

Procès-verbal Workshop Users' Group du 02/07/2015

Programme

Part I	
Introduction	Frank Vandenberghe
Approbation du procès-verbal de la réunion du UG Plénier du 19 mars 2015 et du WG Belgian Grid du 2 février 2015	Isabelle Gerkens
Evaluation sécurité d'approvisionnement Hiver 2015-2016 - Volumes réserve stratégique	Frank Vandenberghe
Pénurie/Plan de délestage – Modifications de la réglementation	Tomas Gunst
Transposition des Network Codes – Etat des lieux – Processus de travail	David Zenner Patrik Buijs
Lancement du 'Flow Based Market Coupling' – Premiers résultats	Belpex (Yves Langer)

Coffee break

Part II	
Tarifs 2016-2019 – Etat des lieux et feedback consultation	David Zenner Bruno De Wachter

Lunch

Modifications des contrats ARP et accès – Consultations	Isabelle Gerkens
---	------------------

Part III	
Capacity Remuneration Mechanism – Contribution Elia à la consultation de la CREG	David Zenner Bruno De Wachter
Proposition de révision de la liste des membres du UG – Dissolution du GABE	Frank Vandenberghe
Compensation en nature pour les pertes – Pourcentages 2016	Isabelle Gerkens

Clôture du Workshop Users' Group

Présents:

- C. Adams (SFP Energie)
- E. Antoons (BOP)
- J.-P. Bécret (invité, ex-GABE)
- P. Claes (FEBELIEC)
- D. Curvers (Cogen Vlaanderen)
- N. De Coster (ORES)
- B. De Wispelaere (FEBEG)
- A. Detollenaere (ODE-VWEA)
- F. Gerard (EDORA)
- A. Gillieaux (EFET)
- B. Gouverneur (Synergrid)
- J. Hensmans (FOD Energie)
- Y. Langer (Belpex)
- G. Meynkens (FEBELIEC)
- J. Mortier (FEBEG)
- P. Shell (BDRA)
- L. Vande Velde (BOP)

M. Van Bossuyt (FEBELIEC)
F. Van Gijzeghem (ODE)
P. Verlinden (FEBEG)
C. Wéra (INFRABEL)
H. Wyverkens (FEBEG)

F. Vandenberghe (Président), I. Gerkens, E. Spire, D. Zenner (Elia)
P. Buijs, B. De Wachter, T. Gunst, C-S. Thüngen (partiellement, Elia)

Excusés: W. Aertsens (INFRABEL)
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)
N. Laumont (EDORA)
M. Malbrancke (InterRegies)
J. Matthys-Donnadieu (Belpex)
H. Robaye (EFET)
B. Van der Spiegel (INFRABEL)

PROCÈS-VERBAL

Frank Vandenberghe souhaite la bienvenue à tous les membres du Users' Group à ce workshop spécial, qui portera sur plusieurs sujets d'actualité.

1. Approbation des procès-verbaux de la réunion du UG Plénière du 19 mars 2015 et du WG Belgian Grid du 2 février 2015

Les procès-verbaux sont approuvés en tenant compte des remarques émises par courrier par GABE et InterRegies.

2. Evaluation sécurité d'approvisionnement - Volumes réserve stratégique - Hiver 2015-2016

Le Président du Users' Group présente la situation du réseau électrique et l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2015-2016, en particulier l'estimation des volumes pour la réserve stratégique (voir présentation « Situation du réseau électrique Hiver 2015-2016 » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/FJFKIKONGJ.pdf).

Il rappelle qu'Elia avait présenté début 2015 un volume de 3500 MW calculé dans le contexte de fin 2014. Il s'est avéré que la situation a évolué positivement depuis lors et que ce volume élevé de réserve stratégique peut être réduit, grâce au retour au marché de certaines unités de production pour le prochain hiver (-800 MW) et à la prise en compte de l'actualisation des pointes de consommation observées en 2014-15 ainsi que d'une estimation du résultat des mesures de flexibilité de la charge (-600MW). Il reste donc à compléter la réserve stratégique pour 1350 MW, par rapport aux offres de réserves stratégiques de 805 MW. Rajoutons à ceci un éventuel retour de Doel1 et la totalité des réserves stratégique pourra être comblée.

Par ailleurs, le Président du Users' Group souligne que la capacité d'importation à la frontière NL-BE a été augmentée suite à la mise en place de plusieurs mesures avec TenneT (dont un 4^{ème} PST installé) et pourra être garantie à hauteur de 3400 MW plutôt que les 2750 MW évalués fin 2014. Il faut noter que la plupart du temps la quantité de capacité d'importation aux frontières sera bien supérieure en temps réel mais que, durant quelques heures critiques, le solde d'importation net pour la Belgique pourrait être réduit à 2700 MW dans des circonstances exceptionnelles d'une vague de froid.

La mise en série de deux PST dans le poste de Zandvliet à partir de l'hiver 2015-2016 permettra de mieux contrôler les flux venant du nord.

A la question d'un représentant de FEBEG d'où vient l'estimation de 600 MW de flexibilité de la charge, Elia précise que cette hypothèse se base sur les mesures de l'hiver dernier et sur des simulations. A cet égard, Elia a lancé une consultation sur l'ampleur de la flexibilité de la demande pour disposer de données plus précises. Le représentant du SPF Energie confirme que l'administration est parvenue aux mêmes valeurs.

Le représentant de FEBELIEC demande quelles sont exactement les valeurs de capacité d'importation aux frontières qui sont garanties par Elia. Le Président du Users' Group rappelle que ce débat a récemment eu lieu au Parlement fédéral et que le mécanisme de la réserve stratégique est une forme de mécanisme de rémunération de capacité, qui permet de soutenir le marché. Il faut également que les valeurs de capacité d'importations garanties tiennent compte de la règle du N-1, afin de ne pas mettre en danger l'ensemble du système européen. Il souligne que les projets Nemo et Alegro pourront augmenter les capacités d'importation aux frontières (+2000 MW), si les marchés suivent, et que le passage en flow-based permet d'offrir des capacités d'importation jusqu'à 4000 MW.

Le président du Users' Group répond également au représentant de FEBELIEC que le développement des infrastructures est une solution « no regret » dont le coût social est faible par rapport à celui de maintenir en service des moyens de production qui seraient éventuellement « out of the money » dans le marché CWE transfrontalier.

Un représentant de FEBEG relève qu'il faut distinguer entre marché et importation d'une part et adequacy d'autre part. Le 'social welfare' a pu augmenter grâce aux importations, ce qui a diminué les heures de rentabilité des centrales belges et que leur coût marginal dépasse les prix forward. Le représentant de FEBELIEC relève pourtant que dans le même temps, le prix de l'énergie a augmenté. Ce représentant de FEBEG explique que la rentabilité d'un investissement ou d'une centrale est calculé par rapport au marché forward, alors que les achats sur ce marché ne tiennent pas compte des situations extrêmes et de la pénurie: les fournisseurs ne connaissent en effet ni le détail de leur portefeuille, ni les capacités réelles d'importations à un tel horizon de temps.

En conclusion, le Président du Users' Group souligne que, bien que le risque de pénurie ne peut être exclu à 100%, la situation s'est nettement améliorée par rapport à fin 2014.

3. Pénurie/Plan de délestage – Modifications de la réglementation

Elia présente les modifications présentées par l'administration (SPF économie DG énergie) à la Ministre à la réglementation dans le cadre de la pénurie et du plan de délestage (voir présentation « Schaarste en afschakelplan – Aanpassing van het wetgevend kader » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/L83KIFLSS3.pdf). Le détail des modifications est confidentiel et sera communiqué en temps utile par la Ministre, mais Elia souhaite que le Users' Group soit informé de l'existence de ces travaux en toute transparence.

Elia précise que le contexte actuel génère un besoin de changements, notamment la clarification de la notion de prélèvement prioritaire. Les modifications actuellement prévues au Règlement Technique Fédéral et à l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 ont une ampleur strictement limitée à la thématique pénurie – plan de délestage – code de sauvegarde.

Un représentant de FEBEG regrette que les acteurs de marché ne soient pas partie à cette discussion, alors que ce point est essentiel pour évaluer les positions d'équilibre sur le marché qui doivent être prises par les ARPs.

Elia précise que les travaux sont supervisés par le Groupe de Travail 'Plan de délestage', présidé par la directrice du SPF Energie. Le Président du WG Belgian Grid souligne que le déséquilibre du périmètre des ARPs en cas de pénurie sera limité, au moins pour partie, lors d'un délestage. Les gestionnaires de réseau de distribution seront plus concernés car le délestage effectif est réalisé poste par poste. Le représentant de FEBEG précise que les acteurs du marché ont besoin de savoir ce qui sera concerné ou non par le plan de délestage, afin d'analyser au mieux la situation et les risques liés au déséquilibre.

Le représentant de FEBELIEC tient à préciser que sa fédération, qui comporte un grand nombre d'entreprises SEVESO, se sent très concerné par cette initiative ministérielle. C'est une occasion manquée pour la fédération de donner des idées et des remarques aux autorités. Sur ce point, le représentant du SPF Energie relève que les entreprises SEVESO sont représentées au sein de la cellule de crise nationale et que cet aspect des choses est pris en compte. Les cellules de crise ont fait des analyses d'impact de la situation pour ce type d'entreprises, ce qui leur a permis d'en tenir compte.

Le représentant de FEBEG saisit alors l'occasion pour rappeler l'impact des coupures de gaz engendrées par les délestages électriques, alors que ce point n'est pas actuellement explicitement repris dans le plan de délestage et qu'il est important pour la sécurité des entreprises SEVESO et du réseau gaz. Il faudra que les personnes au sein des cellules de crise en tiennent compte. Selon le Président du Users' Group, ce point devrait être pris en compte dans les analyses d'impact. Elle pourrait d'ailleurs aussi tenir compte du statut ICH des grands industriels, qui aident le réseau électrique à ce moment.

Sur ce point précis, le Users' Group souligne que, en ce qui concerne la SDR, un grand potentiel semble se dessiner. La gestion de la demande semble promise à un bel avenir, au-delà des besoins de la réserve stratégique, si elle arrive à être captée adéquatement. Ceci permettrait de renforcer l'équilibre du marché et du réseau et de diminuer les risques de délestage.

4. Transposition des Network Codes – Etat des lieux – Processus de travail

Elia présente l'état des lieux des discussions sur la transposition des codes de réseau européens en Users' Group et propose d'organiser les discussions futures dans un Experts Group ad-hoc, vu le nombre de sujets complexes et leurs interactions (voir présentation « Transposition EU network codes: status & approach » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/PLHP5DDTQ2.pdf). Elia propose une liste de sujets qui lui semblent prioritaires à traiter et un projet d'agenda pour les prochains mois. Les débats commenceront d'ici quelques semaines sur des thématiques concrètes, pour dégager des consensus sur le contenu technique, avant de commencer dans une deuxième phase à voir comment transposer en pratique ces consensus et idées dans la réglementation et les contrats.

Le représentant de FEBELIEC demande comment les autorités (administrations et régulateurs, au niveau fédéral et régional) seront impliqués dans le processus global, éventuellement même au niveau du Users' Group. Un représentant de FEBEG souligne que sa fédération a les mêmes préoccupations pour disposer d'un processus efficace et tenant compte des points de vue de chacun.

Le Président du WG Belgian Grid confirme que cet aspect de l'exercice de transposition est fondamental et que des contacts avec l'administration fédérale a permis de clarifier

la façon de gérer ce processus complexe. Le représentant du SPF Energie relève que les codes de réseau évoluent rapidement au niveau européen et que les premiers seront adoptés et publiés prochainement. Le suivi européen de ces codes se fait en étroite collaboration entre l'administration fédérale et la CREG.

Selon le Président du WG Belgian Grid, le règlement technique pourrait être modifié dès qu'on disposera d'un ensemble cohérent de propositions de modifications. Un rapport détaillé des discussions en Experts Group et en Users' Group, reprendra tous les points de vue et accompagnera les propositions de modifications transmises par Elia à l'administration fédérale et à la CREG. Ce sera à l'administration fédérale de trancher et de soumettre les propositions de modifications du règlement technique à l'approbation du ministre. On pourra aussi en profiter pour proposer des sujets de modifications purement belges et qui ne découlent pas des codes de réseau. Si des changements doivent intervenir dans les règlements techniques régionaux, le représentant du SPF Energie souligne que le comité CONCERE pourrait avoir un rôle à jouer pour disposer d'un maximum de cohérence et d'harmonisation entre les textes transposés.

Un représentant de FEBEG se pose des questions sur le modèle de gouvernance de l'Experts Group, notamment à propos du secrétariat et de la présidence des travaux qui seraient pris en charge par Elia. Or, elle est directement concernée par le processus de transposition. Le représentant du SPF Energie reconnaît que la question est pertinente mais que ni l'administration fédérale, ni CONCERE ne peuvent prendre en charge ces activités et piloter les discussions au sein du secteur, alors que le Users' Group semble la plateforme appropriée pour ces travaux. On pourrait aussi réfléchir à la place représentation des régulateurs dans cet Experts Group. Le représentant du SPF Energie rappelle qu'à la fin du processus, Elia fera des propositions et que tous les sujets de divergence apparus en Users' Group seront communiqués au SPF Energie pour qu'il dispose d'une vue complète des positions de chacun sur les sujets étudiés.

Le Président du Users' Group souhaite par ailleurs informer les membres du Users' Group qu'un consensus a été trouvé concernant le code de réseau « Forward Capacity Allocations »: toutes les frontières belges seront opérées avec des options FTR (ou 'financial transmission rights') à partir de 2016. A cet égard, le représentant de FEBELIEC demande si cela influencera le volume des capacités allouées. Le représentant de BELPEX relève que, si le mode de calcul des capacités reste le même, cela améliore la convergence de la liquidité du marché.

5. Lancement du 'Flow Based Market Coupling' – Premiers résultats

Le représentant de BELPEX présente les premiers résultats du couplage de marché en flow-based (voir présentation « First CWE Flow Based market coupling results » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/EXE72SRMFW.pdf). Les résultats sont en ligne avec les estimations réalisées en 'parallel run', même si les situations ne sont pas rigoureusement les mêmes. On note une convergence des prix grâce à un usage accru des réseaux et l'optimisation des positions de marché en import et export. Le défi fondamental reste l'amélioration de la convergence totale des prix car la convergence partielle diminue dès l'apparition d'une congestion.

Le représentant de BELPEX annonce les prochaines étapes du développement du couplage de marché en flow-based, à savoir l'intégration progressive du hub autrichien, l'amélioration continue du processus de calcul des paramètres flow-based (meilleure coordination entre GRTs et prise en considération plus explicite de certaines parades réseaux) et une meilleure coordination de la capacité disponible en intraday sur les frontières CWE. A long terme, les calculs de la capacité disponible en intraday et les allocations se feront en flow-based, alors qu'actuellement ce calcul est réalisé en ATC. Le représentant de FEBELIEC demande de clarifier cette approche puisque le mode ATC

n'existe plus. Le représentant de BELPEX lui précise que les valeurs en ATC actuellement disponibles en intraday sont déduites des capacités résiduelles résultant de l'allocation flow-based, ces valeurs pouvant éventuellement être adaptées par les GRTs (de façon bilatérale entre les GRTs concernés dans un premier temps, ce processus devrait être coordonné entre tous les GRTs CWE d'ici le mois de Novembre 2015).

Le représentant de BELPEX précise également qu'en cas de pénurie, la satisfaction des ordres de demande à tout prix est priorisée dans l'algorithme de couplage afin d'éviter autant que possible les phénomènes de 'curtailment', et que en cas de pénuries simultanées dans plusieurs marchés, l'allocation est telle que les demandes à tout prix des différents marchés sont satisfaites au prorata (moyennant la disponibilité des capacités transfrontalières).

A la question d'un représentant de FEBEG, le représentant de BELPEX explique que lorsque les prix atteignent 3000€/MWh, toutes les demandes à tout prix ne sont pas nécessairement satisfaites. C'est pourquoi BELPEX opère dans ce cas un second marché (le segment réserve stratégique – mis en place en coordination avec Elia) pour allouer le volume de réserve stratégique disponible aux demandes non satisfaites dans le cadre du couplage de marché. Il est aussi rappelé que le segment réserve stratégique est activé après le processus couplage, et que ainsi les réserves stratégiques ne servent le cas échéant qu'à résoudre le phénomène de délestage subsistant en Belgique.

Monsieur Bécret, ancien représentant du GABE, demande quel est le suivi de la réalité des injections par rapport aux GSK. Le représentant de BELPEX confirme l'existence d'un tel processus de calcul de la capacité sur chaque ligne à haute tension, avec une marge de sécurité. On tient compte des congestions physiques et pas des congestions commerciales. Monsieur Bécret relève que les congestions hors marché de blocs d'énergie ne sont malheureusement pas prises en compte actuellement. Le Président du Users' Group confirme que la problématique est pertinente et qu'elle a été identifiée dès le début des travaux du flow-based ; le WG EDM assurera le suivi de cette question et des FRM (Flow Reliability Margins – les marges de sécurité prises dans les calculs). Un représentant de FEBEG souligne que le modèle devrait être plus transparent pour les acteurs de marché, notamment en ce qui concerne les allocations de capacité pour le long terme, et que des parades devraient être trouvées.

Le représentant de FEBELIEC précise que l'évolution est très positive mais que la proportion sans convergence (60% du temps) est trop élevée. En outre, il faudrait plus de volume en intraday. Enfin, il existe un besoin de transparence très important dans le marché et chez les consommateurs par rapport à ce processus très complexe et en constante évolution.

Elia présente enfin l'ampleur de l'impact du passage en flow-based sur les données publiées sur le site web d'Elia, avec la disparition de plusieurs données et l'introduction de nouveaux concepts (voir présentation <http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Flow-based-Elia-publications.pdf>). Elia va revoir les 'fiches produits' et adapter les pages web sur cette matière au courant de l'été, en réalisant des liens directs vers les entités à la source de ces données (par exemple CASC, JAO, EMFIP...) et en évitant les doublons.

6. Tarifs 2016-2019 – Etat des lieux et feedback consultation

Elia présente les résultats de la consultation sur les éléments déterminants des évolutions envisagées pour la période tarifaire 2016-2019, pour laquelle Elia remercie les membres du Users' Group pour leur participation active, et la façon dont Elia en a tenu compte dans le dossier tarifaire envoyé officiellement à la CREG le 30 juin (voir

présentation « Consultation Tarif Proposal 2016-2019 - Results » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/GTGVF9ME22.pdf). Elia propose de prévoir un mécanisme corrigeant les 10 plus hautes pointes au cours du mois, applicable aux tarifs pour les pointes annuelle et mensuelle et les dépassements de la puissance mise à disposition. Elia propose aussi de revoir la période pour la pointe annuelle et suggère de nouvelles modalités pour la diminution de la puissance mise à disposition. Elia a aussi adapté sa proposition relative au système de pénalité en cas de dépassement de la puissance mise à disposition. Elia a également clarifié sa proposition concernant le tarif du réactif.

Un représentant de FEBEG demande pourquoi le scope géographique du benchmark relatif aux tarifs d'injection n'a pas évolué. Selon Elia, il existe plusieurs scénarios et critères pour exécuter un benchmark. Elia a aussi tenu compte dans son analyse avec des scopes géographiques autres que les pays NWE. Selon un représentant de FEBEG, ce benchmark n'a pas pris en compte le coût des capacités d'import aux frontières qui induisent des coûts de dispatching et de réservation ; ces coûts ont un impact sur le 'merit order' des coûts d'injection au sein de la zone CWE et auraient dû être pris en compte. Le Président du Users' Group souligne que la cour d'appel a pris deux décisions très claires sur ce point précis, qui sont suivies par Elia.

Elia précise à Monsieur Bécrot que la règle de correction en cas d'activation à la demande d'Elia, qui s'appliquerait pour la pointe annuelle, devrait s'appliquer également pour la mesure du réactif.

Un représentant de FEBEG fait remarquer que le planning du dossier tarifaire prévoit une publication des tarifs fin décembre et demande quelles mesures de publicité Elia a-t-elle prévue ? Elia rappelle que rien ne peut être communiqué avant approbation formelle de la CREG et que c'est au régulateur de prendre des mesures de publicité ou d'accompagnement de sa décision. Faire démarrer les nouveaux tarifs en février 2016 n'est pas non plus une solution réaliste car il y aurait des problèmes de correction ex-post à cause de la modification dans la structure tarifaire. La nouvelle structure est déterminée par la méthodologie tarifaire qui entre en vigueur au 1^{er} janvier 2016.

Le représentant de FEBELIEC voudrait pouvoir disposer au plus vite d'une fourchette, même brute et à titre purement indicatif, de l'ampleur des tarifs pour la prochaine période tarifaire, afin que les clients puissent établir leurs budgets. Il rappelle que ce problème existe depuis le début de la fixation des tarifs et qu'il faudrait changer la loi ou la procédure d'approbation des tarifs sur ce point, pour que la décision d'approbation des tarifs survienne au plus tard mi-novembre. Le représentant de FEBEG suggère que la procédure d'approbation se fasse en deux temps, en fixant en premier lieu la structure tarifaire et ensuite les montants. Elia souligne que c'est précisément ainsi que fonctionne la méthodologie tarifaire qui fixe la structure et les termes tarifaires.

Le représentant de FEBELIEC suggère que le Users' Group envoie une lettre officielle à la CREG sur ce point, afin qu'elle confirme la structure tarifaire en application à partir de début 2016. Pour le représentant de FEBEG, modifier une structure tarifaire est bien plus lourd que changer les chiffres eux-mêmes. Les départements techniques des fournisseurs pourraient anticiper les nouveaux tarifs dès que la structure tarifaire est fixée.

Le Président du Users' Group comprend ce souci et relève que l'objectif est de disposer d'une vue sur la structure tarifaire le 8 octobre, dès lors que la CREG devrait prendre pour cette date une décision sur le dossier tarifaire. En cas de refus, cette décision porterait sur les chiffres des tarifs et non pas sur la structure tarifaire qui est fixée dans la méthodologie tarifaire. Il rappelle que la structure est connue depuis avril 2015 puisque Elia a communiqué la matrice des tarifs au moment de la consultation sur les

évolutions des éléments tarifaires. Il propose de rapporter ces préoccupations des acteurs de marché à la CREG et de refaire le point en Users' Group en septembre prochain. A cet égard, les représentants de FEBEG et de FEBELIEC souhaiteraient qu'une action officielle aussi rapide que possible soit entreprise envers la CREG, avec le support du Users' Group.

Ensuite, Monsieur Bécrot rappelle que le système de prise en charge des pertes par les ARPs chargés du suivi du prélèvement crée une discrimination en cas des productions locales, puisque les pertes ne sont pas nettes dès que deux ARPs différents sont actifs pour ce client. Si on garde le coefficient de perte en nature, il faudrait se baser sur l'énergie nette prélevée pour le site dans son ensemble.

Par ailleurs, les unités de cogénération bénéficient jusqu'à présent d'un tarif réduit pour puissance souscrite de secours, utilisé lors des entretiens et basé sur le principe que le déclenchement d'une unité a le plein impact sur le réseau local mais un impact léger sur le réseau plus lointain. Monsieur Bécrot rappelle la proposition du GABE de ne pas reprendre les pics de puissance dans la pointe annuelle, pour un certain nombre d'heures, pour ne pas pénaliser une gestion optimale de maintenance pour ces unités. Elia souligne que cette préoccupation devrait être rencontrée avec le mécanisme corrigeant les 10 plus hautes pointes au cours du mois, applicable aux tarifs pour pointes annuelle et mensuelle et les dépassements de la puissance mise à disposition.

Il relève un dernier problème: le consommateur industriel qui fournit un service auxiliaire ou de la SDR, baisse la production de son usine durant cette activation mais doit la rattraper ultérieurement, impliquant une surconsommation d'électricité durant ces autres heures qui augmentera ses pointes annuelles et mensuelles de consommation, donc ses coûts de transport. Une offre pour quelques mois sera pénalisée par l'intégration du surcoût de transport durant un an.

Elia rappelle qu'il s'agit d'un choix industriel et que chaque offre doit refléter le coût de revient pour le fournisseur de l'offre. Le président du WG Belgian Grid ajoute qu'Elia a proposé dans son dossier tarifaire une règle de correction en cas d'activation à la demande d'Elia, pour exonérer les pointes annuelles et mensuelles qui en découleraient éventuellement lors de cette activation.

Le représentant de FEBELIEC relève que l'aspect de la gestion de la demande n'est pas vraiment pris en compte dans les 30% de la période de pointe annuelle. La période a été améliorée suite à la consultation mais ce n'est pas encore suffisant. Le représentant de FEBELIEC conclut qu'il est satisfait des évolutions de la proposition tarifaire d'Elia sur certains points, qui a pris en compte les résultats de la consultation publique. A cet égard, il regrette que les destinataires de la consultation soient les « entreprises d'électricité » dont les consommateurs ne font pas parties. Le Président du Users' Group confirme sur ce point qu'Elia a privilégié une vision large de cette notion pour tenir compte de tous les acteurs du marché de l'électricité.

7. Modifications des contrats ARP et accès – Consultations

Elia présente l'état des lieux des modifications en cours dans les contrats ARP et accès (voir présentation « Modifications des contrats Elia: contrat ARP – Etat des lieux ; Contrat d'accès » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/RHQ7USH96T.pdf). Une consultation formelle des modifications du contrat ARP est en cours depuis fin juin jusqu'au 28 juillet. Ces modifications sont nécessaires pour tenir compte de plusieurs évolutions: les futures règles EU Harmonized Auction Rules auront un impact important sur les allocations de capacités aux frontières et leurs nominations ; le nombre de frontières avec la zone de réglage belge augmentera dès 2016. Le contrat ARP doit aussi s'aligner sur les Règles de Fonctionnement de la réserve stratégique établies pour l'hiver 2015-2016.

Quant au contrat d'accès, il faut aligner le contrat avec les évolutions des éléments tarifaires fixés dans la méthodologie tarifaire de la CREG. En même temps, Elia propose de clarifier les procédures de désignation du détenteur d'accès et du(es) responsable(s) d'accès, en précisant la place de l'utilisateur du réseau dans l'accès au réseau Elia. Elia souligne l'évolution du rôle de détenteur d'accès et la place accrue de l'utilisateur du réseau. Pour en tenir compte, on pourrait faire signer systématiquement par chaque utilisateur du réseau Elia un contrat d'accès, au début de la mise en service de ses installations de raccordement, au titre de détenteur d'accès, tout en lui laissant la possibilité de désigner un tiers comme détenteur d'accès, immédiatement ou plus tard. On pourrait aussi prévoir que chaque utilisateur du réseau Elia soit son propre détenteur d'accès pour mener les tâches résiduelles du détenteur d'accès.

Pour Monsieur Bécret, les annexes 12 et 13 permettant à l'utilisateur du réseau de conférer un mandat au détenteur d'accès ou à l'ARP pour réaliser seul la procédure de désignation n'ont plus d'objet et pourraient être supprimées. Quant aux annexes 2 et 3, elles gardent toute leur utilité. Ce serait pertinent que l'utilisateur du réseau soit le signataire du contrat d'accès car cela le responsabiliserait et cela créerait une relation directe entre lui et le gestionnaire du réseau auquel il est raccordé.

Monsieur Bécret relève que le signataire du contrat CIPU devrait aussi être, selon lui, l'utilisateur du réseau plutôt que l'ARP de suivi de l'unité de production comme prévu actuellement par le règlement technique. On constate que plusieurs unités de cogénération mises en route avant la libéralisation arrivent en fin de contrat de gestion et pourraient prochainement changer d'ARP. Or, l'utilisateur du réseau propriétaire et gestionnaire de l'unité de production CIPU est mieux placé pour signer ce contrat CIPU. Il faudrait profiter de la révision du règlement technique pour transposer les codes de réseau pour adapter cette règle.

Elia lancera mi-août la consultation formelle des modifications du contrat d'accès jusqu'au 14 septembre. A la demande du représentant de FEBELIEC, Elia précise que le planning de modifications du contrat d'accès tient compte de la procédure d'approbation des tarifs et des processus d'approbations formelles du contrat par trois régulateurs, d'autant plus que la majeure partie des changements proposés en matière tarifaire découlent de la méthodologie tarifaire et non du dossier tarifaire lui-même.

8. Capacity Remuneration Mechanism – Contribution Elia à la consultation de la CREG

Elia présente les réflexions d'Elia émises dans le cadre de la consultation publique de la CREG concernant les mesures à prendre afin de garantir suffisamment de moyens de production d'électricité conventionnels en Belgique (voir présentation « Capacity Remuneration Mechanisms (CRM) – Elia contribution to the CREG consultation » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/6QP0TAOM75.pdf). Elia a répondu à la consultation de la CREG et a décidé de diffuser cette contribution en toute transparence auprès des acteurs de marché via le site web d'Elia et en la présentant en Users' Group (<http://www.elia.be/fr/users-group/Consultation-publique/reponse-d-elia-a-la-consultation-de-la-creg>).

Les représentants de FEBELIEC et de BDRA soulignent les liens existants entre les mécanismes de la réserve stratégique et des CRM, notamment le besoin de connaître précisément le volume de la réserve stratégique si l'on veut basculer vers un CRM. Le Président du Users' Group relève que la réserve stratégique est conçue pour être temporaire et activée moins de 100h par an, alors qu'Elia estime qu'il faudra des unités de production supplémentaires et de la 'demand respons' pour réduire l'ampleur des pics de demande. Il conteste la remarque du représentant de FEBELIEC selon lequel

l'existence de la réserve stratégique réduit le volume potentiel de 'demand respons', dès lors que la réserve stratégique est activée à un prix incitatif de 3000€/MWh.

Le représentant de FEBELIEC souligne que ces mécanismes tels que la réserve stratégique ou le CRM peuvent créer des interférences avec le marché libéralisé. Il lui paraît prématuré de mettre en place un CRM alors que ni la réserve stratégique, ni la gestion de la demande ne sont stabilisées. Pour lui, le design actuel du marché correspond plus aux besoins des ARPs et à un marché européen plutôt qu'aux besoins des producteurs locaux situés en Belgique. Il faut choisir entre les modèles possibles et les faire fonctionner, pour limiter le coût final répercuté sur les consommateurs. Le Président du Users' Group s'inscrit dans cette logique et confirme que tout modèle de CRM devrait être créé et mis en oeuvre en suivant des critères stricts.

Un représentant de FEBEG relève que le marché 'energy-only' a des difficultés car les producteurs ne disposent pas de signaux d'investissements clairs et stables. En outre, ils se basent sur des hivers moyens (P50) et l'éventuel signal d'une « scarcity rent » en cas de pointe, et non pas sur des prévisions extrêmes (P95) au contraire d'Elia qui doit garantir le LOLE fixé par la loi. Les prix 'forward' reflètent les prévisions de consommations dans le portefeuille moyen des ARPs et non pas les extrêmes possibles. Pour un représentant de FEBEG, un CRM spécifique à la Belgique ne réglerait en rien ces difficultés. Il faudrait que l'ensemble des paramètres d'investissements du secteur soient clarifiés, depuis le nucléaire jusqu'au stockage et la gestion de la demande. Pour qu'un CRM fonctionne, il faut être très attentif à tous ces critères, aux coûts engendrés, à l'ampleur de la sécurité d'approvisionnement souhaitée, au mode centralisé ou décentralisé privilégié...

Monsieur Bécret rappelle que le modèle à mettre en place à la libéralisation du secteur électrique paraissait aisé à définir, au contraire de la situation actuelle qui présente de nombreuses incertitudes. Pour mettre en place un CRM, il faut être réaliste et précis sur tous les critères, notamment concernant le scope géographique, les technologies à privilégier (comme le stockage, la gestion de la demande, la production...) et la durée potentielle du CRM. De manière générale, il souligne la complexité d'un CRM et se demande comment un CRM serait efficace dans le contexte belge. Ce point est soutenu par plusieurs membres.

Elia précise au représentant de BDRA que le soutien au renouvelable ne devrait pas être compris dans un CRM, dès lors que le CRM est conçu pour régler les problèmes de pic. Le représentant de BDRA relève que la gestion de la demande est compétitive si on parle de moins de 100h par an. La question fondamentale est de savoir quel risque on serait prêt à prendre en Belgique par rapport à la capacité disponible et de se tenir à la décision prise. A cet égard, Monsieur Bécret relève qu'il faut évaluer précisément le volume de la demande et le besoin d'un CRM qui est in fine payé par les consommateurs, alors que ces derniers auraient pu faire le choix à ce moment de ne pas consommer. Il faut distinguer entre l'alimentation électrique de base et le CRM pour couvrir les situations extrêmes. Pour le représentant de FEBELIEC, il faudrait réréguler le marché de façon pertinente, pour tenir compte des coûts des producteurs et de la charge supportée par les consommateurs, en ce compris les investissements que ces derniers pourraient avoir réalisé pour gérer leur demande.

Le représentant d'EDORA propose de plutôt étudier en premier lieu ce qui ne fonctionne pas du tout dans le marché actuel et d'utiliser les outils et signaux actuels, plutôt que de s'engouffrer dans un CRM. Il pense notamment au fait que des unités de production soient revenues dans le marché après l'annonce de volumes extrêmement élevés pour les besoins de la réserve stratégique. La représentante d'ODE-VWEA confirme cette approche et plaide pour développer une vision globale en tenant compte de tous les aspects, pour évaluer clairement le besoin éventuel d'un CRM sans se précipiter. Un représentant de FEBEG souligne que la vision doit porter sur 20 ans et tenir compte des

produits à court et long terme ; il faut aussi disposer d'un mix des technologies pour diminuer le risque global.

Le Président du Users' Group en conclut que le débat autour du CRM n'en en effet est qu'à ses débuts en Belgique.

Plusieurs membres du Users' Group sont mal à l'aise avec le fait qu'Elia aie participé à cette consultation de la CREG et rendu un avis détaillé sur le modèle à privilégier. Selon eux, Elia devrait rester neutre dans ce débat. Le Président du Users' Group précise qu'Elia reste neutre et tient fortement à sa neutralité. Elia ne soutient pas le CRM à l'encontre du marché EOM ('energy-only market'). Il faut certainement renforcer le bon fonctionnement du EOM quels que soient les scénarios qui seront privilégiés, ainsi que précisé au Forum de Florence. Il faut cependant tenir compte du fait que le marché EOM semble insuffisant dans son fonctionnement actuel et que la réserve stratégique s'avère indispensable. Il ne s'agit pas non plus d'une étude détaillée sur le sujet. Elia n'a donc pas de position mais a voulu contribuer à la consultation de la CREG en tant qu'acteur au niveau de la sécurité d'approvisionnement pour la zone de réglage belge.

Il note que les membres du Users' Group ne souhaitent pas lancer une réflexion sur le CRM et que le Ministre tranchera sur la base de divers éléments dont l'étude de la CREG. A cet égard, le représentant de BDRA note que les autorités devraient se positionner sur base des apports de l'ensemble des acteurs du marché, en ce compris les régulateurs et les consommateurs. Le représentant du SPF Energie souligne que l'administration analyse le rapport de la CREG et les réactions du marché dont il interviewe les représentants, en tenant compte des consommateurs, pour développer sa propre vision et la communiquer au Ministre à qui reviendra le rôle de prendre toute initiative en la matière.

9. Dissolution du GABE – Proposition de révision de la liste des membres

Le Président du Users' Group remercie sincèrement, au nom du Users' Group et d'Elia, Monsieur Bécret, ancien représentant du GABE et présent au workshop, pour les nombreuses années où il a représenté GABE auprès d'Elia et en Users' Group, ainsi que la qualité de la collaboration nouée avec GABE sur de très nombreux sujets. Monsieur Bécret relève le rôle moteur joué par le Users' Group au niveau du secteur électrique, en menant de nombreux débats sur l'organisation du marché de l'électricité, et insiste sur le caractère fondamental des aspects techniques du secteur électrique dans le design des solutions qui sont proposées.

Suite à cette dissolution, le Users' Group revoit la composition du Users' Group et accorde un troisième mandat à FEBELIEC qui tiendra compte des spécificités des autoproducteurs présents en Belgique. Le règlement d'ordre intérieur et les listes des membres seront adaptés en ce sens.

10. Compensation en nature pour les pertes – Pourcentages 2016

Elia rappelle la communication envoyée aux ARPs et au Users' Group relative aux nouveaux coefficients de 2016 pour la compensation en nature pour les pertes. Ces coefficients sont de l'ordre de ceux de 2015 et viseront seulement deux périodes (peak et off/long-peak). Le coefficient relatif à la période du week-end est supprimé pour 2016.

Dates des prochaines réunions en 2015

- 24/09/2015

- 10/12/2015

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