CURTE

Comité des

Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité

Commission Accès au Réseau du 15 juin 2011

Compte rendu des discussions

Version projet

Ordre du jour

I. Présentation du projet de code ENTSO-E « Operational Security Network Code » 3

II. Bilan de la mise en œuvre de la procédure de traitement des demandes de raccordement au RPT pour les installations de production 3

III. Premier retour d'expérience (indicateurs de suivi) sur la mise en application du nouveau contrat de participation aux services système 8

Réseau de transport d'électricité

Etaient présents :

RTE

Brigitte PEYRON
Eric THEBAULT
Frédéric ROY
Nathalie LEMAITRE
Pascal BERTOLINI

Pour les acteurs industriels :

ANROC/UNELEG	Sylvain ROMIEUX
COFELY (FEDENE)	Philippe COURTES
CNR	Jean Marie COMPAS
EDF	Pierre CASTAGNE
	Sylvie MAGOIS
E.ON/SNET	Philippe GOUILLART
E.ON Energy Trading	Emmanuelle JOUBERT
ERDF	Jacques MERLEY
ESR/UNELEG	Vincent HOFFBECK
GDF-SUEZ	Jacques CREUSY
	Albert LUTHERS
POWEO	Johann ZAMBONI
SER	Alexandre COURCAMBECK
SRD ELE	Alain KINDER

Représentants de la CRE	Blaise RAPIOR
	Thomas PILLOT

I - Présentation du projet de code ENTSO-E « Operational Security Network Code »

Voir présentation de RTE sur le site CURTE à l'adresse https://wsshosting.global-sp.net/rte/curte/Commission%20Acc%C3%A8s%20au%20R%C3%A9seau15062011/default.aspx?InstanceID=1

Synthèse de la présentation de RTE

RTE a présenté lors de la CAR du 30 mars les missions et l'organisation d'ENTSO-E dans l'élaboration de codes de réseaux européens.

RTE souhaite informer les acteurs des travaux engagés sur les codes concernant l'exploitation et rappelle les éléments de contexte :

- une volonté politique forte de développer les énergies renouvelables en EUROPE,
- la nécessité de garantir et renforcer la sécurité d'approvisionnement en Europe,
- la volonté de la Commission Européenne de développer le marché de l'électricité en Europe
- l'apparition de nouveaux types d'ouvrages tels que les liaisons à courant continu et les transformateurs déphaseurs, qui constituent des opportunités pour exploiter le réseau différemment.

Ces éléments de contexte amènent un accroissement des flux d'énergie internationaux, une variabilité accrue en infra-journalier et un système exploité au plus près des limites, d'où la nécessité pour les GRT de se coordonner pour concilier sans les opposer la sûreté, le fonctionnement des marchés et l'intégration des énergies renouvelables.

Les objectifs des codes exploitation sont :

- exploiter le système électrique de façon sûre, efficace et efficiente en appliquant les mêmes principes aux différents systèmes ;
- permettre l'intégration des technologies durables ;
- profiter pleinement des nouvelles technologies de l'information et de la communication ;
- inclure toutes les parties prenantes.

Les règles sont uniformisées au niveau paneuropéen et s'appliquent à tous les acteurs du système électrique (GRT, distributeurs, producteurs et consommateurs).

Le comité Exploitation d'ENTSO-E a l'objectif de rédiger cinq codes. Les *frameworks guidelines*, c'est-à-dire les éléments de cadrage du code, sont en cours d'élaboration par l'ACER qui doit les finaliser pour mi-2011 en vue d'une consultation au sein d'ENTSO-E.

Les thèmes du comité se déclinent en 5 sous-chapitres à savoir les standards en termes de critères de sécurité pour l'exploitation d'un réseau, les standards en termes de préparation, les standards en

termes de réglage de la fréquence et de réserves, les compétences et les modalités de formation des dispatchers et les procédures d'urgence et de gestion des situations incidentelles. La mise en application du dernier code est prévue pour mi-2015.

La phase d'écriture informelle des critères de sécurité a débuté. Ce code sera soumis à une première consultation d'ici la fin de l'année, avec l'objectif de le soumettre à l'évaluation de l'ACER au troisième trimestre 2012. Les travaux sur les standards de préparation et les standards de réglage de la fréquence ont également débuté.

Les *frameworks guidelines* en projet indiquent que les codes doivent permettre de maintenir la sécurité d'approvisionnement, de soutenir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, en particulier en ce qui concerne le développement des marché journaliers, infra-journaliers et d'ajustement, d'offrir des avantages pour les clients et de faciliter l'atteinte des cibles en terme de développement des énergies renouvelables. Il est précisé que les codes pour l'exploitation doivent traiter des sujets pertinents concernant la coordination entre GRT mais également entre GRT et distributeurs, et avec les autres utilisateurs du réseau quand c'est nécessaire.

Le code *operational security* constitue un document d'une cinquantaine de pages en dix chapitres.

Les standards du code concernent les différentes zones au niveau paneuropéen, ce qui contribuera à améliorer la coordination et la compréhension mutuelle entre les acteurs du réseau. Le fait que les codes s'appliquent à l'ensemble des acteurs permet notamment la mise en place de standards en termes d'échanges de données et d'information. Les codes définissent également de nombreux éléments sur la coordination et la gestion optimisée.

Le planning prévisionnel d'élaboration de ce code est le suivant :

- Consultation publique de l'ACER sur les Framework guidelines : probablement Q3 2011 (à confirmer)
- Consultation officielle ENTSO-E sur le code : probablement en 2012
- Workshops au niveau France : via le CURTE/CAR – à caler fin 2011-début 2012 en fonction des échéances ACER/ENTSOE

Questions/remarques

SER

Les *workshops* sont-ils spécifiques à la France ?

RTE

Des *workshops* sont organisés au niveau européen mais il paraît pertinent de mettre en place des *workshops* au niveau des pays selon les sujets.

Le *workshop* ne se substitue pas au processus officiel d'ENTSO-E. Il permet aux acteurs de discuter du contenu du code de façon informelle. Les acteurs seront amenés à s'exprimer officiellement lors de la consultation au niveau d'ENTSO-E.

EDF

Un *workshop* sur le code raccordement aurait été utile aux producteurs.

RTE

Au moins deux *workshops* sur le code pilote ont été organisés au niveau européen et la consultation publique sur les *frameworks guidelines* est terminée. De nombreuses remarques ont été recueillies lors de la consultation officielle ENTSO-E. Au vu de ces éléments, il est apparu nécessaire de créer des *workshops* au niveau du périmètre de responsabilité d'un TSO.

ANROC

Est-il prévu un relai de la consultation par les régulateurs de chacun des pays auprès des acteurs nationaux ?

CRE

Il n'est pas prévu de relai systématique des régulateurs vers les acteurs nationaux parce que le pilotage de la rédaction des codes relève de l'ACER. L'ACER pilote la rédaction des codes et a délégué la rédaction elle-même à différents régulateurs. Un relai des régulateurs vers les acteurs nationaux serait délicat en raison du niveau d'abstraction à atteindre pour rédiger les exigences fonctionnelles, qui nécessite des allers et retours complexes pour caler le périmètre des *frameworks guidelines*.

RTE

Nous vous communiquerons le planning précis des prochaines étapes. Nous informerons la Commission lorsque les *frameworks guidelines* seront mises en consultation.

II - Bilan de la mise en œuvre de la procédure de traitement des demandes de raccordement au RPT pour les installations de production

Voir présentation de RTE sur le site CURTE à l'adresse https://wsshosting.global-sp.net/rte/curte/Commission%20Acc%C3%A8s%20au%20R%C3%A9seau15062011/default.aspx?InstanceID=1

Synthèse de la présentation de RTE

La délibération de la CRE du 11 juin 2009 prévoit un bilan annuel de la mise en œuvre de la procédure de traitement des demandes de raccordement au RPT pour les installations de production en deux parties à savoir un bilan quantitatif sur le nombre d'études exploratoires, le nombre de PTF, les délais de remise des documents, les causes des retards, le nombre de modifications de demandes et un bilan qualitatif sur les difficultés rencontrées par RTE, les éléments ayant suscité l'insatisfaction des utilisateurs et les évolutions envisagées pour répondre aux insuffisances identifiées par RTE.

Nous transmettrons également à la Commission les informations sur les projets maintenus dans l'ancienne procédure.

Pour établir ce bilan, nous avons sollicité les utilisateurs qui nous ont remis des contributions écrites et tenu une réunion du GT1 le 18 mai au cours de laquelle des échanges ont eu lieu sur l'application des procédures.

Les observations des utilisateurs portent sur un certain nombre de points :

- l'application du forfait d'entrée et de maintien en file d'attente : les producteurs, avec des approches différentes, souhaitent faire évoluer ce principe ;
- le coût des études et l'échéancier de paiement ;
- les informations publiées par RTE (fréquence de mise à jour) ;
- la demande de rémunération des sommes restituées par RTE suite à abandon d'une PTF ;
- des dispositions particulières applicables aux appels d'offres (ne pas prévoir l'expropriation des producteurs ayant obtenu une PTF en cours de validité, traitement des concessions hydrauliques)
- une évolution de la liste des documents à produire pour entrer ou se maintenir en file d'attente.

Questions/remarques

GDF SUEZ

Le site de RTE indique parfois la mention « 0 projet en file d'attente » alors qu'il existe un projet dont le producteur ne souhaite pas qu'il apparaisse.

RTE

La disposition qui permettait à un producteur de demander que son projet n'apparaisse pas n'existe plus dans la dernière version de la procédure.

GDF SUEZ

Néanmoins, les anciennes PTF peuvent prédominer. Je propose de faire figurer un astérisque à côté de la mention « 0 projet en file d'attente » pour préciser qu'il existe un projet qui n'apparaît pas.

CRE

La position de la CRE sur les évolutions de l'annexe 1 dépendra des documents qui auront été réellement présentés à RTE et de ceux qui n'auront pas pu l'être et pour lesquels le producteur possédait un document alternatif. L'évolution de l'annexe doit se nourrir de cas concrets.

CNR

La procédure a-t-elle joué le rôle dissuasif prévu en permettant de purger les files d'attente des projets « fantômes » ?

RTE

Le bilan dressé à l'issue de la première année d'application de la procédure indique que sur 28 305 MW en file d'attente au 1er juin 2010 :

- 44 % (en volume de MW) des projets sont sortis de la file d'attente par la simple mise en œuvre de la procédure elle-même.
- 14 % des projets sont maintenus dans l'ancienne procédure.
- 42 % ont adhéré à la nouvelle procédure.

Le dispositif mis en place est donc satisfaisant.

Les utilisateurs RTE ont également souligné un certain nombre de points :

- Le besoin de précisions sur la recevabilité de certains documents ;
- le délai pour accuser réception de la demande complète : jugé très restreint dans certains cas en raison du volume des dossiers.
- Le processus de relance des projets les plus anciens et qui n'ont pas adhéré à la nouvelle procédure ;

CRE

Malgré la demande de la CRE dans sa délibération de janvier 2011, RTE n'a pas soumis de nouvelle procédure à fin mars.

RTE

Le bilan sera transmis à la CRE comme le prévoyait la délibération du 11 juin 2009. Les discussions sur l'évolution de la procédure sont en cours de finalisation.

RTE

A la question des appels d'offres est venue s'ajouter celle du renouvellement des concessions à la demande des utilisateurs.

SER

Quelles sont les perspectives de prise en compte des demandes des utilisateurs ?

RTE

RTE analysera les différentes propositions d'ajout de documents et émettra une proposition d'ajustement de la procédure en fonction des éléments internes et externes du bilan. D'ores et déjà, nous estimons que certains documents proposés trouvent leur place dans la liste. Nous effectuerons une analyse commune des autres documents proposés, sachant qu'il convient de veiller à ne pas trop étendre la liste.

III - Premier retour d'expérience (indicateurs de suivi) sur la mise en application du nouveau contrat de participation aux services système

Synthèse de la présentation de RTE

La mise en place du nouveau contrat de participation aux services système au 1er mars a été suivie au travers d'indicateurs précisés à l'annexe 10 du contrat. Une réunion du GT Service système s'est tenue le 31 mai, lors de laquelle les indicateurs ont été analysés pour les deux premiers mois. Par ailleurs, RTE a fait part de son souhait de mettre en place un mode dégradé pour la prescription.

Une première série d'indicateurs a pour objectif d'évaluer les différences entre le besoin de RTE en réserve secondaire à 13 heures 30 et 18 heures, pour mesurer l'impact, en particulier, de la prise en compte des échanges aux frontières déclarés en J-1.

Une deuxième série vise à estimer, par responsable de programmation, l'écart entre la prescription à 18 heures et une prescription « idéale » qui serait calculée au prorata des programmes d'appel finalement réalisés, afin de juger de l'intérêt de mettre en place l'étape de prescription à 7 heures du matin.

Enfin, une troisième série permet d'estimer le volume de production qui échappe à la prescription en raison des inaptitudes temporaires déclarées, eu vue de mesurer l'ampleur des dérogations à la règle de répartition au prorata de la production.

L'indicateur sur les besoins en réserve secondaire de RTE entre 18 heures et 13 heures 30 montrent que les besoins sont identiques dans 80 % des cas. La répartition des écarts est symétrique, avec autant d'écarts à la hausse qu'à la baisse. L'écart maximal atteint 300 à 350 MW suivant les situations. Ces écarts s'expliquent par les modifications importantes des programmes d'échange d'un jour sur l'autre.

La suite des travaux consistera en un zoom sur les écarts les plus fréquents et leurs causes, sachant que les écarts les plus fréquents interviennent systématiquement à 23 heures-0 heure. Par ailleurs,

certains producteurs ont signalé que la répartition de la réserve primaire était modifiée sensiblement entre 13 heures 30 et 18 heures.

En mars, un responsable de programmation s'est caractérisé par des écarts importants entre la prescription à 18 heures et la prescription « idéale » calculée sur la base des derniers programmes redéclarés, avec une prescription à 18 heures à 50 % de la prescription idéale. Cet écart est imputable à la mise en place du nouveau dispositif de prescription et n'a pas été observé par la suite. En avril, les prescriptions à 18 heures sont comprises entre 90 et 101% de la prescription « idéale ».

S'agissant de la réduction de la production servant d'assiette au calcul de la prescription, le volume de production qui échappe à la prescription, en raison des inaptitudes temporaires déclarées, reste faible puisqu'il est compris entre 2 et 8 GWh par mois (suivant le mois et le type de réglage), soit entre 0,3 % et 6 % de la production programmée par les producteurs faisant jouer les clauses d'inaptitude temporaire.

Concernant les autres éléments du REX, RTE propose de mettre en place un mode dégradé qui lui permette de calculer la prescription et de l'envoyer à l'ensemble des acteurs même si l'un d'entre eux n'a pas pu fournir ses données dans les délais impartis. RTE étudie les remarques des producteurs concernant l'utilisation par défaut des données d'un jour précédent et émettra une proposition.

Par ailleurs, plusieurs producteurs font état de situations dans lesquelles ils ne sont pas en mesure de fournir les volumes prescrits par RTE en raison des contraintes techniques rencontrées telles que les variations de charge, le fonctionnement des CCG à charge réduite ou la situation d'étiage. Le GT analysera ces situations et émettra des propositions d'évolution du contrat pour prendre en compte les difficultés légitimes des producteurs tout en garantissant un niveau de réglage suffisant.

Enfin, il apparaît que le fonctionnement des installations de production est perturbé si la fréquence est durablement décentrée sur des périodes de l'ordre de 30 minutes. RTE propose d'analyser l'occurrence de ces situations pour préciser l'ampleur du phénomène.

RTE propose de réunir le GT à la rentrée pour présenter les raisons des écarts des besoins en réserve secondaire et des prescriptions en réserve primaire entre 13 heures 30 et 18 heures, étudier les propositions d'évolution du contrat permettant de prendre en compte les difficultés rencontrées et présenter le REX sur la fréquence.

EDF

Nous sommes satisfaits de disposer de ces indicateurs que nous avions vivement demandés lors de la consultation. Ils montrent que nos inquiétudes étaient fondées sur les écarts des besoins en réserve secondaire et des prescriptions en réserve primaire entre 13 heures 30 et 18 heures.

Prochaine Commission Accès au Réseau

14 octobre 2011 à 14 heures