

Procès-verbal Users' Group – Réunion Plénière du 20/03/2014

Présents:

W. Aertsens (Infrabel)
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)
P. Claes (FEBELIEC)
A. Detollenaere (VWEA-ODE)
B. De Wispelaere (FEBEG)
S. Gabriels (FOD-SPF Economie-Energie)
B. Gouverneur (Synergrid)
W. Gommeren (UEB-BECI)
S. Harlem (FEBEG)
N. Laumont (EDORA)
J. Matthys-Donnadieu (BELPEX)
L. Vande Velde (BOP)
H. Vandersyppe (FEBEG)
P. Verlinden (FEBEG)

F. Vandenberghe, I. Gerkens, D. Zenner, E. Spire, D. Aelbrecht (Elia)
P. Fonck, W. Michiels (partiellement, Elia)

Excusés:

G. Meynkens (FEBELIEC)
T. de Waal (FEBEG)
J. Hensmans (FOD-SPF Economie-Energie)
C. Adams (FOD-SPF Economie-Energie)

Agenda

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (5/12/2013)
2. Workshop commun WG Belgian Grid et WG System Operation "Capacités d'interconnexions" (3 mars 2014)
3. WG Belgian Grid
 - a) Statut des travaux en cours (réunion du 28 janvier 2014)
 - b) Accès flexible – Mécanisme de compensation
4. Task Force Balancing & Experts Group
Statut des travaux en cours (réunions de février et mars 2014)
5. Task Force Strategic Reserves Implementation
Statut des travaux en cours (réunions de février et mars 2014)
6. WG European Market Design
 - a) Statut des projets en cours (réunion du 20 décembre 2013)
 - b) NWE Day Ahead Market Coupling – premiers résultats
7. Divers
 - Adoption du règlement d'ordre intérieur
 - Pacte Energie – information sur le processus

PROCES-VERBAL

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (05/12/2013)

Le procès-verbal de la réunion du 05/12/2013 est approuvé par le Users' Group avec le texte complété et adapté aux points 2, 6 et 9, tel que demandé par FEBEG.

2. Workshop commun WG Belgian Grid et WG System Operation "Capacités d'interconnexions" (3 mars 2014)

Le président du WG System Operation présente les discussions du workshop commun des groupes de travail Belgian Grid et System Operation (v. présentation « Feedback – Joint WG System Operation & WG Belgian Grid– 3.3.2014 »), qui portaient sur le renforcement des capacités d'interconnexions.

Elia rappelle que les projets de renforcement des interconnexions permettent de renforcer la flexibilité d'importation en levant partiellement les congestions (meilleure gestion des flux), mais aussi d'augmenter la capacité d'importation, si les autres limites du système sont respectées. Ainsi, le 4^{ème} PST de Zandvliet compensera à peu près complètement la fermeture de Doel 1/2. Néanmoins, des mesures supplémentaires devront être prises pour compenser la perte de moyens de réglage du réactif. La mutation du parc de production belge entraîne des problèmes de stabilité du système, qui ne seront pas résolus par l'accroissement de la capacité d'importation mais en mettant à disposition des outils techniques spécifiques. La puissance de court-circuit doit aussi être étudiée. Les études en cours portent précisément sur ces aspects. Un premier rapport sera fait fin juin 2014 en exécution des obligations d'Elia dans le cadre du Plan Wathelet ; l'objectif est de clôturer les études pour le rapport de décembre 2014.

Le président du WG System Operation rappelle que ces projets ont aussi des finalités locales : le projet de renforcement BRABO est indispensable pour renforcer l'approvisionnement de la zone industrielle du port d'Anvers, vu les projets de production locale et la liaison prévue en HVDC.

Le représentant de FEBEG reconnaît que les membres du Users' Group ont reçu beaucoup d'informations lors du workshop commun mais ils ne peuvent malgré tout pas encore évaluer la rentabilité à long terme des nouvelles capacités de production qui arriveront sur le marché suite à l'appel d'offres du Plan Wathelet. Or, ces acteurs ont besoin, pour ce faire, de clarté sur les capacités physiques et commerciales transfrontalières à l'horizon 2020.

Le président du Users' Group rappelle que l'appel d'offres du Plan Wathelet porte sur des capacités de 400 à 800 MW dont le besoin a été identifié actuellement et que les projets de renforcement des capacités (Alegro, Nemo...) aboutiront après la mise sur le marché de ces unités de production additionnelles. Elia rappelle qu'elle s'est engagée, de manière volontariste, à fournir une capacité d'importation globale pour le marché belge de 3.500 MW, en heures de pic et en tenant compte des contraintes dynamiques du réseau. Il souligne que la détermination finale des capacités commerciales cumulées dépend aussi des scénarios futurs du marché de production (direction des flux, nombre de centrales en service dans le pays, etc...) et ne peut dès lors pas relever de la responsabilité du TSO seul. En plus, l'augmentation de capacité par le 4^{ème} PST a été communiquée ainsi que l'ordre de grandeur des capacités individuelles de Nemo et Alegro. Elia constate qu'il n'y a aucun engagement de la part des acteurs de marché d'augmenter l'importation totale (en termes de volume d'énergie disponible) au-delà de 3,5 GW lors de la pointe. Les études coûts-bénéfices des projets de renforcement se

basent entre autres sur les situations hors pic de prix, où l'importation du renouvelable est faisable sans congestions importantes.

Le représentant d'INFRABEL remarque qu'augmenter la capacité d'importation est très positif mais que cela n'empêchera probablement pas les divergences de prix entre marchés. Ceux-ci sont le reflet des politiques énergétiques nationales. En outre, le gain potentiel sur le prix de gros de l'énergie risque d'être neutralisé au niveau national par de nouvelles mesures de soutien ou des obligations de service public.

Suite à la remarque du représentant de FEBELIEC qui considère qu'il faut éviter des investissements exagérés, le président du Users' Group relève que l'analyse coût-bénéfice des renforcements des interconnexions est très positive, indépendamment des 200h de pic. Pour gérer ces heures, il existe d'ailleurs d'autres mesures comme l'appel d'offres des nouvelles capacités de production ou le processus des réserves stratégiques. La question se pose si la sécurité d'approvisionnement serait davantage garantie par l'augmentation des importations au-delà de 3,5 GW pendant ce pic.

Le représentant de FEBELIEC critique alors le modèle de marché mis en place, qui soutient de manière disproportionnée le renouvelable et conduit à ces divergences de prix au sein du marché CWE. Un représentant de FEBEG souligne la difficulté de rentabiliser une unité de production qui pourrait tourner uniquement pendant les 200h de pic annuel (par rapport aux 8000h/an) durant 25 ans, en étant moins compétitive que la production située à l'étranger. D'après lui, l'appel d'offres des nouvelles capacités de production du Plan Wathelet ne répond pas suffisamment à ce souci. C'est pourquoi les acteurs du marché ont besoin d'un maximum d'informations.

Le président du Users' Group rappelle qu'Elia plaide pour un modèle qui, pour le soutien aux unités renouvelables et à la cogénération, n'est pas basé uniquement sur l'énergie. Il relève aussi que les simulations du flow-based montrent une meilleure convergence future des prix, grâce à l'usage optimal des interconnexions.

Le représentant de BELPEX ajoute que l'introduction de 'Physical Transmission Rights' avec vente contrainte ('obligatory sale') à la place des 'Physical Transmission Rights' actuels avec 'use it or sell it' seraient également des atouts pour une meilleure convergence des prix.

A la demande du représentant d'INFRABEL, le WG System Operation va étudier les impacts des connections HVDC et des pertes dans le modèle.

Le président du Users' Group conclut en revenant sur les études précitées en cours sur les renforcements des interconnexions.

3. WG Belgian Grid

a) Statut des travaux en cours (réunion du 28 janvier 2014)

Le président du WG Belgian Grid rapporte les discussions de la réunion du 28 janvier 2014 (v. présentation « Feedback WG Belgian Grid »). Elles ont porté principalement sur les principes de coopération entre les gestionnaires de réseaux pour un développement optimal du réseau 36 kV, ainsi que sur les premières réflexions sur le mécanisme de compensation lors d'une activation de l'accès flexible.

Le WG Belgian Grid a également identifié des thèmes de travail pour 2014 et clôturé la révision du règlement d'ordre intérieur du Users' Group.

b) Accès flexible – Mécanisme de compensation

Le président du WG Belgian Grid expose les grands axes de la proposition Elia sur le mécanisme de compensation qui pourrait être appliqué lors d'une activation de l'accès flexible. Cette proposition doit encore être discutée avec les gestionnaires de réseau de distribution ainsi qu'avec les autres acteurs de marché. Les remarques des membres du Users' Group sont les bienvenues.

Un représentant de COGEN relève que le mécanisme de compensation doit être organisé pour compenser de manière neutre toute perte de soutien public et ne pas se limiter à la perte des certificats verts. Il existe ainsi des certificats WKK et d'autres mesures de soutien liées à la production d'énergie renouvelable. Elia tiendra compte de cet input dans le design final de sa proposition.

La représentante d'EDORA a un souci de représentativité des fédérations de producteurs d'énergie renouvelable en Atrias, où la flexibilité semble largement débattue. Le président du Users' Group souligne qu'Elia donne un message identique dans toutes les plateformes où elle est présente. C'est précisément pour éviter que des acteurs de marché soient exclus de ce débat que ce sujet a été mis à l'agenda du Users' Group. Le représentant de FEBELIEC relève que les régulateurs régionaux sont, eux, présents en Atrias, ce qui est confirmé par un représentant de FEBEG. Le représentant de SYNERGRID ajoute, à titre purement informel, qu'Atrias a vocation à devenir la clearing house fédérale pour la distribution à partir du prochain MIG, annoncé pour 2016-2017. Les discussions en cours au sein d'Atrias portent, à sa connaissance, sur le modèle de marché à traduire dans ce MIG, y compris les sujets liés à la flexibilité. In fine, ce sont les régulateurs qui devront approuver le modèle proposé. Atrias se limite à mettre en place les processus opérationnels pour mettre en œuvre les décisions politiques.

4. Task Force Balancing & Experts Group

La présidente de la TF Balancing présente les premiers résultats du sourcing à court terme, ainsi que les évolutions de la contractualisation des services auxiliaires pour 2015 (v. présentation « Feedback from TF Balancing »).

Les premiers résultats du sourcing à court terme portent sur 4 mois. On note une bonne participation mais des prix très volatiles et en hausse. La possibilité du second tour d'enchères a été utilisée à chaque enchère et a permis une meilleure solution. L'évaluation de la CREG sur le processus interviendrait, selon les informations d'Elia, fin de cet été, sur base de 6 mois de fonctionnement. L'appel d'offres des services auxiliaires pour 2015 tiendra compte des différents scénarios possibles (répartition du sourcing entre court et long termes) car il démarrera avant que les conclusions de la CREG sur le sourcing à court terme ne soient connues.

Le représentant de FEBELIEC s'étonne des évolutions du prix du sourcing à court terme. Un représentant de FEBEG souligne que le volume mensuel demandé est trop petit pour permettre des résultats optimaux ; on y voit aussi l'influence du spark spread négatif, qui est devenu plus négatif depuis janvier, et le fait que dans ces circonstances négatives de marché, les capacités totales des centrales doivent réduire pour que seule une petite part de leur puissance fournisse les réserves primaire et secondaire. Le rapport de la CREG devrait clarifier la raison de ces évolutions du prix et en tirer les leçons pour l'année 2015.

Selon Elia, il est délicat de réaliser des comparaisons pertinentes à ce stade car on compare le prix de produits annuels par rapport à seulement 4 mois. En outre, Elia a acheté en annuel les offres situées en début du merit order, donc meilleur marché.

Le président du Users' Group encourage tout nouvel acteur à participer aux enchères court terme, et la charge à développer la participation aux produits R1 symétriques et continus. Il note cependant que les industriels ont à ce jour toujours indiqué ne pas pouvoir fournir ces produits et qu'Elia ne peut dévier des produits approuvés par la CREG pour les besoins en services auxiliaires pour 2014.

S'agissant des évolutions de la contractualisation des services auxiliaires pour 2015, la présidente de la TF Balancing souligne les prochaines étapes pour le produit R3 DP : un rapport sur les activations du produit sera prochainement communiqué à la CREG. Vu l'hiver très doux, il s'agissait uniquement de tests. Elia et les GRDs prévoient aussi d'améliorer certains éléments du processus, notamment sur l'information en quasi-real-time de l'ARP et le processus de préqualification, sur lequel une consultation sera organisée par Synergrid. Il est également prévu d'augmenter le volume de R3 DP pour 2015. Après clôture de la consultation en cours, la version finale des évolutions 2015 sera présentée en détails dans la prochaine TF Balancing d'avril 2014.

5. Task Force Strategic Reserves Implementation

La présidente de la TF Implementation Strategic Reserves (la TF ISR) présente le statut des travaux démarrés depuis février 2014 (v. présentation « Feedback from TF Implementation Strategic Reserves »).

Etant donné le planning très serré pour mettre en place le processus de réserves stratégiques d'ici novembre, les travaux se succèdent à vive allure pour fixer le design et les procédures liées aux réserves stratégiques. Grâce aux inputs de tous les participants de la TF ISR, les propositions d'Elia peuvent s'affiner rapidement, notamment sur les caractéristiques des ressources SGR (strategic generation reserves) et SDR (strategic demand reserves) qui participeront à l'appel d'offres des réserves stratégiques. Parmi les nombreux points de discussion, ressortent la nature du produit SDR, qui sera probablement amené à évoluer après la première année, et l'interprétation de la loi quant aux critères d'éligibilité des unités de production à l'appel d'offres des réserves stratégiques. Il appartiendra à la CREG de vérifier si toutes les centrales qui doivent participer aux réserves stratégiques l'ont bien fait.

Un projet de « Procédure de Constitution des Réserves Stratégiques » sera diffusé à la TF ISR pour consultation fin mars/ début avril. Une version quasi finalisée de ces propositions sera présentée lors de la TF ISR du 16 avril pour une dernière itération ; il est prévu de publier une version finale de la Procédure de Constitution dès le 25 avril, et de soumettre les règles de fonctionnement à la CREG à la même date.

Le représentant de BELPEX demande si ce programme très ambitieux sera maintenu si le Ministre devait décider que le volume de réserves stratégiques pour l'hiver 2014 est nul. Le président du Users' Group souligne que, même dans ce cas très improbable, l'exercice en cours est pertinent car le besoin en réserves stratégiques se fera sentir dès la fermeture de Doel 1 et 2, pour l'hiver 2015-2016. Dans ce cas le planning pourra néanmoins être revu.

S'agissant du volet 'demande' des réserves stratégiques, il faudra affiner les prochaines années le processus mis en place, afin d'accroître la proportion des charges y participant. Suite à une remarque du représentant de FEBELIEC, le président du Users' Group répond que le Plan Wathélet et les travaux préparatoires de la loi relative aux réserves stratégiques prouvent clairement que la demande doit participer au maximum aux réserves stratégiques, afin de limiter le coût d'investissement de ces réserves. Il faudrait aussi que les incitants, par exemple liés au prix de balancing, soient suffisants pour que les investissements dans les outils de production – ainsi que le maintien dans le marché des unités existantes – restent attractifs. Un représentant de FEBEG souligne

que les centrales sont actuellement mises à l'arrêt de telle façon qu'elles peuvent être réactivées si le marché redevient intéressant.

Le représentant d'INFRABEL demande si on a déjà réalisé une estimation du coût des réserves stratégiques. Le président du Users' Group répond qu'une surcharge pour obligation de service public est prévue dans les tarifs pour les prochaines années. Elia réduira le coût des réserves stratégiques de l'éventuelle marge dégagée sur le prix de balancing en cas d'activation de ces réserves stratégiques. L'objectif est bien de garder un maximum de centrales en fonctionnement, en dehors du processus de réserves stratégiques. Le représentant de FEBELIEC souligne que seule la charge supportera in fine le coût des réserves stratégiques. Le président du Users' Group rappelle que les réserves stratégiques sont développées au bénéfice de la charge belge.

Le représentant d'INFRABEL souligne que les marchés de l'énergie ont des produits horaires, alors que le balancing est réalisé par ¼h. Il faudrait tenir compte des périodes de ramp up & down pour certaines unités de production. Le représentant de BELPEX confirme qu'il souhaite examiner les produits quart-horaires sur le marché intraday; ceux-ci présentent toutefois des contraintes lourdes d'un point de vue administratif, qui ont empêché leur développement par le passé.

6. WG European Market Design

La présidente du WG European Market Design présente le statut des projets de marché en cours de développement (v. présentation « Status WG European Market Design »).

Les premiers résultats du NWE Day-Ahead Market Coupling, démarré le 5 février 2014, sont satisfaisants. Les statistiques mises à disposition par les bourses pendant ces 40 jours montrent une amélioration de la convergence des prix (en général diminution du nombre de zones avec des prix différents, et diminution des écarts de prix). Un rapport plus complet sur le fonctionnement et les résultats de ce couplage de marché sera présenté au prochain WG European Market Design. Plusieurs étapes à venir sont déjà prévues pour le NWE Day-Ahead Market Coupling, en particulier l'extension du couplage à la frontière France-Espagne, et l'introduction du flow-based market coupling dans la zone CWE.

S'agissant du CWE Flow-Based Market Coupling, ce projet a pris une nouvelle dimension avec la publication journalière des simulations (« parallel run ») de l'allocation des capacités en flow-based pour la zone CWE, depuis fin février 2014. La mise en service du couplage flow-based est prévue fin novembre 2014, après que les tests IT et la formation des opérateurs soient achevés et que la méthodologie soit formellement approuvée par les régulateurs.

En matière de transparence, la préoccupation majeure exprimée par les stakeholders est de disposer d'une prédictibilité des prix suffisante sur les différents horizons de temps. Le projet investigate les meilleures mesures pour y parvenir.

La structure organisationnelle du projet CB Intraday NWE+ (région NWE, Autriche et Suisse) a été mise en place: les livrables, l'approche et le planning du projet ont été définis entre les bourses et les TSOs. Les différentes étapes du projet et son état d'avancement sont présentés.

Le représentant de FEBELIEC relève que la convergence du marché day-ahead et des prix forward a nettement diminué ces derniers temps ; il espère que cette situation va s'améliorer avec le flow-based.

Elia rappelle que les résultats du 'parallel run' externe en flow-based montrent un accroissement significatif du welfare et une diminution des écarts de prix entre les

marchés de la zone CWE. Les prix pour la Belgique se rapprocheraient de ceux qui existeraient si le réseau était une plaque de cuivre. Le projet NWE est moins significatif pour le marché belge, par rapport au passage en flow-based dans la région CWE. Le président du Users' Group souligne aussi que, sans le couplage de marché, la situation serait encore bien pire pour le marché belge car les prix sont impactés par les politiques énergétiques des pays voisins. Les TSOs font en sorte de permettre un usage optimal des capacités d'interconnexion.

Le représentant de FEBELIEC pointe aussi la difficulté de s'informer de manière complète et transparente depuis le passage en NWE. Il n'y a pas un site web unique reprenant l'ensemble des informations utiles sur toutes les frontières. FEBELIEC n'est en outre pas invité au Flow Based Users' Group (initiative du projet CWE flow-based market coupling). La situation est donc peu transparente pour les consommateurs belges.

Le président du Users' Group précise que le site web de CASC reprend la même information que précédemment mais reconnaît qu'il n'existe pas un site web unique reprenant l'ensemble des données du marché NWE, et que celles-ci sont parfois payantes. Le représentant de BELPEX confirme que les données fournies par d'autres bourses sont moins soumises à transparence que celles des TSOs. Etablir un site web unique pour NWE n'est pas simple car il faut l'accord de toutes les parties intéressées.

7. Divers

a) Révision du règlement d'ordre intérieur - Présentation et approbation

La version finale du règlement d'ordre intérieur, préparée par le WG Belgian Grid, est approuvée par le Users' Group. Ce règlement d'ordre intérieur est notamment complété par une procédure de consultation du Users' Group.

Le nouveau règlement d'ordre intérieur sera publié sur la page web du Users' Group.

b) Pacte Energie – information sur le processus

Le président du Users' Group expose le processus mis en place pour organiser la discussion entre les acteurs concernés par l'évolution de la politique énergétique en Belgique, à la suite du Plaidoyer pour un pacte énergétique ("Call for an Energy Pact – Beyond 2020") d'Elia. La fin de ces travaux, qui portent sur l'engagement des consommateurs, la sécurité d'alimentation, la durabilité de la politique énergétique et leur équilibre financier, est prévue pour fin juin. Un document final sera soumis pour approbation en réunion plénière et publié.

Un 'steering committee' indépendant portera cette initiative à son terme. Le rôle d'Elia se limite à celui de l'initiateur et de l'hôte du processus. Une liste de personnes invitées aux débats a été réalisée, en se basant sur leur fonction de responsable au plus haut niveau des groupes d'opinion ou des fédérations et des entreprises, ainsi que pour leur apport personnel. Elles sont représentatives des membres du Users' Group mais forment un panel plus large et moins technique que le Users' Group.

Suite à la demande de la représentante de BOP, le président du Users' Group que cette liste n'est pas publique mais que les noms peuvent être communiqués de manière individuelle.

c) Incident Monceau

En réponse aux questions de plusieurs membres du Users' Group, le président du Users' Group donne les premières indications relatives à la perte du transformateur-déphaseur de Monceau. Une première analyse montre, que pour les jours qui ont suivi l'incident, la perte du déphaseur de Monceau a impacté pour environ 200 MW le niveau d'importation en Belgique. Malheureusement les travaux de remplacement seront d'une durée certaine.

* * *

Dates des prochaines réunions en 2014 :

Elia, Boulevard de l'Empereur 20, local 0.20, à 14h00

05/06/2014

25/09/2014

11/12/2014