillées du CMS. Échéance : mi-nov 08**
- **Préparation de l'interfaçage avec le SI RTE.**
- **Evaluation T/C des réponses à l'AO Hébergement/Administration. Échéance : janvier 08 (contractualisation)**

- **Définition des processus opérationnels RTE/NG/Admin**
- **Rédaction des Règles d'Accès IFA. Échéance v1 pour consultation : avant fin 2008**
  - ✓ consultation IFA Users début octobre 2008 pour valider certaines hypothèses

Consultation IFA Users

- **InfraJournalier**
  - ✓ grande majorité pour “Droits-à-options”
  - ✓ 1 ou 2 enchères IJ
- **Transferts en J-1 et IJ**
  - ✓ pas de consensus
  - ✓ fourniture d’un “noticeboard” pour afficher les offres d’achat et de vente des acteurs
- **Prix Guide**
  - ✓ plus de publication
- **Nominations**
  - ✓ pas horaire
- **CT/ITR**
  - ✓ introduction de la distinction CT/ITR
  - ✓ impact sur le SI et les Règles en cours d’évaluation
- **Produits ‘blocs’ en J-1**
  - ✓ pas de consensus, faisabilité en cours d’étude
- **Offres d’enchères**
  - ✓ offres divisibles, offres par défaut (configurable), pro-rata sur offres marginales
- **Reventes LT > J-1**
  - ✓ abandonné, redondance avec UIOSI

Prochaines étapes

- **Règles**
  - ✓ décalage prévisible des enchères annuelles calendaires (1ère quinzaine de novembre)
  - ✓ présentation des principaux changements de règles aux IFA Users pour préparer ces enchères
  - ✓ publication d'une V1 des nouvelles Règles IFA d'ici fin 2008
  - ✓ consultation RTE/NG début 2009
- **SI**
  - ✓ spécifications détaillées achevées mi-novembre
  - ✓ recettes : février-avril 2009
  - ✓ tests clients : avril-mai 2009
- **Processus opérationnels RTE/NG/Administrateur**
  - ✓ AO Administration. Contractualisation : janvier 2009
  - ✓ définition des procédures et tests : janvier-mai 2009
- **Go-live : juillet 2009**

Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

5- Transparence : publication des données d’interconnexion

Contexte : où publier les données interconnexions ?

Refonte des interconnexions UE / création de plaques régionales

- Projet Refonte IFA
- Projet CWE
- Projet CSE, SWE …

Nouvelles plate-formes de gestion de la congestion

Création de Single Auction Offices (SAO)

etsovista

Publications RTE ? SAO ?

Proposition de plan d'action

- **Les SAO/plateformes assureront un niveau de publication et de transparence conforme aux CM Guidelines, basé sur ECAN/ESS**

- **SAOs (type CWE, etc) : lien du web RTE vers le portail du SAO. Pas de publication directe des données d'allocation du SAO sur le web RTE**

- **Plateformes communes (IFA, etc ?) : périmètre plus large (enchères + nominations)**
  - Publier les données relatives aux enchères, aux programmes et à l'utilisation de la capacité sur le web RTE ?
  - Mais risque potentiel lié au gros travail d'évolution à mener sur le site web RTE (refonte du processus global (IFA), gestion de nouveaux flux)
  - S'appuyer sur les publications existantes des outils sur étagère pour gérer les éventuelles phases transitoires du web RTE

- **Passer les publications du web RTE au format ECAN/ESS là où c'est possible**