Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité (CURTE)

Comité Plénier du 16 octobre 2009

Synthèse des discussions

I. Ordre du jour 2

II. Sécurité d'approvisonnement : de nouvelles coopérations des GRT 2

III. Insertion des EnR : actualités 5

IV. Retour et suites de l'Atelier Effacements du 29/09 8

V. Informations sur les Commissions et actualité 10

Participants RTE	**Participants externes**	
Pierre Bornard (Président du CURTE)	UNIDEN	Ludivine Mellier
Brigitte Peyron	EDF Direction Entreprise	Françoise Coustillas
Jean Verseille	EDF DOAAT	Bruno Ferrier
Claire Niclot	GDF SUEZ	Tanguy Le Quenven
Gérard Bezat	SNET	Francisco Munoz
Sébastien Lepy	SER	Alexandre Courcambeck
Bruno Meyer	POWEO	Nathalie Dostert
	DIRECT ENERGIE	Fabien Choné
	POWERNEXT	Audrey Mahuet
	UNELEG	Claude Rudelle
		Patrick Ruyer
	RFF	Jean-Paul Perret
	ELE/FNCCR	Jean Rivet
	Excusés	
	EDF	Marie Mugler
	UNIDEN	Emmanuel Rodriguez
	POWEO	Frédéric de Maneville
	EFET	Juan Luis Rios Sanchez

I. Ordre du jour

L'ordre du jour pour cette réunion était le suivant :

- Sécurité d'approvisonnement : nouvelles coopérations entre GRT

  A partir des objectifs européens, présentation du rôle des GRT, et de leur contribution aux niveaux national, régional, et européen dans le cadre de ENTSO-E. Dans ce contexte, résentation des objectifs et des modalités de mise en œuvre du "10 years Network Developement Planning"de l'ENTSO-E.

- Insertion des EnR : actualités
- Retour et suites de l'Atelier Effacements du 29/09

Informations sur les Commissions et actualité

II. Sécurité d'approvisonnement : de nouvelles coopérations des GRT

Présentation de RTE

RTE présente le rôle des GRT en Europe et les modes de coopération entre GRT.

Rappel sur la politique énergétique européenne qui est basée sur 3 piliers : efficacité énergétique, lutte contre le réchauffement climatique, sécurité d'approvisionnement.

1ère directive, 1996 qui organise le secteur de l'électricité et du gaz et mène à l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

2° directive 2003 qui mène à l'intégration régionale (European Energy Initiative, et les mini *fora)*

3° directive 2009 : 3° paquet énergie climat. Fondation d'ENTSO-E et de l'ACER Réaffirmation de l'objectif « 3x20 » pour 2020 (et directives GIC et IPCC)

Concernant la sécurité d'approvisionnement, le GRT est bien positionné pour évaluer les risques globaux C'est un acteur régulé et neutre, donc un observateur clé du système. En outre c'est un expert du fonctionnement des systèmes électriques à tous les horizons de temps. Et par essence, il doit anticiper.

Assurer l'équilibre Offre-demande en temps réel (« observer/prévoir/commander »), mais aussi prévoir le développement sur un horizon long.

A la maille nationale, en prenant l'exemple français, un « Bilan Prévisionnel » (BP) doit être établi « production/consommation ». A quinze ans dans le cas de la France, actualisé tous les deux ans (le dernier datant de 2009). Le BP tient compte des orientations de la politique énergétique, et c'est un

moyen d'échange avec les acteurs du système électrique. RTE rencontre le plus possible d'acteurs : producteurs, fournisseurs, mais aussi acteurs du bâtiment, tel le CSTB etc.

Le BP s'appuie sur des méthodes et des outils spécifiques pour la simulation du fonctionnement du système électrique.

En Europe, c'est une obligation (depuis 2005) mais pas nécessairement dévolue au GRT. En Allemagne c'est un organisme équivalent à l'ADEME qui s'en charge. Au RU c'est National Grid (Seven Year Statement, premier exemple de BP).

Intégration régionale

Premier « Regional Adequacy Forecast » simulant le marché intégré de 5 pays : France, Benelux et Allemagne.

Apparemment une perspective confortable, mais un accroissement de 30 à 80 tonnes de CO2 malgré 37 TWh d'EnR. Et une interrogation sur la rentabilité des projets de production et donc sur la réalisation de tous les projets annoncés.

Une compilation commune avec les 5 meilleures estimations nationales ne donne pas la meilleure estimation pour les 5 pays.

Rappel sur ENTSO-E.

3° paquet demande à ENTSO-E de développer codes et plans d'investissement à 10 ans. ENTSO-E est opérationnelle depuis le 1/7/2009. Elle regroupe 42 GRT de 34 pays, 500 M citoyens, 3000 TWh/an. Et des investissements transport & distribution estimés à 500 Mds € d'ici 2030.

10 Year Network Developement Plan (TYNDP)

Son objectif est de donner une vision du réseau sur 5/15 ans, en dressant le contexte des évolutions de la consommation et des besoins des utilisateurs. Un modèle cohérent des marchés et réseaux intégrés. Une revue des freins au développement de nouvelles lignes.

Ce plan non obligatoire sera une référence partagée avec l'ensemble des acteurs du système, mis à jour tous les deux ans. Les régulateurs vérifieront la cohérence avec les plans nationaux.

Dès juin 2010 ENTSO-E un premier Plan sera préparé. Il identifiera les défis pour les développement des réseaux. Parmi ses entrants :

- Les scénarios d'évolution du contexte : bilan prévisionnel offre-demande, analyse de marché ;
- Les inadaptations du réseau (adéquation des capacités de transport) ;
- Les projets de réseau planifiés ;
- Les technologies : état de l'art et perspectives.
- Conclusion, pistes pour les prochains TYNDP

Enjeux pour TYNDP:

- Scénarios : tendances/objectifs : incertitudes en matière de production : localisation, déclassement, etc). Objectifs 3x20 pour le secteur électrique.

- Etat de l'art technique & portage des projets : Faits et feuille de route pour réseaux off-shore, smartgrids,…) Réglementations environnementales.

- Modèle de marché & *business models* cibles : financements, rôle et responsabilité des parties intéressées.

Pour arriver à publication en juin 2010, une consultation formelle sur le projet de rapport sera lancée en mars 2010.

Débats

Direct Energie (DE) sur le BP. Pour la France l'étude se fait avec un critère de 3h de défaillance. Qu'en est-il pour la zone régionale à 5 pays, ou sur la zone ENTSO-E ? RTE répond qu'il n'y a pas de critère auquel est comparé le résultat de la simulation. En termes d'hypothèses, on utilise un profil d'échanges figé (symétrique de l'hypothèse BP d'annulation en espérance du solde des échanges à la pointe). D'autres pays n'ont pas nécessairement une approche avec une espérance de nombres d'heures de défaillance. Ou quand c'est le cas, comme la Belgique, les 3h peuvent être un nombre d'heures de défaillance différent. Et aux PB il n'y a pas la même approche. Au niveau UCTE, le critère est de 1% de défaillance. Globalement, ce n'est pas un critère probabiliste.

DE : Le niveau de sécurité d'approvisionnement a un coût pour la collectivité. Quel coût si on passait de 3h à 2h par exemple ? Le critère de 1% UCTE est-il écrit dans les textes ? Est-il compatible avec les 3h de défaillance France ?

RTE signale que ce n'est pas contradictoire. Pour le BP, « l'entrant » est avec périmètre figé. Et en qualité de défaillance, avec les 3h, on est là bien en-dessous du critère au niveau européen. En outre d'autres initiatives sont lancées. En niveau : à la pointe espérance d'échanges nulle. En structure on suppose une compétitivité de la France par rapport à ses voisins qui soit constante. Pas de changement forts des parcs.

DE : des politiques de sécurité d'approvisionnement ne sont pas les mêmes en Europe. Et comme ça correspond à des coûts il est important de pouvoir inter-comparer. Les « besoins de la somme » sont inférieurs à la « somme des besoins ». On risque de se dire que tout se passe bien à horizon 2015, alors que ça peut ne pas être la cas. L'exercice intéressant mais qui ne doit pas être vu comme suffisant pour identifier les besoins de production.

RTE : nul en espérance ne veut pas dire nul à tous les horizons étudiés. Deux hypothèses pour arriver au critère de 3h : échanges nuls et volume d'effacement de 3 GW.

UNIDEN : exemple de critères différents de justification des investissements d'un pays à l'autre?
RTE: possibilité de mesurer des performances en termes d'évolution de différentiels de prix entre zones dans un marché mature comme en Scandinavie. Cela n'a pas de sens pour un groupe de pays qui n'ont pas tous une bourse comme dans les Balkans aujourd'hui.

Poweo : Comment se fait le lien avec les codes réseau ? Où se trouve ce qu'a fait déjà l'UCTE. Souci, n'y a-t-il pas des risques pour arriver à un consensus sur des règles communes de perdre beaucoup de temps ?

RTE explique qu'ENTSO-E est constitué de trois comités : un Comité « Développement, un Comité « Marché », et un Comité « Systems Operations». C'est ce dernier qui s'occupera des règles de fonctionnement. L'idée est d'avoir des règles européennes. Il y aura des couches « génériques ». Les règles UCTE étaient « libres » entre gestionnaires de réseau. Là, on aura des règles admises par tous. Tous les engagements pris par UCTE seront repris intégralement dans ENTSO-E. Le code pilote permettra de tester les processus avec les parties prenantes et régulateurs.

RTE souligne que le Bilan Prévisionnel n'est pas un outil de planification. C'est un outil d'échange et de transparence, à disposition des acteurs. Que le TYNDP est en plus, un plan. Les acteurs du CURTE seront consultés sur le TYNDP. Alors que le BP est essentiellement construit à partir des éléments fournis par les acteurs du CURTE. Et que le TYNDP n'est pas un instrument pour savoir où investir.

Concernant les moyens de pointe, voir si le GT DGEC s'y intéressera (outre les effacements). La question se pose sur les pointes entre les niveaux européens versus les pointes nationales. D'où l'approche « conservatrice » du BP français. RTE ajoute les incertitudes sur les politiques énergétiques (nucléaire en Belgique ou Allemange p.ex.) RTE : l'enjeu de voir que si la France a un BP les projets de « petits » pays sont néanmoins importants à l'échelle de l'Europe.

GDF Suez. Tous ces 42 GRT, c'est très ambitieux, sans doute trop d'entrée de jeu. Pourquoi pas un exercice intermédiaire à maille régionale ? Avec découpage à une maille régionale ?

RTE : exemple 5 pays (France Benelux Allemagne), mais manque la Suisse, réservoir d'énergie, et la Pologne (qui exporte vers l'Allemagne). Le premier rapport de juin 2010 ne fera de toute façon pas l'exercice à échelle des 42. Il donnera une maquette, montrera que les outils existent. Et présentera les plans régionaux. RTE est à l'écoute des membres du CURTE.

EDF : comment sera faite la publication ? RTE répond que ce sera via le site ENTSO-E et des réunions d'information. Des présentations peuvent être faites également au CURTE.

III. Insertion des EnR : actualités

Présentation de RTE

1. Les potentiels de raccordement pour affiner la visibilité sur les possibilités de raccordement

Les Potentiels de Raccordement (PR) permettent, dans l'attente des schémas de raccordement prévus par le PLENE, permettent de répondre à l'attente des producteurs EnR de disposer de l'information sur les possibilités de raccordement maximum sur les postes existants 63, 90 et 225 kV.

–Les effacements curatifs de production qui s'avèreraient nécessaires dans certaines circonstances seront mis en œuvre la plupart du temps via un automate.

–Le raccordement d'installations de puissance supérieure au PR ne pourra être accepté qu'avec un développement préalable du réseau.

Deux étapes pour compléter le dispositif d'information sont en cours d'examen :

- Afficher les potentiels de raccordement 400 kV
- Compléter par une vision dynamique en affichant les capacités futures qui pourront être dégagées par RTE à échéance courte (3 ans)

Les PR ont été publiés en juillet 2009.

2. Le projet de nouvelle procédure de raccordement des producteurs pour une gestion plus fluide de la file d'attente (FA).

Son principe : ne se maintiennent en file d'attente que les projets qui avancent :

- Remettre à disposition des producteurs des capacités « stérilisées » ;
- Permettre une meilleure définition des renforcements nécessaires pour accueillir les projets

Une entrée en file d'attente plus souple, possible dès les premières démarches administratives du projet :

- Possibilité d'entrée en FA pour les projets, notamment EnR, par le récipissé de la demande de Permis de Construire (PC)

Maintien en FA par une « preuve » annuelle de l'avancement du projet apportée par le producteur.

Gestion de l'entrée en FA déconnectée du financement du raccordement lui-même.

Avant d'approuver cette procédure, la CRE va consulter les acteurs. Une application début 2010 peut être envisagée, en fonction de cette consultation.

3. Projet IPES pour favoriser l'exploitation d'une production éolienne

Comme un parc important de parcs est désormais présent sur le territoire, le projet IPES a été développé. Forte sensibilité aux conditions météo, qui ajoute un aléa supplémentaire dans la maîtrise de l'offre/demande et la gestion des flux d'énergie.

Dès 2007, mise en place du projet expérimental. En novembre 2009, un outil industriel sera mis en exploitation :

- Intégré aux outils de conduite et de simulation
- Une base de données du parc

- Une base de données descriptive du parc
- Un modèle de prévision de la production éolienne
- Une IHM conviviale et adaptable aux besoins des opérateurs
- Un produit standard utilisé par d'autres GRT, évolutif et facilement interfaçable avec les équipements des producteurs

4. Schéma régional de raccordement au réseau des EnR (texte issu des débats au Sénat)

Les schémas de raccordement des EnR permettent de répondre aux objectifs de la nouvelle directive sur la promotion des EnR et à ceux de la loi Grenelle 1 :

- Une discrimination favorable en faveur des EnR
- Sans perturber le business plan des autres projets de production.

L'approbation du schéma par le préfet de région est nécessaire pour leur donner la légitimité indispensable.

Ce schéma sera élaboré par RTE, en accord avec les GRD.

- L'avis des autorités organisatrices de la distribution a été ajouté par le Sénat ;
- La visibilité et la légitimité donnée aux gestionnaires de réseau pour accroître de manière anticipée des capacités est un enjeu fort du dispositif.

5. Des dispositions spécifiques en accompagnement : le financement des raccordements

Quel que soit le poste de raccordement (existant ou à créer), chaque producteur paiera une même quote-part de la création des capacités, dans un périmètre de mutualisation donné.

Chaque schéma régional de raccordement définira un « périmètre de mutualisation » des postes de transformation entre RPD et RPT ainsi que des liaisons de raccordement au RPT et évaluera le coût d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires.

RTE affichera les ouvrages du RPT disposant de capacités permettant la création de nouveaux postes.

Un décret doit définir le mode de détermination du périmètre de mutualisation.

<u>Autres modifications apportée à la loi du 10/2/200 par le PLENE</u>

Accompagner Energies marines renouvelables. Cela prévoit :

- D'étendre à la Zone Economique Exclusive les missions des gestionnaires de réseaux, au-delà du territoire métropolitain continental où elles s'exercent déjà y compris dans sa partie maritime ;

- De supprimer le plafond de 12 MW pour les parcs éoliens en mer ainsi que le dispositif des Zones de Développement Eolien (ZDE) en mer ;

- De préciser par décret la mise en œuvre du schéma de développement et des schémas de raccordement en mer.

En parallèle, RTE participe à la démarche engagée par le Ministre pour identifier sur les façades maritimes les zones propices au développement de l'éolien off shore. Dans une optique de développement de réseau, RTE considère que ce zonage devrait être fortement incitatif

Calendrier :

Urgence déclarée ;

Sénat a achevé l'examen le 9/10/2009. Transmis à l'Assemblée pour examen en Commission puis discussion en séance publique.

Le premier Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) est attendu dans l'année suivant la promulgation de la loi.

Débats

UNELEG (M Rudelle) Qu'en sera-t-il du financement ? Il ne faut pas sous-estimer le raccordement au réseau de distribution. Si il faut créer un poste-source. Si en région rurale, ce n'est pas nécessairement un souci, ça peut l'être en zone péri-urbaine. RTE approuve cette remarque.

Se posera le problème de financement/pré-financement des postes source.

UNELEG (M.Ruyer) : où en est le décret ? RTE rappelle que le décret suivra la loi qui n'a pas encore été votée.

SNET : aujourd'hui le producteur finance le raccordement. Après la mutualisation, qui finance ? A quelle hauteur ? Et entre RTE et GRD ? RTE dit que dans l'ancien schéma EnR de raccordement au HTA, le client paie son raccordement, plus le poste source (avec coefficient de réfaction), et les clients suivants bénéficiaient de l'ouvrage. Dans la loi avec mutualisation, si un poste source est à créer, GRT pré-finance et se fait rembourser au pro-rata.

UNELEG (M Rudelle) : Concernant l'off-shore, cela suppose que le PdL est en mer ? RTE : plusieurs schémas possibles : plusieurs parcs regroupées. Quid du plafond 12 MW qui disparaît ? RTE répond que c'est lié aux évolutions des obligations d'achat.

IV. Retour et suites de l'Atelier Effacements du 29/09

Présentation de RTE

L'atelier sur les effacements a réuni une trentaine de personnes représentant producteurs, fournisseurs, industriels, gestionnaires de réseaux, ainsi que la DGEC et la CRE.

Principales conclusions de l'atelier

Les potentiels d'effacement devraient augmenter et être davantage exploités à l'avenir, mais il est nécessaire de mieux identifier les types d'effacements possibles, ainsi que leur valorisation économique. Il est proposé que soit menée une segmentation des possibilités d'effacement en fonction des caractéristiques techniques. Ces segments pourraient être les suivants :

- Utilisateurs concernés (directs ou agrégés)
- Préavis long /court
- Durée longue / courte
- Fréquence d'appel

et des besoins auxquels ces effacements sont susceptibles de répondre.

Pour chaque scénario « offre / besoin » évaluer la valeur économique générée avec des simulations appropriées et examiner s'il y possibilité de mettre en œuvre un mode de financement et de contractualisation adaptés en identifiant les opérateurs pertinents.

Toute la valorisation ne passe pas nécessairement par une contractualisation de long terme, de manière à développer tous les moyens favorisant le potentiel d'effacement, comme par exemple :

- contractualisation des réserves rapides
- valorisation via l'accès au marché (organisé)
- substitution aux investissements de production de pointe
- contribution à l'ajustement
- …..

Pour que ces potentiels d'effacement soient exploités au mieux, il sera nécessaire de les inscrire dans la durée :

- identifier les outils qui peuvent être utilisés pour apporter cette dimension « moyen terme »

et le mécanismes de recouvrement et de « transfert » associés pour avoir un équilibre « coût bénéfice cohérent »

et avec des vecteurs pour porter ces transferts

- TURPE (financement), mécanisme RE/MA, Obligation d'Achat, …..

<u>Traiter les questions juridiques (et techniques)</u>

Une autre question traitée concerne les possibilités pour les fournisseurs alternatifs et historiques de développer l'effacement pour les clients au tarif intégré.

Il faudra également identifier, décrire et approuver les mécanismes de contrôle du réalisé.

Perspectives

Trois groupes de travail traitent aujourd'hui de la question de l'ajustement :

- GT Ajustement diffus : intégration dans le modèle de marché
- GT Mécanisme d'Ajustement sur le RPD
- GT Ajustement diffus : suivi de l'expérimentation

Mais aucun ne répond aux questions soulevées par l'atelier. Lors de la CAM du 7 octobre il a donc été décidé de lancer un nouveau GT.

Ce GT travaillera sur la nécessité d'approfondir la connaissance du potentiel d'effacement à partir d'une segmentation de ces effacements et des besoins auxquels ils sont susceptibles de répondre. Puis d'analyser la valorisation économique précise par type de produit.

Par ailleurs, d'autres questions devront être traitées pour lever des contraintes : règles de profilage ; articulation avec les tarifs réglementés, complexité des mécanismes , … Elles seront analysées dans le cadre des deux GT actifs de la CAM.

Enfin, lors de la CAM il a été décidé de démarrer le GT expérimentation, en l'élargissant à des demandes comme celle faite par l'agrégateur « Energy Pool » lors de l'atelier.

Débats

(cf *infra* les remarques sur les effacements et le GT de la CAM)

V. Informations sur les Commissions et actualité

Travaux des commissions

CFAI (Commission Accès aux Interconnexions)

Depuis la mise en place des Initiatives Régionales, les sujets relatifs à l'évolution de la gestion des interconnexions sont instruits au niveau régional, avec l'ensemble des GRT partenaires, et des échanges sont organisés avec les acteurs de marché au travers des '*Stakeholders Group meeting*' et des forums organisés régulièrement sur les différents projets.

Ainsi, en 2009, des concertations sur les règles ont encore été organisées dans le cadre de la CFAI mais la concertation élargie aux niveaux régional ou européen devrait continuer à se développer, soit dans le cadre des Initiative Régionales, soit eu sein d'ENTSO-E, comme prévu par le 3ème Paquet Energie.

Dans ce contexte, la CFAI devrait davantage se positionner en 2010 comme une instance:

- assurant un relais d'information privilégié vis à vis des acteurs français, de manière complémentaire aux forums organisés à la maille de chaque région, le caractère de plus grande « proximité » de la CFAI favorisant un niveau de pédagogie plus élevé ainsi qu'une expression sans doute plus aisée de la part des acteurs ;

- permettant de mener des réflexions et discussions préparatoires avec les acteurs sur les projets de règles en préparation, et de recueillir des premiers retours de leur part ;

- où les acteurs français peuvent s'exprimer régulièrement sur les mécanismes en place ou les projets d'évolution.

Sur ce volet, les thèmes de discussion à prévoir sur 2010 sont notamment: la progression en Europe de l'harmonisation des enchères LT de PTR, les perspectives d'introduction des FTR, le couplage de marché et ses extensions, l'infra-journalier.

En parallèle, la CFAI conservera un volet plus opérationnel, permettant de partager avec les acteurs sur les points suivants :

- suivi régulier du niveau de service des dispositifs d'accès aux interconnexions, et des actions d'amélioration envisagées, incluant un examen régulier de la robustesse des dispositifs vis à vis des risques financiers ;

- caractérisation des volumes de capacité proposés au marché aux différentes échelles de temps, et visibilité sur les tendances d'évolution

- transparence des données de marché.

<u>CAR (Commission Accès au Réseau)</u>

Priorités 2010, qui seront proposés en CAR la semaine prochaine :

- La révision des Contrats CART Consommateur et Producteur dans le cadre de la Délibération de la CRE du 9 juillet 2009, avec un enjeu fort sur l'aménagement du schéma contractuel pour les producteurs ;

- L'élaboration des procédure de raccordement des clients industriels et des gestionnaires de réseau de distribution, dans le cadre de la délibération de la CRE du 11 juin 2009 ;

- La révision des modalités d'acquisition des services système en lien avec la préparation du prochain Contrat de participation aux services système (la version actuelle du contrat actuel s'applique jusqu'à fin 2010) ;

- La déclinaison du PLENE ;

- Un travail permanent de mise à jour de la Documentation technique de référence, en complément et en cohérence avec le cadre législatif et réglementaire.

<u>CAM (Commission Accès au Marché)</u>

Les priorités pour 2010 sont les suivantes :

- « Effacements » , à la suite des débats de la réunion atelier CURTE du 29 septembre 2009
  - présenter une étude globale des différents segments d'effacement (diffus ou non) avec identification des coûts pour les faire émerger et des gains associés
  - favoriser la participation des acteurs à l'expérimentation « ajustement diffus », établir un REX et en tirer les conséquences
  - faire valider des dispositions pérennes pour intégrer les effacements diffus dans le modèle de marché (MA et autres),
  - préparer l'appel d'offres Réserves rapides de 2011 en visant une plus grande variété de produits
- Programmation et ajustement, année 2010 marquée par une évolution majeure : le transfert de responsabilité entre RTE et les producteurs (projet PCCP)
  - Etablir un REX complet sur cette évolution et ses conséquences (volume globaux d'ajustement, impact sur les prix, …), et identifier les voies de progrès.
- Dispositif de RE : poursuite de l'amélioration des processus et du cadre contractuel. Intégrer les résultats de la concertation menée par ERDF sur la réconciliation temporelle. On s'assurera notamment de la robustesse du dispositif vis à vis des risques financiers.

Afin de permettre aux acteurs d'intégrer plus en amont les impacts SI induits par les évolutions envisagées, deux réunions spécifiques seront organisées.

Autres points

P.Bornard signale une information intéressante à connaître au sein du CURTE : la nuit du 3 au 4 octobre dernier les prix horaires allemands ont atteint un minimum historique à environ –500€/MWh. Cela s'est passé entre 2 et 3h du matin, une nuit de faible consommation (creux nuit du week-end, et lors du 20° anniversaire de la réunification allemande) et production éolienne abondante. Cet incident est le fruit de circonstances particulières, mais il révèle des questions sur le *pricing* de l'électricité.

Débat

CAM et Effacements

DE Où en est-on du « Groupe Borloo » ? RTE : rien n'a été vu depuis l'été sur le GT lancé par le Ministre. Et de toute façon ce qui est prévu par le CURTE est nécessaire. Ce GT CAM pourra de toute façon injecter ses résultats dans les GT du Ministre.

CFAI

DE et pas de temps demi-horaire, est-ce que ça fait partie des réflexions ? RTE : pas chantier en 2010, on reste sur un pas horaire.

DE confirme que ça répondrait à un besoin. RTE estime qu'il faut déjà harmoniser les systèmes infra-journaliers. Problème de réquilirage.

DE dit qu'ils ont fait une demande à PowerNext, qui répond que ça ne peut se faire avant que ce soit résolu au niveau des interconnexions. RTE : toutes les bourses européennes sont au pas horaire. Il faut d'abord travailler sur la réactivité infra-journalier. DE estime que le problème n'est pas l'infra-journalier, mais une courbe de charge qui est bien pentue. Point relevé par RTE.

Prochaine réunion

Le prochain CURTE plénier a finalement été décalée au jeudi 3 juin de 10h00 à 12H00 au Cercle Républicain (5 avenue de l'Opéra ; Paris 1er) (suivi d'un buffet) (et non plus le mercredi 17 mars 2010, comme prévu en réunion).