

Users' Group - Groupe de travail "Belgian Grid"

Réunion du 31 janvier 2012

Présents :

W. Aertsens (FEBELIEC)
J.-P. Bécret (GABE)
J.-P. Boydens (FEBEG)
C. de Jonghe (UMIX)
B. De Wispelaere (FEBEG)
L. Decoster (EANDIS)
Y. Foste (FEBEG)
W. Gommeren (FEBEG)
B. Gouverneur (Synergrid)
B. Van der Spiegel (FEBELIEC)
F. Van Gijzeghem (ODE)
C. Vandenberghe (DNBBA)
F. Vanwijnsberghe (FEBELIEC)

F. Wellens, E. Cloet, E. De Schrijver, I. Gerkens, Ch. Baader
(ELIA)

Excusés :

P Claes (FEBELIEC)
G. Meynckens (FEBELIEC)
B. Van Zeebroeck (EDORA)

Ordre du jour

1. Approbation des projets de PV (16/09/2011 + 08/11/2011 + 15/12/2011)
2. Closed distribution systems:
 - Projet d'avis du Users' Group « relatif à la mise en œuvre opérationnelle du concept de Closed Distribution systems au niveau du réseau d'Elia »
 - Aspects opérationnels et pratiques : informations et échanges de vue
 - i. Processus d'allocation
 - ii. Processus UMIK et CDS
 - iii. Relations entre CDS et fournisseurs
 - iv. Echanges de données
 - Projet d'annexe 14 du contrat d'accès : échanges de vue - suite
3. Règlement technique:
 - Evolution du Règlement Technique: organisation des travaux
 - Modifications prescriptions techniques
4. Autres points – Divers

1. APPROBATION DES PV

Les projets de PV des 16/09/2011 et 15/12/2011 sont approuvés, après acceptation des remarques de FEBEG sur le PV du 16/09/2011. GABE a des remarques sur le projet de PV du 08/11/2011 ; celles-ci seront présentées à la réunion du WG BG du 21/2.

2. CLOSED DISTRIBUTION SYSTEM (CDS)

2.1. Projet d'avis du Users' Group « relatif à la mise en œuvre opérationnelle du concept de Closed Distribution System au niveau du réseau d'Elia »

Le président du WG Belgian Grid demande s'il est encore utile d'envoyer un Position Paper aux autorités, puisque le décret flamand et la loi sont publiés.

Les membres du WG conviennent que ce Position Paper aura le mérite de décrire le modèle précis de mise en œuvre du CDS, dans lequel tous les éléments de discussion ont été réglés, et servira ainsi de document de référence pour le UG.

2.2. Aspects contractuels et opérationnels: échanges de vue

A l'issue de la réunion du 15/12/2011, le WG avait décidé d'aborder à nouveau les volets opérationnels du CDS, afin de dégager un consensus sur le modèle et de définir exactement les besoins des fournisseurs, afin d'en conclure les actions attendues d'Elia et du gestionnaire du CDS.

Un représentant d'UMIX présente l'organisation UMIK en général, puis les règles et processus ayant un impact dans le cadre de la discussion CDS (échanges de données journalières et d'allocation : protocole, acteurs & timing, quels besoins des fournisseurs pour des clients AMR...).

Il explique qu'UMIX produit de la documentation UMIG, basée sur des scénarios recouvrant toutes les réalités connues par le marché. Les CDS industriels ne sont pas concernés par une partie de ces situations (ex : switch résidentiel, obligations sociales, gestion des courbes SLP...). Ces scénarios sont traduits en processus opérationnels. Le standard de communication entre les acteurs du marché de l'électricité est EDIEL, basé sur les standards UN/EDIFACT qui sont très largement répandus dans le monde industriel au niveau international. L'intermédiaire de communication UMIK, pour échanger les données entre les acteurs, est la plate-forme VAN mais d'autres outils de communication (tels que mails ou échanges web) sont autorisés, notamment pour les petits acteurs. Donc, pour que le CDS puisse générer ces messages d'échanges de données, il devra installer des outils software. Le gestionnaire du CDS pourra le réaliser lui-même ou faire appel à des prestataires de services déjà actifs sur le marché, qui peuvent aussi réaliser en pratique tous les échanges de données entre le CDS et les autres acteurs (fournisseurs, ARP, Elia...).

Les échanges de données structurés par UMIK se basent sur le code GLN des acteurs de marché: tout acteur doit disposer d'un code GLN. Ce code garantit une identification immédiate et précise du fournisseur, de l'ARP, du GRD. La plupart des grands clients industriels possèdent déjà actuellement un code GLN.

Le représentant d'UMIX présente une première liste des règles et processus qui devraient s'appliquer aux CDS avec profils AMR. UMIK est en train de procéder à l'analyse détaillée de ces processus, en vue de leur implémentation aux CDS.

- Les règles de 'structuring' définissent les règles applicables aux fournisseurs (principes de billing, statut des clients, switches entre fournisseurs, principes de comptage du point d'accès...).

- Les règles de 'metering' concernent les échanges de données journaliers, pour les compteurs AMR, vers les fournisseurs et ARP. Pour les points d'accès qui ne sont pas AMR, cet échange de données n'est pas journalier mais mensuel, voire annuel.
- Les règles d' 'allocation' concernent les échanges mensuels des résultats d'allocation entre les ARP. Il s'agit de l'agrégation des données journalières. Ces données sont envoyées aux fournisseurs, ARP et Elia. Elia ne réalise pas d'allocation pour ses clients.
- Les règles de 'réconciliation' permettent de répartir entre les fournisseurs, de manière précise et définitive, les volumes d'énergie attribués aux clients SLP une fois leur relevé d'index réalisé (qui ont été estimés jusqu'à ce moment), les pertes, les erreurs, etc. Un mécanisme de correction permet de remonter jusqu'à 24 mois dans le passé, avant clôture définitive. De manière générale, la gestion de la réconciliation des volumes des clients disposant d'un compteur AMR est nettement plus aisée. La correction permet au fournisseur de connaître exactement le volume d'énergie à facturer. Par contre, les factures de déséquilibre des ARP ne sont pas modifiées.

Le représentant d'UMIX présente un schéma reprenant, sur base de la première analyse des règles UMIG, le timing d'échanges de données entre un CDS et les acteurs du marché. Le timing « daily » est défini et correspond à des données AMR échangées en D+1. Ces informations, même non validées, sont importantes pour les fournisseurs car ils les utilisent pour calculer leur éventuel déséquilibre et repérer des anomalies. Au contraire, Elia n'en a pas besoin et n'utilise que les allocations en fin de mois.

En pratique, ces données sont validées en D+10 au plus tard. En cas de correction, les nouvelles valeurs remplacent les anciennes et le fichier est totalement recréé : c'est donc toujours le dernier message qui compte. En fin de mois, l'ensemble du mois validé est renvoyé à une date précise, assorti d'un flag « OK ». Tous ces détails sont précisés dans les règles UMIK.

Elia précise que ses communications avec les fournisseurs et les GRDs se limitent à leur fournir chaque jour l'infeed de ses points d'accès (ou koppelpunten avec les GRDs) et qu'elle n'envoie jamais d'allocation, puisqu'elle ne les réalise pas.

Dans le cadre de l'allocation, Elia rappelle que le gestionnaire du CDS doit boucler l'allocation envoyée à Elia et donner la valeur du solde, outre les volumes d'énergie des utilisateurs du CDS ayant fait le choix d'un fournisseur alternatif. Ce solde correspond à l'ensemble des consommateurs 'non actifs' du site ; il pourrait aussi être subdivisé entre la consommation du client principal du site, celle des autres consommateurs 'non actifs' et les pertes... Ce bouclage de l'allocation est indispensable, afin de pouvoir contrôler l'ensemble des données de consommation et de pertes par rapport au total de l'infeed du site. Ceci permettra à Elia de détecter si un message est erroné (si le solde est différent de 0) et qu'il puisse être corrigé par le gestionnaire du CDS ; aussi d'attribuer la part correcte de pertes au fournisseur de pertes.

Les membres du WG découvrent aussi un exemple concret de fichier d'allocation, construit sur base des règles UMIK. Il s'agit d'un fichier Excel standardisé, avec des champs fixes et prédéfinis, en fonction du type de données encodées ; ceci permet, grâce à une application IT installée chez l'acteur de marché, de lire automatiquement les données qu'il contient. Les standards et les noms des fichiers sont adaptés selon leur contenu : allocations envoyées à Elia ou au fournisseur, envoi de données télé-mesurées vers le fournisseur, échanges avec un GRD...

Les membres du WG demandent comment pourrait se faire l'installation de l'application IT chez les gestionnaires de CDS. Selon UMIK, le gestionnaire de CDS peut le faire lui-même ; il peut aussi faire appel à plusieurs prestataires de services qui sont déjà actifs sur le marché, notamment auprès des GRDs. UMIK peut également donner des

informations et conseils généraux aux gestionnaires de CDS, par exemple via FEBELIEC.

S'agissant du choix du compteur ARM, les membres du WG rappellent qu'en principe, les utilisateurs CDS souhaitant faire le choix d'un fournisseur devraient disposer d'un compteur AMR, selon le projet de règlement technique distribution flamand. Ces compteurs ne sont pas nécessairement des compteurs Elia et ont un coût raisonnable. Le représentant de DNBBA souligne que tous les points d'accès situés dans le périmètre de DNBBA sont équipés d'un compteur AMR, même les boutiques des galeries commerçantes. Ceci en facilite la gestion.

Le représentant de GABE répond qu'il ne faudrait pas imposer l'équipement de compteur AMR pour les plus petites charges (par exemple, certains moteurs, cantine du site ou mâât GSM) dès lors qu'il est possible de communiquer leur profil au fournisseur, après création de ce profil et accord ex-ante de l'utilisateur et son fournisseur. On peut envoyer ce profil non validé chaque jour au fournisseur et le corriger lors du relevé d'index. Le représentant de DNBBA insiste sur le fait que ces profils ou forfaits doivent correspondre à la réalité des consommations et tenir compte des pertes, des fraudes éventuelles, etc. pour éviter de perturber les volumes des consommateurs plus importants munis de compteurs AMR, lors du processus de réconciliation et de la répartition du résidu d'énergie entre les utilisateurs du CDS.

Un représentant de FEBEG relève que l'obligation de compteur AMR devrait être nuancée, avec l'arrivée prochaine des 'slimme meters'.

Un représentant de FEBELIEC propose que le CDS décide, en respectant la législation applicable et en accord ex-ante avec l'utilisateur et le fournisseur concerné, l'usage d'un compteur AMR, d'un profil ou de pourcentage de répartition d'énergie au sein du CDS.

L'attribution des codes EAN au sein d'un CDS est également discutée par le WG.

Ce code est donné sur base du code GLN généré par l'institution internationale GS1 à toute entreprise qui le souhaite. Un candidat CDS doit disposer d'un code GLN pour s'intégrer dans les échanges de données du marché de l'électricité et générer les codes EAN des utilisateurs de son CDS. Le code EAN est un code séquentiel qui peut être attribué à une réalité physique ou virtuelle, un ensemble de points... On peut imaginer un code EAN pour chaque utilisateur actif au sein d'un CDS et un code EAN pour le solde des consommations au sein du CDS.

Elia ne générera pas les codes EAN pour le compte des gestionnaires de CDS pour plusieurs raisons :

- La responsabilité de la bonne attribution du code doit rester chez le gestionnaire du CDS, qui connaît son réseau et sait exactement à quelle entité (ou quel agrégat de points physiques) attribuer un code EAN.
- Ce code n'est utilisé que pour la gestion interne du CDS, pour son registre d'accès et pour les relations entre ces clients et les fournisseurs. Elia n'a aucun besoin de ces codes EAN puisqu'elle ne réalise pas l'allocation des volumes d'énergie par clients ou ARP actifs au sein du CDS. Le contrôle de ces volumes par rapport à l'infeed du site se fait par Elia sur base des codes GLN des ARPs.
- Enfin, les codes GLN, qui permettent d'attribuer les codes EAN, sont disponibles sur le marché et chaque industriel susceptible de devenir gestionnaire CDS peut le recevoir. Il est vraisemblable qu'il génère déjà des codes EAN dans le cadre de leurs activités industrielles.

Ceci serait différent si Elia réalisait, en sous-traitance pour le CDS, les tâches de gestion du registre d'accès et de l'allocation.

Un représentant de FEBELIEC insiste aussi sur la notion de « point d'injection et de prélèvement CDS », qui est considéré, dans le projet d'annexe 14, comme un point physique au sein du CDS. Cette notion ne reflète pas la réalité de l'utilisateur qui fait le choix d'un fournisseur au sein du CDS. Le plus souvent, il ne s'agira pas d'un point d'injection ou de prélèvement physique, avec un niveau de tension défini, mais plutôt un agrégat de plusieurs lignes de production, machines et départs, qui appartiennent à un utilisateur du réseau CDS. C'est cet ensemble de comptages qui constituera le point d'injection et de prélèvement CDS, qui est donc une réalité « virtuelle ».

Selon ce représentant de FEBELIEC, on pourrait combiner cette notion avec celle de point virtuel de nomination des ARPs actifs sur le CDS (ce point virtuel de nomination permettra à chaque ARP actif au sein d'un CDS, d'encoder dans l'outil de nomination d'Elia, son volume d'énergie au niveau du point d'accès au réseau Elia, parmi l'ensemble de son périmètre d'activité).

Les représentants de FEBEG et Elia n'ont pas de difficulté avec cette approche. Elia rappelle qu'elle n'a pas besoin d'une granularité d'information allant jusqu'à la réalité physique au sein du CDS. Il lui suffit que les volumes soient identifiés par ARP actif au sein du CDS ; par contre, pour les unités de production (si le total de la production au sein du CDS est supérieur à 25 MW) et les charges interruptibles, cette nomination doit se faire de manière individualisée (et pas au sein de l'ensemble du volume d'énergie de l'ARP). Cela n'impose pas de correspondre, en réalité, à un point physique.

Le projet d'annexe au contrat d'accès sera modifié en ce sens.

Concernant les charges interruptibles, le représentant de FEBELIEC précise que, sur base de son expérience, il y aura peu de charges interruptibles situées au sein d'un CDS qui signeront un contrat directement avec Elia. Ce sera plutôt le gestionnaire du CDS qui proposera le service d'interruptibilité, en agrégeant un ensemble de petites charges dont il aura le contrôle et pour lesquelles il prendra la responsabilité de l'interruptibilité par rapport à Elia. Le document contractuel entre Elia et le gestionnaire du CDS devra le permettre.

Le représentant de GABE recommande une alternative au modèle contractuel proposé par Elia : le projet d'annexe 14 au contrat d'accès devrait plutôt être un contrat indépendant, à conclure directement entre le gestionnaire du CDS et Elia. On éviterait de faire double emploi avec les annexes existantes au contrat d'accès et on clarifierait la relation détenteur d'accès – gestionnaire du CDS.

Le président du WG propose, sur base de cette discussion constructive, de revoir le projet d'annexe contractuelle, qui sera renvoyé par Elia pour la réunion en mars. La réunion de février sera consacrée à d'autres sujets, notamment la réservation de capacité des unités de production et l'état des lieux des NC d'Entso-e.

3. REGLEMENT TECHNIQUE

3.1. Evolution du Règlement Technique: organisation des travaux

Elia présente des propositions de modifications des articles 41 à 78 du règlement technique, qui visent les prescriptions techniques pour les raccordements (v. slides). Une partie de ces propositions découlent des principes du NC 'Requirements for Generators'. Certains membres du WG relèvent que le draft de Code a récemment évolué pour intégrer une plus grande souplesse. Elia confirme cette information et précise que le draft de Code va probablement encore évoluer dans les prochains mois (suite à la consultation officielle actuellement en cours).



Les propositions de modifications des articles 60 à 78 du règlement technique devront donc être adaptées sur base de la version finale du NC RFG, au cours de cet été. Il faut toutefois remarquer que tous les changements proposés ne découlent pas du NC, comme la problématique de la gestion adéquate du parc grandissant de photovoltaïque sur les réseaux.

Le représentant de GABE fait remarquer que la problématique de l'ilotage devrait être plus nuancée, pour intégrer la possibilité pour un site industriel de s'iloter en cas de défaut de réseau proche du site, tout en évitant que cette disparition de charge et/ou de production ne produise des effets négatifs sur le réseau.

3.2. Modifications prescriptions techniques

Un représentant d'Elia propose de structurer les discussions en Users' Group sur la mise à jour du règlement technique. De nombreuses idées ont été dégagées en 2011 par le WG Belgian Grid, ainsi que par Elia, qui pourraient faire l'objet d'une recommandation du Users' Group vers le Ministre de l'énergie. Elia propose un planning de travail pour discuter, entre janvier et juin, de propositions concrètes de modifications ponctuelles du règlement technique.

La réunion de février reviendra sur le sujet de la réservation de capacité et les adaptations identifiées dans ce cadre sur le processus de raccordement.

A partir de mars, Elia proposera de manière structurée des modifications ponctuelles sur plusieurs thèmes.

A la demande du président du WG s'il est nécessaire de mettre en place un WG ad-hoc pour gérer ces discussions, le WG Belgian Grid préfère poursuivre dans la structure existante, pour éviter de multiplier les réunions.

Le représentant du SPF Energie précise que l'administration n'a pas entamé à ce stade une révision du règlement technique. Les idées du Users' Group seront les bienvenues.

4. DIVERS

Pas de divers

* * *

Prochaines réunions du WG Belgian Grid : Elia, Empereur

- Le 21/02/2012 à 14h (salles 0.01 + 0.02) : confirmé
- Mars : meeting à fixer (v. invitation Doodle)