DEMANDES D'ÉVOLUTION SECTION 1

5 décembre 2011

1. Traçabilité des ajustements (C.3.10.2, D.4.2, D.5.2.3 et D.5.3) (P1)

Il serait souhaitable d'ajouter dans les Règles un chapitre qui explique comment RTE trace les ordres à l'image du chapitre C.3.10 qui explique comment RTE trace le programme d'appel.

Il serait aussi nécessaire de rajouter dans les définitions celles qui manquent pour bien comprendre le schéma illustratif proposé dans le chapitre D.4.2, en particulier les définitions d'instant de début d'ajustement, instant de fin d'ajustement, …

Les deux problèmes majeurs sur la traçabilité sont les suivants :

- **Heure d'activation (début et fin) de l'ajustement.**

  Aujourd'hui les ajustements sont décidés par le CNES, transmis à l'URSE qui le transmet à son tour au receveur d'ordres (ITR ou CCH pour EDF). La traçabilité actuelle de l'ajustement commence au moment où le CNES transmet l'ordre à l'URSE et non au moment où l'ordre est validé par le receveur d'ordres.

  Pour lever toute ambigüité d'interprétation dans les Règles il faudrait ajouter une phrase du type : *« L'instant de début/fin d'ajustement est tracé au pas 5' qui suit la validation de l'ordre par le receveur ».*

- **Tracées des pentes.** RTE trace les programmes de marche au pas 5' mais avec une P constante sur un intervalle d'une 1/2h. De ce fait, les pentes de variation des groupes sont mal représentées.

  Les Règles prévoient que l'ajustement soit tracé à un pas 5'.

  Pour cela, deux solutions sont possibles pour EDF :

  - RTE fait une traçabilité au pas 5'en prenant en compte le gradient avec un échelon 5'.
  - La traçabilité de RTE reste constante sur un pas 1/2h, mais doit permettre d'affecter la bonne énergie afin de neutraliser les écarts au pas demi-horaire. Ces écarts sont la conséquence des approximations liées à la traçabilité.

Ces deux points (heure d'activation et trace des pentes) génèrent des écarts sur la traçabilité de l'ajustement et ont un impact sur les écarts RE (symétrique en énergie mais dissymétrique en valorisation). Ils ont aussi un impact sur les PMA, PMP, PRE et sur le compte ajustements/écarts.

2. Guichets perdus (D.12, D.13.1 et C.5) (P1)

Des indicateurs pour mesurer, sur un mois, le nombre de guichets fermés ainsi que le nombre de guichets ouverts en mode dégradé sont prévus dans les Règles. Il n'y a pas cependant d'engagements de RTE vis-à-vis de ces indicateurs. De plus, une mesure mensuelle n'est pas optimale. En effet, un guichet fermé à 3 heures du matin sera souvent moins contraignant qu'un guichet fermé sur des périodes tendues du marché, tout comme une perte de plusieurs guichets

successifs. Le RE et/ou l'AA subissent un préjudice en cas de déséquilibre si un guichet est fermé et comme aucun engagement de RTE n'est prévu dans les Règles, il est difficile de demander une compensation à ce préjudice.

EDF voudrait inscrire dans les Règles les modalités suivantes :

- Publication exhaustive des guichets fermés (guichet concerné, heure d'envoi du mail aux acteurs).
- Indicateurs plus fins à un pas journalier et/ou horaire et ajout du nombre de guichets consécutifs fermés.
- Engagements techniques et financiers de RTE sur le nombre de guichets fermés.
- Mise en place d'indemnisations (modalités et modes de calcul à définir) pour les acteurs en cas de dépassements de ces engagements.

3. <u>Traçabilité des ajustements résultant d'un fortuit sur le réseau amont (D.7.2) (P1)</u>

EDF souhaite que les écarts sur un programme d'appel non réalisable, résultant d'un fortuit réseau amont, soient neutralisés par rapport à des données de comptage et non par rapport à des télémesures, comme c'est le cas aujourd'hui.

4. <u>Contestations (B.5.2.2) (1/2) (P1)</u>

Le **délai de contestation** prévu dans cet article est de 30 jours à compter de la date de réception de la facture qui est inferieur au délai de 2 mois sur lequel RTE s'engage à traiter la contestation par la suite.
Pour rappel, l'acteur a les données définitives au mieux le 14 du mois M+1 et au pire le 20 du mois M+1. Avant ces dates, les données ne sont pas figées et peuvent évoluer sans aucune notification de RTE. Ensuite la facture est émise à la fin du mois M+1. L'acteur aura donc, au mieux un mois et demi et au pire 40 jours pour vérifier et émettre la réclamation.

EDF demande l'uniformisation de ces délais à deux mois pour tout le monde.

Par ailleurs, pour EDF, la notion d'irrecevabilité n'est pas juridiquement compatible avec le délai de prescription de 5 ans prévu par le droit commun. Il faudrait renvoyer vers une autre manière de traiter les réclamations le cas échéant.

5. <u>Contestations (B.5.2.2) (1/2) (écoute des Bandes) (P1)</u>

Les ordres d'ajustement sont transmis par RTE par téléphone. Les échanges téléphoniques entre les URSE et le receveur d'ordres (l'ITR pour EDF) sont enregistrés par RTE et conservés sur une durée de deux mois. Ce délai est insuffisant pour pouvoir traiter les réclamations dans de bonnes conditions. En effet, la facture est émise en M+1, l'AA peut réclamer jusqu'à M+2 et RTE peut traiter la réclamation jusqu'à M+4 alors que les enregistrements sont détruits en M+2 (3 ?). Ces délais ne permettent pas d'utiliser les bandes de RTE en cas de contestation. EDF enregistre aussi ces échanges téléphoniques et conserve les enregistrements pendant six mois.

Dans certains cas, l'écoute et l'utilisation de ces bandes s'avèrent indispensables pour le traitement des réclamations. Deux solutions semblent possibles pour EDF pour palier à ce problème de durée de conservation :

- Instaurer des délais de sauvegarde des bandes RTE d'au moins 6 mois,
- et/ou utilisation des bandes des acteurs si disponibles.

Il serait aussi souhaitable de disposer d'une trace informatique, en suivant les formats décrits dans le code de dialogue, des ordres passés par téléphone.

6. **Donnés de facturation du compte aju-écart (F.5.3) (P1)**

Les données qui servent à la facturation du compte aju-écart sont disponibles sur Dat@RTE jusqu'à M+12. Par exemple les données de janvier 2009 sont disponibles jusqu'à janvier 2010.

La facture du compte aju-écart est émise en avril de l'année A+2. La facture de l'année 2009 a été donc émise en avril 2011. Au moment de l'émission de cette facture les données faisant foi (pour janvier, février et mars) n'étaient plus accessibles.

EDF demande que toutes les données permettant la vérification d'une facture soient disponibles au moins jusqu'à un mois après l'émission de la facture.

Il serait aussi souhaitable de disposer d'une facture détaillée du calcul de la rémunération de trésorerie (avec les volumes et taux qui ont été appliqués).

7. **Prise en compte d'une ventilation des coûts de démarrage (D.3.3) (P1)**

Si RTE démarre un groupe de production pour un ajustement et que le producteur (EDF) redéclare ce même groupe, le coût de démarrage doit être payé au prorata de l'utilisation de ce groupe.

Pour mémoire : en l'état actuel, RTE ne paye pas le démarrage lorsque le producteur a redéclaré le programme d'appel à la suite de l'ajustement.

8. **Régularisation des factures MA et mouvements de trésorerie (B.5.2 + Section 2) (P1)**

En cas de régularisation importante sur le MA (par exemple à partir de 100 K€) entre M+6 et M+12, et sous demande de l'acteur d'ajustement/programmation ou RTE, la date de règlement devrait être mise en concordance avec la date de régularisation des écarts RE pour éviter des mouvements de trésorerie coûteux et non nécessaires. (Quand il y a une régulation MA, il y a un vase communiquant sur le RE, à des échéances différentes (RE : M+3, M+6 et M+12)).

9. **Offres désactivées avant la fin du Domin (D.8.2.1) (P1)**

Cet article n'est prévu que pour les EDA soutirage ou point d'échange. **Pour EDF, il serait intéressant de le généraliser aux EDA point d'injection.**

10. **Programme de Marche Définitif (D.9.3.2 et C.3.10) (P1)**

Dans ce chapitre, il est prévu que RTE mette à la disposition de l'AA pour chaque EDP la Chronique de production du Programme d'Appel et du Programme de Marche au Pas 5 Minutes, ainsi que les consignes et les re-déclarations. Dans les Règles en vigueur, il est dit que : *« ces restitutions ne constituent pas des données de référence pour la facturation dans la mesure où elles n'intègrent pas les offres complémentaires ou exceptionnelles ni les éventuelles régularisations effectuées après J+3 à la suite du contrôle de réalisé ou du traitement des contestations ».*

Pour EDF, ces restrictions dans la correction des données ne sont pas justifiées. EDF demande que toutes les restitutions et corrections faites soient prises en compte pour la détermination du Programme de Marche Définitif.

11. Anticipation des découplages (D.5.2.2) (P1)

Lorsque RTE ajuste un groupe à la baisse en anticipant le découplage, il serait nécessaire de prévoir dans les Règles une disposition permettant de ne pas empêcher une redéclaration ultérieure du programme d'appel par le RP. Pour cela, EDF propose que le découplage ne soit pas anticipé de plus du DN.

12. BALIT

- **(P1)** A minima : Correction de la tendance France en volume **(D.13.3)** de l'influence des ordres d'ajustement activés pour un GRT étranger (activé par NG à travers BALIT).

- **(P2)** Correction aussi du PMP et du PRE **(D.13.4 et D.13.5)**. Les RE du système électrique français n'ont pas de raison de supporter des prix de règlements des écarts plus élevés à cause de l'activation d'offres de RTE à NG.

13. Publications :

EDF souhaiterait ajouter des publications à celles proposées par RTE :

a. **(P1)** Publication des Écarts de RE avant S+3 **(Section 2)**.

b. **(P1)** Disponibilité et état des guichets de Programmation et MA par jour **(C.5, D.12 et D.13.1)**. Publication à réaliser sur le web en temps réel (aussi près que possible du TR) en conservant l'historique.

c. **(P2)** A chaque modification (ou correction), publier l'historique **(D.13.1)** (ou versions) des:

   - PMP, PRE, PMA,
   - ou bien des données (volumes, tendances,…) utilisées pour les calculer en explicitant le motif.

   De plus, selon les Règles actuelles, RTE s'engage à publier ces modifications si et seulement si les volumes sont « significatifs ». Or, il n'y a pas de seuil explicite définissant ce qui est significatif. EDF propose une republication systématique ou bien déclenchée à partir d'un seuil clairement défini.

d. **(P2)** Réalisée de pertes RTE en M+1 (actuellement publication en M+3, M+6, et M+12) **(D.13.1 et Section 2)**

e. **(P3)** Pour chaque RE, publication des écarts positifs et négatifs agrégés des autres RE par pas ½ horaire de façon indépendante ou publier l'écart RE France au pas ½ horaire **(D.13.1 et Section 2)** (afin de nous permettre de recalculer approximativement le k de reversement. NB : pour calculer le k il faut la distinction écarts positifs et négatifs)

f. **(P3)** Mise en place de la publication de la courbe des effacements prévisionnels J-1/IJ des RE-fournisseurs comme prévu dans le chapitre **E**.

14. Traitement des cas de retard de publication des résultats EPEX Spot (C3.1.5) (P2)

Il serait nécessaire d'ajouter des modalités à appliquer en cas de retard au delà de 14h30. Ce cas de figure est déjà arrivé en 2011.

15. **Symétrie d'application de pénalités entre les AA/RP et RTE (D.10 et D.8.2) (P2)**

Dans les Règles certains articles prévoient des pénalités pour les AA/RP. EDF demande que des pénalités soient appliquées de manière réciproque à RTE, comme par exemple (liste non exhaustive) dans le cas de :

- Publications tardives de RTE ou manque de notifications de guichets fermés, et « préjudice » pour les acteurs en cas de guichets fermés.
- DOmin non respecté par RTE.
- Activation d'ordres d'ajustement complémentaires (et/ou moyens non offerts) en dehors des modes dégradés.

16. **Seuil de dépassement des offres activées au-delà de l'EMAX (D.8.2.2 et D.8.2.3) (P2)**

Actuellement ce seuil est calculé comme le *« min (10%, 200 MWh) »*. EDF demande de faire l'abaissement du seuil de 200 à 100 MWh..

On peut à ce sujet souligner la particularité des moyens de production au gaz : les dépassements d'EMAX par RTE conduisent en effet pour le producteur à des surcoûts d'écarts facturés par GRT Gaz.

17. **Révision, voire suppression du nombre maximal de re-déclarations économiques des programmes NI (C.3.5.3) (P3)**

EDF souhaite voir réétudiée la limitation du nombre de re-déclarations d'autant plus que la règle actuelle n'est pas homogène.

18. **Diminution du délai d'acceptation des re-déclarations (D.3.5.3) (P3)**

EDF souhaite voir étudiée la diminution du délai d'acceptation des re-déclarations depuis leur automatisation. A ce sujet, l'exception prévue pour le délai d'acceptation du guichet de minuit (C.3.5.3) pourra utilement être résorbée dès la prochaine version des Règles.

19. **Amélioration de la valorisation des moyens non offerts (D.11.3.5) (P3)**

Pour rappel, RTE ne peut pas appeler des moyens non offerts sauf en mode dégradé. De plus, ces moyens non offerts n'ont pas de prix d'offre.

En mode dégradé, en cas d'activation de ces moyens, RTE propose une rémunération écrêtée au Max [Pspot de référence, PMA], le PMA étant le prix marginal de l'offre activée pour P=C qui ne représente dans aucun cas les coûts du moyen. EDF souhaite que ce principe soit rediscuté en introduisant le Prix marginal par cause d'ajustement. Il est nécessaire d'associer un prix juste aux moyens non offerts étant donné qu'il s'agit d'un moyen exceptionnel.

Dans le cas, contraire aux Règles, où RTE sollicite un de ces moyens sans avoir déclaré un mode dégradé au préalable, EDF propose que ce nouveau prix soit aussi utilisé et qu'une pénalité soit appliquée envers RTE.

20. **Précision sur le PMA pris en compte en cas de dépassement d'Emin/EMax (D.8.2.2 et D.8.2.3) (P3)**

Il est nécessaire de préciser que les plages de prix d'offre et de PMA doivent être cohérentes.

Dans les formules proposées dans ce chapitre, il ne faudrait pas utiliser le *« Dernier PMA »* mais le PMA du slot de dépassement. De plus pour le cas des STEP, il faut aussi tenir compte du sens d'activation (turbine ou pompe) de la STEP.

N°	Demande	Sous-demande	Chapitre	
1	Traçabilité des ajustements	Heure d'activation (début et fin) de l'ajustement.	**C.3.10.2, D.4.2, D.5.2.3 et D.5.3**	1
		Prise en compte par RTE des délais de préparation		1
		Tracées des pentes.		1
2	Guichets Perdus		**D.12, D.13.1 et C.5**	1
3	Traçabilité des ajustements résultant d'un fortuit sur le réseau amont		**D.7.2**	1
4	Contestations	Délai des contestations	**B.5.2.2**	1
5	Contestations	Écoute des Bandes	**B.5.2.2**	1
6	Donnés de facturation du compte aju-écart		**F.5.3**	1
7	Prise en compte d'une ventilation des coûts de démarrage		**D.3.3**	1
8	Régularisation des factures MA et mouvements de trésorerie		**B.5.2 + Section 2**	1
9	Offres désactives avant la fin du Domin		**D.8.2.1**	1
10	Programme de Marche Définitif		**D.9.3.2 et C.3.10**	1

11	Anticipation des découplages		**D.5.2.2**	1
12	BALIT	Correction de la tendance France	**D.13.3**	1
		Correction du PMP et du PRE	**D.13.4 et D.13.5**	2
13	Publications	Publication des Écarts de RE avant S+3.	**Section2**	1
		Disponibilité et état des guichets de Programmation et MA par jour.	**C.5** **D.12** **D.13.1**	1
		A chaque modification (ou correction), publier l'historique (ou versions) des: • PMP, PRE, PMA, • ou bien des données (volumes, tendances,…) utilisées pour les calculer en explicitant le motif.	**D.13.1**	2
		Réalisé de pertes RTE en M+1 (actuellement publication en M+3, M+6, et M+12)	**D.13.1 + Section2**	2
		Pour chaque RE, publication des écarts positifs et négatifs agrégés des autres RE par pas ½ horaire	**D.13.1 +** **Section 2**	3
		Mise en place de la publication de la courbe des effacements prévisionnels J-1/IJ des RE-fournisseurs comme prévu dans le chapitre E.	**E**	3

14	Traitement de cas de retard de publication des résultats EPEX Spot	**C.3.1.5**	2
15	Symétrie d'application de pénalités entre les AA/RP et RTE	**D.10 et D.8.2**	2
16	Seuil de dépassement des offres activées au-delà de l'EMAX	**D.8.2.2** **D.8.2.3**	2
17	Révision, voire suppression du nombre maximal de re-déclarations économiques des programmes N limite	**C.3.5.3**	3
18	Diminution du délai d'acceptation des re-déclarations	**C.3.5.3**	3
19	Amélioration de la valorisation des moyens non offerts	**D.11.3.5**	3
20	Précision sur le PMA pris en compte en cas de dépassement d'Emin/EMax	**D.8.2.2 et D.8.2.3**	3