

Procès-verbal Users' Group – Réunion Plénière du 20/06/2013

Présents : A. Vermeylen (BOP)
P. Verlinden (FEBEG)
H. Vandersyppe (FEBEG)
S. Harlem (FEBEG)
T. de Waal (FEBEG)
D. Halkin (ORES)
B. Gouverneur (Synergrid)
D. Vangulick (ORES)
B. Massin (EFET)
B. De Wispelaere (FEBEG)
N. Pierreux (Belpex)
W. Aertsens (FEBELIEC)
C. Adams (FOD-SPF Economie-Energie)
A. Detollenaere (VWEA-ODE)
G. Meynkens (FEBELIEC)
P. Claes (FEBELIEC)
T. Deheegher (VOKA)
H. Wyverkens (FEBEG)

F. Vandenberghe, F. Wellens, E. Spire, W. Michiels, I. Gerkens (Elia)
M. Verelst, R. Bourgeois, V. Stembert (partiellement, Elia)

Excusés: J.-P. Becret (GABE)
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)
W. Gommeren (UEB)
J. Hensmans (FOD-SPF Economie-Energie)
F. Van den Borre (COGEN Vlaanderen)
N. Laumont (EDORA)
F. Van Gijzeghem (ODE)

AGENDA

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (28/03/2013)
2. WG System Operation
Présentation Summer Outlook 2013
3. TF Balancing
 - a) Feedback des réunions d'avril à juin
 - b) Conclusion des contrats pour les services auxiliaires en 2014
4. WG European Market Design
 - a) Prix négatifs sur Belpex le 16/6/2013
 - b) Feed-back du WG EMD du 31 mai 2013
5. WG Belgian Grid
 - a) Feed-back du WG du 28 mai 2013
 - b) Proposition de processus de travail pour la mise à jour des règlements techniques
 - c) Compensation en nature des pertes 2014

6. Divers
 - a) Etat des lieux en matière tarifaire
 - b) Plan Wathelet – Réserve de demande stratégique
 - c) Modifications au contrat ARP - processus de consultation

PROCES-VERBAL

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (28/03/2013)

Le procès-verbal de la réunion du 28/03/2013 est approuvé par le Users' Group avec la suppression de quelques mots au point 3 « Belgian Solar Forecasting 2013-2014 », telle que proposée par FEBEG.

2. WG System Operation - Summer Outlook 2013

Ainsi qu'en 2012, Wim Michiels, président du WG System Operation, présente le récent rapport d'ENTSO-e « Summer Outlook 2013 ».

Il souligne que, tout comme dans le Winter Outlook, cette analyse ENTSO-e n'est pas une analyse de marché mais un « adequacy assessment ». Le Summer Outlook s'est non seulement penché sur l'« upward adequacy », mais également sur la « downward adequacy ». L'« upward adequacy » examine si la capacité de production disponible est suffisante pour faire face à la charge à la pointe, à la fois dans des conditions normales et dans des « severe conditions ». Les « severe conditions » en été sont définies comme une combinaison de température ambiante élevée (et donc moins d'eau de refroidissement disponible pour la production classique, qui en subit alors les effets négatifs), une faible production éolienne et un degré plus élevé d'indisponibilité des centrales thermiques.

Les résultats de l'« upward adequacy » pour l'Europe sont positifs pour la prochaine période estivale. ENTSO-e ne prévoit aucun problème spécifique, que ce soit en conditions normales ou « severe ». Selon l'analyse spécifique pour Elia, la Belgique ne dépend de l'importation de façon structurelle que pendant une semaine en période estivale (en septembre).

Depuis l'année passée, ENTSO-e analyse également ladite « downward adequacy » : en raison de l'intégration croissante de sources d'énergie renouvelable (essentiellement solaire et éolien) en Europe, combinée à une charge moins élevée durant l'été, il existe en effet un risque de surproduction. Des moyens suffisants doivent alors être disponibles pour compenser ces surplus (par un réglage vers le bas de la production ou par l'exportation). Les résultats de cette analyse « downward adequacy » pour l'Europe indiquent que des problèmes locaux peuvent survenir, mais qu'ils peuvent être compensés grâce aux possibilités d'exportation disponibles. Selon l'analyse spécifique pour Elia, la Belgique dépend de l'exportation de façon structurelle en juillet et en août en cas de forte production solaire et éolienne. La capacité d'exportation disponible aux frontières est toutefois suffisante pour que le risque soit minimalisé.

3. Feedback Task Force Balancing

- a) Feedback des réunions de la TF Balancing d'avril à juin

Emeline Spire, présidente de la TF Balancing, présente un état des lieux des travaux réalisés entre avril et juin 2013 (v. présentation « Feedback from TF Balancing »).

Elia a établi un programme d'amélioration des publications relatives au balancing, sur base des résultats d'une enquête menée en TF Balancing quant aux besoins des acteurs de marché. Le calendrier des évolutions résultantes, priorisées en fonction des résultats de l'enquête, sera annoncé lors de la prochaine TF Balancing mais visera à répondre aux principales demandes d'ici à la fin de l'année 2013.

Concernant le projet Bid Ladder, une enquête relative au design de ces produits est en cours au sein de la TF Balancing. Les résultats seront présentés le 24 juin à la TF Balancing, afin de finaliser au cours de l'été le design du Bid Ladder.

La TF Balancing a aussi discuté de manière approfondie des caractéristiques du nouveau produit R3 Dynamic Profile, qui permet de capturer (entre autres) une partie de la flexibilité disponible dans les réseaux de distribution et dont l'appel d'offre sera bientôt lancé pour 2014. La part de ce produit R3 est de maximum 50 MW au sein des 400 MW de réserves tertiaires en production. Elia rappelle les caractéristiques de ce produit: l'énergie est directement restituée à l'ARP via une non-corrrection de son périmètre, il pourra être offert par de nouveaux acteurs de marché, il implique une nouvelle relation avec les gestionnaires de réseaux de distribution (pré-qualification des ressources situées en distribution et qui participent à ces déplacements de charges/injections). La présidente de la TF Balancing précise que ce produit sera ouvert aux charges situées sur le réseau de transport et aux productions décentralisées, même si son rythme d'activation est conçu pour les charges.

La TF Balancing veut réaliser un retour d'expérience en 2014 sur ce produit, pour éventuellement l'adapter de façon marginale pour 2015 mais surtout évaluer les évolutions nécessaires à long terme de ce type de produit par rapport aux mécanismes du déséquilibre et à la gestion de la flexibilité au niveau de la distribution et des ARPs.

A cet égard, la TF Balancing a discuté des adaptations requises au contrat ARP, car ce dernier doit organiser les effets de ce produit sur le périmètre des ARPs concernés. La TF Balancing a également obtenu un consensus sur une autre évolution du contrat ARP, à savoir la façon de tenir compte dans ce contrat de la possibilité pour un ARP d'aider la zone en se mettant en déséquilibre en temps réel, sur base d'un signal prix, grâce à des moyens réels en flexibilité.

Elia a également réalisé en mai une étude "Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018" visant à évaluer les besoins en services auxiliaires nécessaires pour le maintien de l'équilibre de la zone en 2018. Il y est évalué si les ressources présentes dans le réseau belge, qui peuvent fournir ces réserves, sont capables de répondre aux besoins de volumes nécessaires en 2018 (<http://www.elia.be/fr/grid-data/balancing/~media/files/Elia/Grid-data/Balancing/Reserves-Study-2018.pdf>). Il apparaît que les défis en matière de balancing s'accroissent, avec la pénétration accrue des énergies renouvelables intermittentes et l'arrivée d'interconnexions à courant continu (nouveaux cas de N-1, ramping rate impacté...). Les acteurs de marché devront améliorer leurs prévisions, être plus proactifs sur les marchés et développer la flexibilité de leur portefeuille. Quant à Elia, les besoins en réserves rapides à contracter vont s'accroître.

Les résultats du mécanisme transfrontalier IGCC, de partage de réserves secondaires, ont été présentés: il permet d'éviter l'activation simultanée dans plusieurs hubs de ces réserves. La zone de réglage belge est concernée pour 140 MW. Les tests, débutés en octobre 2012, dureront jusqu'octobre 2013. Ils ont montré une amélioration de l'ACE et une diminution de la fréquence d'activation de la R2 et du besoin d'énergie de balancing. La proposition d'Elia est de poursuivre cette collaboration sur le long terme.

Un représentant de FEBEG demande ce qu'il en est de l'étude Elia-TenneT sur le 'balancing cross-border' et le partage des réserves. Le rapport final de KEMA est bientôt

finalisé. Pour créer de nouvelles synergies au-delà de celles déjà réalisées (I-GCC et partage de R3 pour 300MW), il faudrait harmoniser en profondeur les deux marchés de balancing. Sur base de ces constats, une étude pilote sera lancée au niveau d'Entso-e.

Des représentants d'EFET et de FEBEG discutent des interactions entre l'activation de la réserve R3 Dynamic Profile et des offres libres sur le Bid Ladder. Lorsque le système a trop d'énergie, déplacer de la charge via le R3 DP n'est pas le plus aisé alors que le Bid Ladder offre la possibilité d'offrir de la flexibilité jusqu'à une heure avant l'activation, tant sur la charge que sur la production. Avec l'utilisation du R3 DP, ne risque-t-on pas de réserver pour Elia, en-dehors du Bid Ladder et de Belpex, une ressource qui aurait pu être utilisée par le marché. La présidente de la TF Balancing rappelle que le volume total de R3 réservé reste stable, indépendamment du mix R3 Production – R3 Dynamic Profile. La flexibilité non-réservée, pouvant être utilisée en amont du balancing, n'est donc pas réduite par l'introduction du produit Dynamic Profile.

Le président du Users Group rappelle à cet égard que l'objectif premier est que l'ensemble de la flexibilité dans le système soit offerte la veille et en intraday, plutôt que d'être réservée au temps réel et au marché de balancing. Si les prévisions des ARPs étaient parfaites, il n'y aurait aucun besoin de balancing en temps réel. Quant aux détails des interactions entre Bid Ladder et R3 Dynamic Profile, ils doivent être étudiés par la TF Balancing.

A cet égard, un représentant d'ORES répond à un représentant de FEBEG que la position des GRDs a évolué quant à l'ouverture du produit R3 DP aux productions situées dans les réseaux de distribution. Grâce aux résultats encourageant de certaines études, les GRDS considèrent que les contraintes pourraient être levées, avec certaines réserves, pour permettre la participation d'unités de production aux pools des agrégateurs (ou BSPs). Le projet de contrat GRD-BSP, soumis actuellement à l'approbation des régulateurs concernés, évoque explicitement cette possibilité. Cette position prudente des GRDs s'expliquait par le fait que c'était la première fois qu'ils devaient intervenir dans le cadre d'une qualification de réserves utilisées par le gestionnaire du réseau de transport. L'expérience engrangée par ce processus nouveau et complexe sera certainement utilisée pour d'autres cas de flexibilité, notamment au sein de la plate-forme Atrias. Par exemple, les méthodologies de calcul des réseaux de distribution étaient jusqu'à présent basées sur le foisonnement et le basculement aléatoire des charges, ce qui est très différent dans le cas du R3 DP.

Certains membres du Users' Group relèvent que les discussions en TF Balancing devront se poursuivre sur le design de ce produit, notamment sur l'introduction d'un marché secondaire ou sur un éventuel prix d'activation. A cet égard, la présidente de la TF Balancing rappelle que, si le design du produit est figé pour 2014, ces discussions et tout retour d'expérience seront les bienvenus pour une évolution long terme du produit.

b) Conclusion des contrats pour les services auxiliaires en 2014

La présidente de la TF Balancing dresse l'état des lieux du processus de contractualisation des services auxiliaires pour 2014 (v. présentation « Contracting Ancillary Services 2014 »). A la demande du marché et de FEBEG en particulier, Elia va lancer un sourcing à court terme, avec un horizon mensuel, avec l'objectif d'obtenir en moyenne des offres plus abondantes et des prix meilleurs. Ces enchères mensuelles seront utilisées pour 20 à 30 % des besoins annuels en R1 et R2. La CREG a précisé qu'elle jugerait les prix résultants de ces enchères comme ayant un caractère 'raisonnable' pour le budget de 2014 et évaluerait l'opportunité de reconduire ce mécanisme pour les années suivantes.

Un représentant de FEBELIEC demande si la participation d'unités STEG à ces enchères mensuelles aurait un impact sur le prix. Elia le confirme, en précisant que tout l'enjeu

de ces enchères est de faire participer d'autres types d'unités de production que les STEG, par exemple des unités de cogénération ou les centrales de pompage-turbinage.

Un représentant de FEBEG demande pourquoi ces enchères ne seraient pas prévues chaque semaine. La présidente de la TF Balancing explique que, d'un point de vue opérationnel, organiser des enchères hebdomadaires est nettement plus complexe. Si le processus mensuel est mûr, on peut alors envisager de passer à des enchères à un horizon de temps plus rapproché. FEBEG fait aussi remarquer que les volumes contractés à long terme devraient être connus avant les enchères mensuelles. Elia répond que c'est son objectif.

3. Feedback WG European Market Design

a) Prix négatifs sur Belpex le 16/6/2013

Des prix négatifs jusqu'à -200€/MWh (la moyenne du baseload étant de -40,90€/MWh) ont été observés, pour la première fois, pour la journée du dimanche 16 juin sur les marchés spots de la région CWE, avec en outre, de réactions différentes entre les marchés spots. Ces prix ont été confirmés en ID et en temps réel pour certaines heures. Belpex précise que les bourses ont commencé l'analyse de la situation, mais rien d'anormal n'a été identifié à ce stade. Il s'agit a priori de la résultante d'une demande faible en week-end couplée à une grande production d'unités insensibles au signal prix (must runs, hydro classiques non flexibles & RES). Cette situation est donc susceptible de se reproduire fréquemment.

La procédure prévue en CWE et NWE a été appliquée : réouverture des carnets d'ordre afin de permettre aux ARPs de revoir leurs offres et, par conséquent, d'agir sur les prix. On a constaté que les prix négatifs sur certaines heures ont changé mais dans une faible proportion et que la tendance générale a été confirmée, ce qui prouve que les procédures ont bien fonctionné.

Elia présente les résultats des simulations réalisées en mode flow-based (ainsi qu'en modes 'flow-based intuitif' et 'capacités infinies') avec les carnets d'ordre utilisés en ATC pour cette date, dans le cadre des calculs réalisés pendant la phase 'external parallel run' du projet Flow-Based (v. présentation « Flow-based parallel run results »). Il apparaît que le passage en mode flow-based aurait rapproché la situation de celle obtenue avec des capacités infinies. Le premier creux (du matin) aurait été fortement atténué mais le creux de l'après-midi se serait maintenu. Même en l'absence totale de contraintes sur le réseau et les interconnexions, des prix négatifs seraient apparus sur le marché CWE, quoique dans une proportion bien moindre. Travailler en mode flow-based ou flow-based intuitif n'aurait présenté quasi aucune différence.

Selon le président du Users' Group, ces résultats prouvent qu'il existait assez de capacités d'exportation la veille pour le lendemain et que les signaux de prix donnés par le marché CWE incitent les ARPs à rester le plus possible en équilibre.

A la demande d'un représentant de FEBELIEC, le président du WG System Operation précise que les TSOs réalisent des analyses du risque d'incompressibilité la veille pour le lendemain et listent les mesures de limitation du facteur risque qui devraient être activées le cas échéant ('decremental bids' disponibles, services auxiliaires, réserve interTSO,...). Les modèles probabilistes utilisés par Elia permettent de couvrir la majeure partie des situations tendues découlant de la volatilité de la production.

Dans ce cadre, le président du Users' Group rappelle qu'Elia a réalisé une étude visant à évaluer les besoins en services auxiliaires nécessaires pour le maintien de l'équilibre de la zone en 2018 (v. feedback TF Balancing). Selon le président du Users' Group, la situation du 16 juin démontre l'importance pour les responsables d'équilibre de gérer

au mieux leur périmètre d'équilibre, en utilisant tous les outils mis à leur disposition et en réagissant aux incitants du marché.

Des représentants d'EFET et de FEBELIEC font remarquer qu'il existe peu de liberté économique vu la priorité à l'injection sur le réseau pour la production renouvelable et les contraintes techniques pour les unités de production non flexibles. Le président du Users' Group confirme que le marché de balancing est surtout piloté par les unités au gaz, étant donné le cadre légal à respecter.

b) Feed-back du WG EMD du 31 mai 2013

Martine Verelst, remplaçant la présidente du WG European Market Design absente, rapporte les discussions de la réunion du 31 mai 2013 (v. présentation « Feedback WG European Market Design »). Elle donne l'état d'avancement de trois projets européens suivis par le WG EMD : le projet CWE Flow-Based Market Coupling, le projet NWE Day-Ahead et le projet NWE Intraday.

S'agissant du projet Flow-Based Market Coupling, une consultation publique est en cours concernant les résultats de l'exercice de « l'external parallel run », qui porte à présent sur 19 semaines. Etant donné que le processus est en phase expérimentale et basé sur l'utilisation de macros excel et de prototypes, certains résultats ne peuvent être calculés ni donc publiés.

Les résultats donnés fin mars se confirment, à savoir que le Flow-Based Market Coupling permet d'augmenter le « market welfare » global, par rapport à la méthode actuelle d'allocation des capacités. Les résultats ont été présentés en détail au WG European Market Design: de manière générale, on constate une augmentation significative du 'welfare' journalier, distribué en Belgique vers les consommateurs, plutôt que vers les producteurs. La rente de congestion aux TSOs diminue au bénéfice des consommateurs et producteurs.

Les écarts de prix diminuent entre les pays, et se rapprochent des prix théoriquement obtenus avec des capacités infinies. La convergence des prix est supérieure en FB qu'en mode ATC. Toutefois les petits hubs sont en théorie plus impactés par des situations « non-intuitives », qui impliquent des flux d'énergie d'un hub plus cher vers un hub moins cher pour maximiser le welfare global de la zone CWE. Ainsi qu'expliqué en WG European Market Design, ce résultat découle du fait que les petits hubs ont des PTFD plus élevés et qu'une variation de leur position d'import/export a donc un effet plus marqué sur les "critical branches" (qui sont proches de frontières CWE). Un rapport détaillé sur ces situations « non-intuitives » est publié sur le site de CASC (<http://www.casc.eu/en/Resource-center/CWE-Flow-Based-MC/Documentation>).

Un nouvel indicateur donne la distance qui sépare les modes ATC et FB de la « plaque de cuivre » (capacités infinies). Il apparaît que les modes FB et FBI en auraient été plus proches que le mode ATC actuel. A la question des représentants de FEBELIEC et d'EFET sur le coût d'un tel réseau « plaque de cuivre », le président du Users' Group fait remarquer qu'un marché intégré ne signifie pas nécessairement des prix identiques partout et que la réalisation d'un tel réseau est freinée par les contraintes urbanistiques et environnementales. FEBELIEC constate que, si l'ensemble des congestions étaient traitées en réorientant les flux par redispatching transfrontalier, le prix de la commodité serait le même partout, sans même disposer d'un tel réseau. Le président du Users' Group répond que les coûts de ce redispatching seraient en tout cas à charge des utilisateurs de réseau et conclut qu'une bonne partie du chemin menant au réseau « plaque de cuivre » a donc été réalisée par les TSOs.

S'agissant du projet NWE Day-ahead, le lancement du couplage des marchés dans la région NWE est maintenu pour novembre 2013. La phase de tests a démarré en mai et comprend plusieurs étapes. Les volets contractuels et réglementaires devraient être finalisés durant cet été. Une consultation de marché en mars a porté sur les processus

de fallback et les attentes des acteurs de marché en la matière ; les résultats de cette consultation se trouvent sur le site web de CASC. Suite à cette consultation, à la demande des acteurs de marchés, les TSOs de la région CWE ainsi que 50Hertz ont revu le délai final de 15h30 pour soumettre les nominations chez les TSOs en cas de fallback (par exemple le case du « Full Decoupling + 2nd auction »). Le délai reste à 15h30 pour les nominations transfrontalières mais il est reporté au moins jusque 15h45 pour les nominations de productions.

Quant au projet NWE Intraday, ainsi que rapporté en WG European Market Design, les bourses ont des difficultés à trouver un accord sur la plateforme informatique à retenir entre les deux finalistes de l'appel d'offres. Vu ce blocage, l'opinion d'ACER a été sollicitée et sera rendue publique prochainement (v. « *Note about the Agency's informal opinion on the selection of the IT system to implement the pilot project for intra-day market coupling* »). APX/Belpex s'engage à suivre cette opinion, moyennant un 'cost recovery agreement' et des bonnes principes de gouvernance.

Elle donne enfin un résumé de l'état des lieux des projets de Network Code Forward Capacity Allocation et des Harmonised Auctions Rules, détaillés en WG European Market Design.

4. Feedback WG Belgian Grid

a) Feed-back du WG du 28 mai 2013

Frank Wellens, président du WG Belgian Grid, présente les résultats de la réunion du 28 mai 2013 (v. présentation « Feedback WG Belgian Grid »), où a été présentée le projet de nouvelle annexe 11 au contrat de raccordement, l'état d'avancement des grands projets d'investissements, ainsi que le trajet potentiel d'analyse du règlement technique fédéral. S'agissant des modifications dans le contrat d'accès, Elia précise que les propositions de modification des articles 1 et 16 du contrat ont été communiquées en mars aux 4 régulateurs. Le contrat modifié a été approuvé par les régulateurs en mai. Toutefois la problématique globale n'est pas encore clôturée. Des informations complémentaires sur les aspects techniques et opérationnels seront données dans une prochaine réunion du WG Belgian Grid.

Un représentant de FEBEG demande plus de précisions sur les impacts des grands projets d'investissements sur les capacités transfrontalières, notamment en termes de disponibilité et de prix. Ceci sera discuté lors du prochain WG Belgian Grid.

b) Proposition de processus de travail pour la mise à jour du règlement technique

S'agissant du processus de travail relatif à la révision globale du règlement technique, FEBEG demande si la proposition d'Elia n'est pas prématurée, étant donné que les premiers codes européens ne sont actuellement qu'en stade de 'pré-comitology'. En outre, il n'est pas toujours pertinent de fixer des règles au niveau belge, dès lors que les impacts des producteurs se situent au niveau de toute l'Europe ou, au minimum, d'une région type NWE. Le président du WG Belgian Grid rappelle que les exigences relatives aux plages doivent être fixées au niveau national.

Il faut aussi démarrer par un planning de travail, afin de préparer la transposition, notamment au niveau des concepts. Deux approches sont possibles, à savoir réaliser une réflexion au niveau de chaque WG, avec le risque de surcharge de travail de chacun des WG, ou, ainsi que proposé par le WG Belgian Grid, créer un groupe de travail ad-hoc qui fixerait le planning et les thèmes de discussion. Elia propose de veiller à la gestion opérationnelle de ce WG et d'animer les discussions, avec ses experts le cas échéant. Des outils informatiques facilitant le partage de documents et

les discussions seront également mis à disposition des participants, accompagnés si nécessaire d'une formation pratique à leur emploi.

Le représentant de SYNERGRID rappelle que le Users' Group n'a pas vocation à suivre les règlements techniques régionaux applicables à la distribution. Un groupe de travail au sein de SYNERGRID a démarré cette réflexion. Le président du WG BG confirme cette approche mais fait remarquer que certains aspects de ces règlements impactent d'autres acteurs de marché que les gestionnaires de réseaux et qu'il est important de veiller à la cohérence entre les règlements et les approches retenues.

Un représentant de FEBEG demande comment Elia perçoit les résultats et le rythme du groupe de travail. Les documents seront-ils diffusés vers le Ministre au fur et à mesure de l'avancement des travaux ? Le processus risque de prendre des années et rester cohérent dans le temps est fondamental. Les membres du Users' Group manifestent une certaine préférence pour travailler en phase, en fournissant des recommandations au fur et à mesure vers les autorités.

Le président du Users' Group clôture la discussion relative à la révision du règlement technique en précisant que le 'level playing field' avec les autres pays lors de la transposition des codes européens est un élément important et qu'il faudra suivre une approche par étapes.

Le président du Users' Group demande qu'un planning de travail et un processus détaillé soit établi pour la prochaine réunion du Users' Group en septembre. On peut également impliquer les cabinets ministériels concernés, au sein de ce WG ad-hoc.

c) Compensation en nature des pertes 2014

Elia expose le contexte de la décision d'adapter à la hausse certains des coefficients de compensation en nature des pertes imposés aux ARP en 2014 (v. présentation « Compensation en nature des pertes 2014 »). Cette décision découle des mesures journalières des pertes survenues sur le réseau Elia, qui évaluent le périmètre net des prélèvements des ARPs. En fin d'année, on arrive à un surplus ou un déficit par rapport aux prévisions. L'objectif est d'arriver à l'équilibre fin 2014, grâce aux futurs coefficients qui devraient compenser le déficit net de la compensation en nature observé pour 2012.

Ce déficit s'explique par l'attitude volontariste d'Elia qui a baissé ces coefficients pour 2012 et 2013, de façon malheureusement exagérée vu les circonstances survenues en 2012 sur le réseau. Le niveau d'importation d'énergie a en effet fortement augmenté, ce qui entraîne des pertes accrues par rapport aux prévisions.

En réponse à une remarque de FEBELIEC, Elia précise que tous ces chiffres sont examinés de près par la CREG. Par contre, le mécanisme de compensation interTSO mis en place pour couvrir les coûts générés par les flux de transit dans les réseaux n'inclue pas les pertes qui découlent des importations internationales.

Un représentant de FEBEG insiste sur le fait que, pour l'ARP, la compensation en nature des pertes n'est pas un mécanisme optimal, contrairement à l'achat de ces volumes d'énergie par Elia, comme elle le fait pour les pertes dans les réseaux régionaux. Un représentant de FEBELIEC rappelle que changer ce régime aurait des conséquences notables sur les tarifs car cela représente environ 15M€ par an. Le président du Users' Group répond qu'il s'agit d'une décision politique mais que le Users' Group est libre de prendre position sur le sujet. ORES suggère qu'Elia et les GRDs s'inspirent de leurs pratiques mutuelles, tandis qu'un représentant de FEBEG rappelle que les règles européennes sont susceptibles d'avoir également un impact sur le processus de compensation en nature des pertes du réseau.

5. Divers

a) Etat des lieux en matière tarifaire

Le président du Users' Group présente au Users' Group les résultats d'un récent benchmark d'Entso-e sur l'ampleur des tarifs de transport. Il y apparaît que les tarifs d'Elia restent situés dans la moyenne européenne, ce qui permet de relativiser le coût de ces tarifs pour les grands industriels. Un représentant de FEBELIEC observe que la remontée des tarifs entre 2008 et 2011 est telle qu'ils sont devenus les plus élevés de la zone CWE. Il ajoute que les prix négatifs ne sont pas vraiment appréciés des industriels car ils freinent les investissements de nouvelles unités de production et entraîne une forte volatilité des prix.

Le représentant de FEBELIEC précise que sa fédération a des soucis par rapport aux principes sous-jacents aux tarifs, par exemple il ne trouve pas qu'ils reflètent suffisamment les coûts qui devraient être couverts par les tarifs. FEBELIEC regrette qu'il n'y ait pas eu un débat sur les principes tarifaires avec l'ensemble des acteurs du marché, alors qu'une telle consultation préalable à la construction des tarifs est demandée depuis des années, notamment en Users' Group. Un représentant de FEBEG relève lui aussi qu'une consultation proactive et transparente en matière tarifaire serait très importante, en permettant de discuter des drivers de coûts avec chacun.

Le président du Users' Group rappelle que, si Elia ne consulte pas formellement les acteurs de marché en matière tarifaire, elle les informe quand cela est possible. Elia est à l'écoute des différents acteurs du marché et connaît leurs positions ; Elia en tient compte dans la mesure du possible, pour construire des tarifs équilibrés. Il précise que, même si une telle consultation du marché survenait, elle devrait être faite en collaboration avec le comité de direction de la CREG, et ne pourrait être confondue avec un consensus sur les tarifs.

b) Plan Wathelet – Réserve de demande stratégique

Le président du Users' Group informe le Users' Group qu'Elia a entamé avec FEBELIEC, dans le cadre de la mise en œuvre du Plan Wathelet, un projet d'inventaire du potentiel de charges délestables auprès des utilisateurs de réseau Elia. En parallèle, il s'agira d'établir un business model permettant de déterminer les produits qui peuvent être développés pour exploiter ces ressources, sans préjudicier les produits existants. Ce trajet est indépendant de la TF Balancing, puisqu'il ne s'adresse pas à l'horizon du temps réel. Une information détaillée à ce sujet sera donnée au prochain Users' Group de septembre.

Un représentant de FEBEG interroge sur la pertinence de l'interlocuteur privilégié, à savoir les clients industriels, à travers leur fédération FEBELIEC. Or, ces développements ont des impacts évidents sur les ARPs. Un représentant de FEBELIEC précise que le contexte démontre l'intérêt de l'exercice, dès lors que gérer des pics de consommation est plus aisé et moins coûteux en maîtrisant la charge, plutôt qu'à travers le parc de production. Selon le président du Users' Group, il faut également replacer cette initiative dans le contexte de la visite du CEO d'Elia au kern et aux doutes qui s'élèvent sur la pertinence d'un appel d'offres pour de nouvelles unités de production. En effet, actuellement de nombreuses centrales ferment ou sont à l'arrêt et cette tendance ne va pas s'inverser avec la prochaine augmentation des capacités d'interconnexion.

c) Modifications au contrat ARP - processus de consultation

Elia informe le Users' Group qu'une consultation formelle relative à des propositions de changements du contrat d'accès et du contrat ARP sera bientôt lancée auprès des membres du Users' Group, dès qu'Elia aura reçu l'aval informel de la CREG pour démarrer cette consultation. Ces changements sont requis par les tarifs adaptés et par les développements en matière de balancing. Ces dernières propositions ont d'ailleurs été longuement discutées en TF Balancing.

Une réunion d'information sera fixée durant le processus de consultation et devrait avoir lieu en pratique avant le 20 juillet. Les propositions de changements du contrat d'accès et du contrat ARP seront publiées sur le site web d'Elia et les réactions pourront être communiquées à Elia jusque fin août. Les acteurs de marché seront bien entendu informés à l'avance de ce processus.

* * *

Date de la prochaine réunion

Elia, Boulevard de l'Empereur 20, local 0.01-0.02
26/09/2013, à 14h00