Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

Date du Compte Rendu : 20/11/2008

Groupe de travail Distributeurs du CURTE
Réunion du 14/11/2008 (1ère réunion)

G 4011 9 pages 1 annexe

Documents de référence :

Mots clés : CURTE – Concertation –Distributeurs

Référence fonctionnelle :

Résumé : Ce document présente les principaux points abordés le 14/11/2008 lors de la première réunion du groupe de travail Distributeurs du CURTE

Président : Philippe QUENAUDON
Secrétaire : Séverine LAURENT

1. PARTICIPANTS 2

2. ORDRE DU JOUR ET MISSIONS DU GT 2

3. PRESENTATION DU SITE CURTE – M. BOURGADE 3

4. TRAITEMENT DES ERREURS DE COMPTAGE – MC RITT 3

5. TURPE3 – D. BURNEL 4

6. DISPOSITIF DE PROTECTION DANS LES POSTES SOURCES (PS) AVEC PRODUCTION RACCORDEE EN HTA – D. BURNEL 5

7. DEVELOPPEMENT DE CAPACITE D'ACCUEIL POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES (ENR) - G. BEZAT 6

8. PROCHAINE REUNION ET ANNEXE 7

GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE
Département Performance du Système et Accès au Réseau

ADRESSE : RTE – 1 terrasse Bellini – TSA 41000 – 92919 LA DEFENSE CEDEX
TEL : 01.41.02.10.00 – FAX : 01.41.02.10.79 - www.rte-france.com
552 081 317 51045

AFAQ ISO 9001 VERSION 2000

1. PARTICIPANTS

Distributeurs

J. Rivet (FNCCR-ELE)
M. Loisel (SRD - ELE)
S. Guénot (ÉS – UNELEG)
P. Ruyer (URM – UNELEG)
R. Chevailler (SICAP – UNELEG)
JT Montavont (SICAE Somme – UNELEG)
M. Moll (UEM Neuf-Brisach – UNELEG)
G. Lefranc- C. Rudelle (SICAE OISE -UNELEG)
M. Boudignon – JL Fraisse (ERDF)

RTE :

P. Quenaudon – D. Burnel – M. Bourgade – S. Laurent

Intervenants ponctuels : M-C Ritt et G. BEZAT

2. ORDRE DU JOUR ET MISSIONS DU GT

L'objectif du GT est d'aborder l'ensemble des sujets relatifs à l'accès au réseau des distributeurs, en particulier en vue d'alimenter la DTR. Le pilotage et le secrétariat du GT seront assurés par RTE.
Le GT s'inscrit dans le cadre du CURTE (Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité), et plus précisément dans la concertation conduite par la Commission d'Accès au Réseau (CAR).
A l'heure actuelle, les sujets envisagés sont les suivants :

① Impact sur le cadre contractuel RTE/Distributeurs de la production raccordée en HTA
② DTR et exploitation à l'interface RPT/RPD
③ Evolution du CART
④ TURP3 et conditions d'application.

L'Uneleg précise qu'elle ne souhaite pas voir introduit dans la DTR le CART qui est un document contractuel entre deux parties. Elle indique que la DTR a plutôt une vocation technique, et qu'à ce titre, certains contrats à dominante technique y ont leur place, mais pas le CART. En outre, elle précise que les représentants de l'UNELEG ont mandat pour discuter des documents contractuels mais ne peuvent imposer aux adhérents de signer les contrats.

RTE indique qu'il est à terme prévu de joindre les CART Clients Industriels et Producteurs dans la DTR puisque validés par la CRE.

Hors réunion : le CART Distributeur a également vocation à figurer dans la DTR, conformément à l'article 15 du contrat de concession du RPT signé le 30/10/08.

Les évolutions du CART consisteront à rationaliser le contrat en intégrant les remarques exprimées par les parties, faire le REX de l'application du contrat actuel et à l'adapter éventuellement au TURPE3.
Pour TURPE3, les sujets principaux concernent la « transitivité des DPP », ainsi que la tarification du réactif.

Les autres sujets de réflexion proposés par les membres du GT sont les suivants :

- Proposer des modalités de souscription pour des postes sources qui sont potentiellement injecteurs sur un période significative de l'année. A l'heure actuelle, seule une souscription annuelle est retenue pour ces ouvrages, contrairement à ce que les ELD avaient demandé à la CRE (souscription de courte durée).
- Revoir la problématique de report de charge consécutif à des travaux ou des incidents survenant sur les réseaux des GRD. Les situations sont traitées au cas par cas alors qu'un contexte global pourrait être concerté entre RTE et les Distributeurs. RTE précise qu'il avait d'ailleurs demandé à la CRE à ce que des aménagements soient proposés dans ce cas dans le cadre des travaux du TURPE3, ce qui n'a pas été retenu par la CRE.

Ce second sujet sera travaillé par les membres du GT.

3. PRESENTATION DU SITE CURTE – M. BOURGADE

Le site CURTE est ouvert, en particulier, à tous les gestionnaires de réseau de distribution, et plus largement, à tous les clients ayant un contrat avec RTE. Les documents soumis à concertation seront mis en ligne environ 15 jours avant la réunion où ils seront officiellement discutés ; à cette occasion, ils pourront aussi être modifiés. Les comptes rendus de toutes les réunions, ainsi que les calendriers seront accessibles.
Les chargés de relation clientèle régionaux contacteront leurs interlocuteurs des ELD et de ERDF afin d'expliciter les modalités d'accès au site.

4. TRAITEMENT DES ERREURS DE COMPTAGE – MC RITT

L'objectif est de partager sur la maîtrise des erreurs de comptage afin de mettre un œuvre une évolution des modalités de régularisation.

Les erreurs de comptage se produisent dans les deux sens :

- sous-estimation de la consommation, soit un préjudice pour RTE au travers d'une perte de recettes d'accès au réseau et une charge supplémentaire au titre de l'achat des pertes,
- ou au contraire sur-évaluation de l'énergie consommée. 90 % de l'énergie « mal comptée » est en fait sous-évaluée.

En volume, 20 à 30 % des erreurs sont du fait de RTE, le reste des Distributeurs.

Sur interrogation de ces derniers, MC Ritt précise que les erreurs proviennent dans ce cas, de mauvais calibrage de TT ou de TC ou bien de mise en service d'ouvrages (transformateurs) sans information préalable auprès de RTE.

Bien qu'il soit théoriquement possible d'effectuer un correctif sur les 30 années passées pour la part « fourniture », le cadre contractuel restreint ces périodes à 5 années pour le CART et à une période de 12 mois pour les dispositifs de RE.

En effet, depuis trois ans, RTE a mis en œuvre un certain nombre de modalités pour réduire ces erreurs, ce qui a conduit à une baisse sensible des erreurs de comptage : division par 4, en volume total tous sens confondus, (de 900 GWh en 2006 à 200 GWh en 2008).
De plus, la détection des erreurs est plus rapide : elle est estimée à 3 mois actuellement. Ces deux phénomènes s'expliquent par des visites préventives sur les comptages ainsi que par la redondance des compteurs (30 % du programme déjà réalisé). De plus, la rapidité de détection

est possible grâce à un outil, Compas, qui réalise une analyse comparative des données de comptage avec les télémesures utilisées en exploitation.
De ce fait, puisque maintenant le délai de détection est rapide, il est proposé de réduire à une année la période de régularisation.

L'Uneleg s'interroge sur la pertinence de ce délai assez réduit : en effet, un client résidentiel peut sur une période de 2 années demander une régularisation de sa facture, cette période étant allongée à 5 ans pour un industriel. La période d'un an sur laquelle le Distributeur peut se retourner vers RTE n'est-elle pas incohérente avec ce que ses clients peuvent faire ?

RTE précise que le sujet traite des erreurs de comptages à l'interface RPT/RPD, sans conséquences sur le comptage entre le GRD et ses clients et indépendamment des erreurs de comptage qu'un GRD peut rencontrer sur son réseau

S. Guénot demande si une analyse fiscale a été menée par RTE puisque la régularisation d'une sous-évaluation de l'énergie génère des bénéfices pour le Distributeur qui paye donc des impôts sur ces plus-values.

RTE répond qu'en grande majorité (70 % du volume total concerné) provient du fait des distributeurs, mais examinera plus en profondeur ce point.

Un système incitatif et équilibré pour les deux parties de détection et de traitement a donc été recherché. Cette proposition, soumise à concertation est la suivante :

- Lorsqu'une des parties est responsable du préjudice qu'elle subit, la régularisation du CART et du volume effectivement consommé est effectuée sans autre contre-partie.
- Dans les autres situations, le CART, ainsi que le volume effectivement consommé, sont corrigés et l'entité responsable verse un dédommagement à l'autre partie.
  Ce dédommagement est déterminé par 20 % du montant de la régularisation du CART + 20 % du montant du volume d'énergie « en erreur » valorisé au prix moyen mensuel Powernext.

Les Distributeurs demandent si cette « pénalité », qu'ils préfèreraient dénommer « Indemnité Transactionnelle », vaut pour solde de tout compte, y compris vis à vis des RE.

RTE répond que la régularisation entre RTE et le RE sera effectuée sur une période de 1 an et que RTE ne s'immisce pas dans les relations entre les Distributeurs et le RE.

La proposition sera mise en ligne avec un exemple chiffré afin que les participants puissent avoir un éclairage supplémentaire avant de donner leur avis.

5. TURPE3 – D. BURNEL

Les points exposés ci-après n'ont de sens que si le texte effectivement soumis au ministre est identique à la dernière version en projet connue.

Mise en œuvre du TURPE 3

La puissance souscrite optimale des utilisateurs n'étant pas modifiée par le nouveau TURPE, il n'est pas prévu de remise à « 0 » de la période d'observation des Puissances Souscrites (PS). Les outils informatiques de RTE permettent facilement la mise en place de cette option ; cette orientation est d'ailleurs confortée par la possible évolution annuelle des coefficients du TURPE. Le tarif étant porté par un décret, RTE envisage de ne pas procéder à un avenant aux contrats, un simple courrier précisera les nouvelles conditions d'application du TURPE.

L'Uneleg demande la confirmation que les PS seront conservées (conservation de la date historique pour la souscription) et qu'il il y aura bien une remise à « 0 » de la formule concave à la date d'application du nouveau tarif.

RTE confirme ce point.

Les Dépassements Ponctuels Programmés (DPP)

Un point délicat identifié sur le nouveau TURP porte sur les Dépassements Ponctuels Programmés (DPP) et sur leur « transitivité » (non comptabilisation des DPP pour un GRD lorsqu'elles sont associées à des interventions dans des installations client). Deux options sont possibles :

- Traitement au cas par cas des différents DPP sollicités par les clients des GRD
- Une approche par globalisation des demandes par le GRD

A priori, RTE serait plutôt favorable à une approche globalisée des demandes par poste source, l'agrégation étant réalisée par le GRD concerné. Néanmoins, afin de cerner les volumes et les risques associés à cette possibilité, il est prévu de faire un REX sur les années passées et d'observer les nouveaux comportements sur 2009.

Cette proposition est retenue, ainsi que la création d'un GT restreint pour réaliser ces analyses.

Constitution du GT : RTE ERDF, ES et SICAE-OISE

Le réactif

Les évolutions ayant trait au réactif sont plus importantes : la concertation devra être menée sur la détermination des valeurs de la Tan φ contractuelle.

Une proposition de méthode est actuellement en cours de rédaction par RTE – méthode basée sur l'historique-, elle sera soumise au GT pour examen et remarques dès qu'elle sera suffisamment aboutie.

Les Distributeurs soulignent que les discussions, lorsqu'elles auront lieu, devront aussi intégrer les compteurs et les matériels HT dans les postes sources.

6. DISPOSITIF DE PROTECTION DANS LES POSTES SOURCES (PS) AVEC PRODUCTION RACCORDEE EN HTA – D. BURNEL

Un accord a été conclu entre RTE et ERDF concernant les protections à installer sur les PS en antenne qui accueillent de la production en HTA. Les systèmes envisageables sont les suivants pour des PS HTB1 en antenne structurelle ou conjoncturelle :

- Neutre connecté à la terre et installation d'une PAH – coût estimé à 100 k€ par TR
- Installation d'une PVH – coût estimé entre 10 et 20 k€ par poste.

Compte tenu de l'intérêt économique de la seconde solution, l'accord a formalisé la possibilité pour ERDF d'installer une PVH sur les PS en antenne dès lors qu'ils accueillent plus de 12 MW de production en HTA.
En contre partie, dans le cas où un Réenclencheur Tri Rapide (RTR) serait installé sur l'antenne et que la PVH ne fonctionne pas assez rapidement pour éliminer la production avant le cycle de réenclenchement, les éventuelles CB qui en résulteraient –au lieu de CTB- ne seraient pas décomptées.

L'objectif serait de généraliser cet accord, à terme, avec les autres Distributeurs et de formaliser ce principe dans la DTR.
Uneleg et ELE demandent s'ils peuvent avoir communication de l'accord passé entre RTE et ERDF.
ERDF et RTE répondent favorablement à cette demande. Le document sera joint au compte rendu de la réunion. Les membres du GT seront appelés à émettre leur remarque sur la proposition de RTE.

7. DEVELOPPEMENT DE CAPACITE D'ACCUEIL POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES (ENR) - G. BEZAT

Le développement de l'énergie éolienne est très soutenu cette dernière année et le sera vraisemblablement encore par la suite. A l'heure actuelle, 438 sites ont vu le jour pour une puissance totale installée de 2 850 MW, dont plus de 95 % évacuée sur la HTA. Les demandes en attentes portent sur 4 570 MW, soit 1.6 fois le parc installé.
On prévoit actuellement 3 300 MW en service pour fin 2008, 5 000 à fin 2009 et 6 500 à fin 2010.
Les surprises résident dans la localisation de cette production, principalement dans l'Est contrairement aux projections passées. Ceci s'explique non pas pour des critères de performance techniques mais d'acceptabilité des ouvrages. Le productible moyen France est de 24 %.

Les textes réglementaires les plus récents ou bien encore en préparation évoquent la « discrimination positive » à l'égard des EnR. Cette notion recouvre la priorité à l'accès au raccordement, au transport, à la distribution et au marché des EnR, dans le respect des règles de sûreté système et de la fiabilité du réseau.
RTE a précisé que l'accueil préférentiel des EnR ne saurait remettre en cause les conditions d'accès au réseau déjà contractualisées avec d'autres producteurs (risques sur la rentabilité de leur projet).
Dans les lois Grenelle, publiée ou future, deux notions importantes quant à l'accueil des EnR sont définies :

- le schéma régional de raccordement au réseau des EnR, approuvé par les pouvoirs publics, donc avec une légitimité affirmée, avec réservation de la capacité d'accueil pour 10 ans,
- la mutualisation des coûts entre utilisateurs pour l'utilisation des ouvrages communs anticipés par les gestionnaires de réseau.

Dans l'attente, le réseau doit être en mesure d'accueillir les projets éoliens qui apparaîtraient. Une démarche commune RTE/ERDF est engagée et est proposée aux autres Distributeurs. Elle concerne les seules créations de PS éventuellement nécessaires pour accueillir les ZDE actuellement pressenties, ainsi que leur raccordement au RPT. Elle nécessite des fortes interactions locales entre les gestionnaires de réseau ainsi qu'avec les professionnels pour asseoir les hypothèses de productible (puissance et localisations). Enfin, cette démarche doit s'appuyer sur une méthode robuste puisque les projets nécessiteront une validation des pouvoirs publics – pour la concertation nécessaire à la réalisation du PS mais aussi pour le bien fondé de la solution identifiée-.
Dans l'attente de la publication de l'intégralité des lois Grenelle, RTE propose une démarche identique avec les ELD. Elle pourrait se décomposer comme suit :

- Elaboration des hypothèses d'étude : Partages et échanges entre RTE et les Distributeurs quant aux ZDE validées, en projet ou bien uniquement envisagées pour constituer un cadre robuste d'étude (avec variante haute éventuelle),
- Elaboration de la solution réseau : Etudes communes balayant un volume important de solutions dont la création d'un nouveau PS. Si cette dernière solution est effectivement préférable au vu des coûts globaux, elle est retenue et présentée à l'administration.
- Offre de prestation d'étude au Distributeur pour cette solution : l'objectif est de lancer l'instruction des procédures administratives de réalisation du PS. En effet, cette étape qui ne présente que des risques financiers limités, est néanmoins fortement dimensionnante en terme de délais de mise à disposition de la capacité d'accueil Il est donc pertinent de l'anticiper au maximum.
- Lancement des travaux de réalisation : une fois les demandes de raccordement effectives, les études seront complétées et les travaux lancés, ceux-ci étant mutualisés si les demandes de raccordement sont groupées.

A terme, la démarche restera sensiblement identique ; en revanche l'appui de l'administration sera nettement plus formalisé.

- lors de la phase d'élaboration des hypothèses puisque le Schéma Régional des EnR sera validé par le préfet de région après enquête publique
- lors de l'identification des solutions préférentielles pour l'accueil des EnR puisque le Schéma Régional de Raccordement sera lui aussi approuvé par le préfet.

La démarche proposée dans l'attente est donc compatible avec ce qui est à présent pressenti à la cible.

L'Uneleg indique qu'actuellement les ZDE sont plutôt créées a posteriori, là où des projets sont engagés. S'il est nécessaire d'avoir des échanges avec les producteurs, il ne faut pas pour autant négliger les positionnements des collectivités vis à vis de type d'infrastructure.
Il ajoute qu'actuellement les Distributeurs ont intérêt à accueillir les productions « au coup par coup ». En effet, les travaux HTA sont intégralement facturés aux producteurs ce qui ne donne pas d'incitation financière pour une approche anticipatrice de la part du GRD (création potentielle d'ouvrages RPT).

ERDF précise néanmoins que l'application future du coefficient de réfaction sur les raccordements de production pourrait changer cet état de fait.

RTE précise qu'en tout état de cause il est nécessaire de réaliser un état des lieux sur les zones à potentiel EnR pour déterminer si de nouvelles capacités d'injection doivent être créées.

L'Uneleg en convient mais ajoute que l'anticipation de la création de capacité d'accueil, qui constitue un investissement lourd pour certains distributeurs au regard des recettes qu'ils perçoivent, sera possible à condition qu'une réflexion soit menée sur le partage des coûts de cette anticipation, spécifiquement concernant les ouvrages du RPT. La couverture du risque de coûts échoués attire la vigilance des GRD.

8. PROCHAINE REUNION ET ANNEXE

La prochaine réunion se tiendra le 12 mars 2009 à 14h30 à la tour Initiale.

Annexe 1 : Visuels présentés lors de la réunion

DIFFUSION	
Pour action	Pour information