

Work Group Commun BG, SO & EMD
« Sécurité d'approvisionnement et risque de pénurie »

Work Group Belgian Grid

Réunion du 2 décembre 2014

- Présents:** W. Aertsens (INFRABEL)
H. Baudrez (EDORA)
J.-P. Bécret (GABE)
D. Curvers (COGEN VLAANDEREN)
A. Detollenaere (ODE)
B. De Wispelaere (FEBEG)
Y. Foste (FEBEG)
B. Geerdes (FEBEG)
W. Gommeren (BECI)
S. Harlem (FEBEG)
G. Landenne (FEBEG)
N. Laumont (EDORA)
B. Massin (EFET)
J. Mortier (FEBEG)
G. Meynckens (FEBELIEC)
T. Persin (EDORA)
N. Pierreux (Belpex)
L. Platbrood (FEBEG)
S. Spoelders (EFET)
L. Vande Velde (BOP)
P. Verlinden (FEBEG)
J-F. Williame (FEBEG)
- D. Zenner (Président WG Belgian Grid), D. Aelbrecht (Président WG System Operation), P. Fonck (Présidente WG EMD), I. Gerkens (ELIA)
N. Bragard (partiellement, ELIA)
- G. Van Dijk, T. Donders (TenneT)
- Excusés:** J. Hensmans (SPF Economie, Direction Energie)
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)
P. Claes (FEBELIEC)
F. Van Gijzeghem (ODE)

Agenda Work Group commun « Sécurité d'approvisionnement et risque de pénurie »

1. Approbation du projet de rapport du 23/10/2014
2. Etat des lieux hiver 2014-2015 – Reporting Novembre 2014
3. ENTSO-E Winter Outlook 2014-2015
4. Etat des lieux hiver 2014-2015 – Capacité d'importation aux frontières

Agenda Work Group Belgian Grid

1. Activation du plan de délestage – Impact sur le périmètre d'équilibre des ARPs – Etat des lieux et discussion
2. Divers

Work Group Commun « Sécurité d'approvisionnement et risque de pénurie »**1. Approbation du projet de rapport du 23/10/2014**

Plusieurs membres présents au WG commun ont envoyé des propositions de modifications au projet de rapport de la réunion du 23 octobre. Il est décidé que ce document amendé sera envoyé par mail aux membres des trois WG pour réaction d'ici la réunion du Users' Group Plénier du 11 décembre prochain. En l'absence de nouvelles remarques, il sera présenté pour approbation lors de la réunion du Users' Group Plénier du 11 décembre.

2. Etat des lieux hiver 2014-2015 – Reporting Novembre 2014

Le Président du WG System Operation présente la situation actuelle de la sécurité d'approvisionnement et du risque de pénurie. Alors que le mois de novembre n'a pas présenté de difficultés (v. présentation « Statut operational monitoring »), l'incident de Tihange3 le dimanche 30 novembre aurait pu avoir des conséquences importantes pour la sécurité d'approvisionnement. Heureusement, il s'est produit à un moment où la charge était faible et les acteurs de marché ont bien réagi.

Grâce aux importations suffisantes en intraday et le démarrage d'autres centrales, il y avait assez d'électricité pour la pointe du soir. La capacité d'importation de la zone belge a été aidée par une répartition naturelle favorable des flux sur les frontières: la capacité d'importation nette totale était de 3900MW en day-ahead, avec 200MW supplémentaires pour l'intraday, ce qui a porté la NTC à 4100MW pour le total de la zone belge ce jour-là. On a constaté que la capacité d'importation nette totale était même, pour certaines heures, supérieure aux demandes du marché. Ceci a donc suffi pour permettre au marché de fonctionner normalement, sans faire appel à la réserve stratégique ou d'autres mesures exceptionnelles, ni d'activer le signal de menace de pénurie. Cela s'explique par le fait que les acteurs de marché ont activé rapidement la majeure partie des unités de production belges, en trouvant donc une solution adaptée à la situation au sein du marché. Le fait d'avoir une météo relativement clémente a également contribué pour maintenir la charge à un niveau normal pour la saison (13.000MW).

Il faut noter que la donnée déterminante pour rester dans cette situation favorable est la remise en service au plus vite de Tihange3. Le Président du WG System Operation souligne la rapidité des intervenants pour réparer la panne (Electrabel, entrepreneurs, certaines équipes d'Elia). Dès maintenant (le 2 décembre), l'unité tourne à nouveau et monte en puissance. Or, l'indicateur de pénurie à 7 jours même si on simule sans Tihange3 pour la semaine en cours reste au vert grâce aux capacités importation élevées et à une charge raisonnable. L'indicateur du site web « winterklaar » est au vert et Elia dispose des volumes de la réserve stratégique.

Par ailleurs, Elia avait communiqué au centre de crise l'état de la situation mais a pu les rassurer dès dimanche soir. Il n'y avait pas de raison de lancer le plan de pénurie ou d'activer la réserve stratégique. Il n'y a donc pas eu d'avertissement spécifique vers le marché (signal RSS feed), ni vers le grand public. Elia souligne que cela aurait pu toutefois arriver, car la marge avant activation de la réserve stratégique était faible (200MW).

Le Président du WG System Operation compare la situation avec celle du 19 novembre (voir présentation) où la marge avant activation de la réserve stratégique était du même ordre de grandeur mais où certaines unités de production belges n'étaient pas en fonctionnement. Le Président du WG System Operation précise au représentant de GABE que, dans les courbes montrées dans l'énergie pour couvrir la charge, il faut additionner les 'free bids' à la production prévue et les importations programmées.

Le Président du WG System Operation explique que l'origine de l'incident est l'incendie d'un transformateur de courant, un élément du circuit électrique. On ne connaît pas encore la raison de cet incident ; Elia coopère avec l'opérateur de la centrale pour les trouver et en tirer des leçons pour l'avenir. D'après les informations disponibles, la réparation survenue sur le transformateur est définitive et Tihange 3 ne devrait pas être coupée une nouvelle fois cet hiver pour réparation.

3. Winter Outlook Entso-e 2014-2015

Le Président du WG System Operation présente le Winter Outlook 14-15 d'Entso-e publié ce lundi 1^{er} décembre, qui apporte un éclairage complémentaire sur la situation cet hiver sur l'ensemble de l'Europe (v. présentation Entso-e Winter Outlook 2014-2015). Elia rappelle qu'il s'agit de simulations et non pas de prévisions. On remarque que l'Europe dispose d'assez de production pour couvrir la demande en situation normale et sévère. Certains pays ont une situation plus tendue que d'autres mais les interconnexions sont suffisantes pour absorber les flux prévus.

Ce rapport confirme les prévisions d'Elia: en cas de conditions sévères (grand froid ou pannes), la zone de réglage belge est structurellement dépendante des importations, parfois jusqu'à 3500MW, pendant tout l'hiver. Notons que 'conditions sévères' au sens du Winter Outlook correspond au P95 des observations climatiques (soit 1 année sur 20) et à une situation exceptionnelle chaque jour. Il s'agit d'hypothèses très sévères. Le slide 5 montre la situation théorique en Belgique et en France sous conditions sévères et l'importance des mécanismes de soutien pour limiter les risques potentiels (réserve stratégique en Belgique, réduction/effacement d'urgence de la consommation en France). Quand les volumes d'importation hebdomadaires sont représentés en jaune, cela signifie qu'ils sont modérés et ne présentent pas de difficultés pour le sourcing ou pour le réseau. S'ils sont en rouge, cela veut dire que ce volume pourrait être difficile à atteindre en cas de circonstances défavorables.

Elia précise à la représentante d'EDORA que les volumes d'importation sont représentés sur une base hebdomadaire mais que seuls les jours de semaine seraient en général tendus et pas ceux des week-ends.

Le Président du WG System Operation attire l'attention sur les sources de production en Europe, qui croissent en général mais qui sont principalement constituées d'unités renouvelables avec un caractère intermittent. La tendance de mise à l'arrêt des centrales classiques reste forte (mise en cocon ou à l'arrêt définitif). La prévisibilité et la garantie d'approvisionnement en Europe diminue donc ; il faut être très attentif à cette tendance quand on estime les capacités d'importation et la réalité du sourcing. Elia tient compte de cette réalité dans ses simulations et calcule plusieurs variantes de flux pour alerter les autorités. Le représentant d'EFET souligne que TenneT a publié les mêmes tendances il y a quelques mois.

Un représentant de FEBEG demande comment le Winter Outlook tient compte des pics asynchrones et en quoi la situation polonaise a changé par rapport au précédent Outlook. Elia tentera de répondre à ces questions au mieux et au plus vite.

4. Capacité d'importation aux frontières – Etat des lieux

Le Président du WG System Operation donne l'état des lieux de la procédure exceptionnelle de coordination des capacités d'échange d'électricité sur plusieurs frontières au sein de la région CWE, en cas de risques de déséquilibre entre production et consommation détectés en Belgique (v. présentation « Winter 2014-2015 – Agreed

capacity coordination measures »). La présentation reprend les étapes chronologiques (time line) du processus coordonné entre TSOs (Elia, TenneT et Rte) pour fixer les capacités d'échanges aux frontières, au sein duquel l'ajout d'une procédure extraordinaire pour cet hiver a été soumis à l'approbation des autorités de régulation. Il s'agit d'une procédure reprenant des mesures extraordinaires applicables de façon exceptionnelle, en cas de risque pour la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique suite à des flux physiques importants à la frontière nord (p.ex. faible production éolienne dans la région CWE cumulée à une vague de froid sur la région).

Ces mesures consistent en la coordination des capacités d'échange d'énergie électrique sur plusieurs frontières au sein de la région CWE. La flexibilité maximale de ces capacités d'échange est indispensable pour faciliter, dans la mesure du possible, le transport vers la Belgique, et en même temps assurer la sécurité du réseau régional. La procédure sera appliquée seulement quand les moyens ordinaires de réglage et de topologie du réseau ne seraient pas suffisants pour gérer les flux sur le réseau. Lors de la concertation hebdomadaire entre TSO's, Elia pourra envoyer un 'week ahead adequacy flag' aux TSOs de la zone CWE et à Coreso, une fois que le risque de pénurie est notifié aux autorités. Le processus est donc enclenché après que l'ensemble des mesures pour gérer la pénurie aient été activées (mesures de sensibilisation et d'interdiction, prise en compte de toute la réserve stratégique, importation maximalisée selon les processus ordinaires) et que cela n'est malgré tout pas suffisant pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique de la Belgique.

Le cœur du processus se situera en Jour-2. Si on n'avait pas la nouvelle procédure exceptionnelle, on n'aurait que le 'red flag' dans la procédure normale. En cas de 'red flag', les NTC (les Net Transfer Capacities) sur l'ensemble des frontières CWE sont réduites, ce qui aggrave encore la pénurie qui a été détectée. Afin d'éviter cela, on activera donc dans ce cas, en Jour-2, un 'D-2 adequacy flag' et on lancera la procédure exceptionnelle. Les NTC sont coordonnées selon les besoins prévus ; si la situation est meilleure en temps réel qu'espéré, les réductions de NTC pourraient être annulées en intraday. Elia précise que les simulations des flux réalisées en Jour-2 se font en tenant compte de la possibilité d'appel à la réserve stratégique, même si la décision effective d'activer la réserve stratégique se fait en Jour-1. Ceci a pour but de démarrer la procédure exceptionnelle le moins souvent possible, lorsqu'il n'existe plus aucune autre possibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la zone de réglage belge. Le marché sera prévenu car on sera dans un cas de pénurie.

L'ampleur de la réduction des NTC sur certaines frontières de CWE est évaluée selon les circonstances, pour ne pas pénaliser les autres zones de réglage et pour fixer des NTC ayant la meilleure valeur pour le marché. Le changement maximum théorique pourrait être le delta entre les NTC et la capacité long terme mais cela dépendra des circonstances. Il est impossible d'évaluer à l'avance l'impact sur les marchés des pays voisins, d'autant plus que les TSOs doivent pouvoir agir en temps réel sur les flux pour assurer la sécurité opérationnelle.

Le Président du WG System Operation clarifie pour un représentant de FEBEG les notions de 'red flag' et d' 'adequacy flag' : même en cas d'activation de l'adequacy flag par Elia, un autre TSO CWE peut être contraint d'activer le red flag. Dans ce cas, on diminuera les capacités d'importation aux frontières de la Belgique mais sur base des NTC déjà revues la veille, ce qui réduira l'impact négatif pour la Belgique.

Un autre représentant de FEBEG demande s'il est prévu de diminuer encore la capacité mensuelle. Elia lui répond que la diminution réalisée aux frontières des Pays-Bas a suffi à augmenter la flexibilité en Jour-1.

A la question de la représentante d'EDORA, le Président du WG System Operation précise que le volume de capacités d'importation en intraday de ces derniers jours (supérieur à 3500MW) n'a pas résulté de l'utilisation de l'outil DLR (Ampacimon) mais

d'une répartition favorable des flux dans les réseaux. L'outil DLR, qui mesure la chargeabilité des lignes haute tension, est typiquement utilisé en temps réel (prévisions de 1 à 4h) pour recalculer les NTC 'close to the real time' et donner le maximum de possibilités au marché intraday. Par exemple, il pourrait permettre de réévaluer la capacité intraday et augmenter les NTC sur les frontières belges. Un représentant d'EFET demande quel volume supplémentaire peut apporter en intraday l'utilisation de l'outil DLR et si l'ordre de grandeur est identique en Belgique et dans les zones de réglage voisines. Elia va rechercher l'information qui sera communiquée dès que possible.

Le représentant de GABE demande s'il aurait été possible d'utiliser la méthode de calcul de capacité et d'allocation Flow-Based et d'adapter les scénarios utilisés pour évaluer l'ampleur nécessaire de la réduction des NTCs. Est-ce que les résultats du 'parallel run' reprendront ces résultats ? La Présidente du WG EMD rappelle que les résultats du 'parallel run' sont publiés quotidiennement jusqu'au démarrage du couplage de marché en Flow-Based. Elle précise que le marché verra donc les simulations pour le marché CWE durant l'hiver 14-15 et quelles seront les tendances pour le prochain hiver. Les simulations se font avec les données les plus exactes et représentatives du jour concerné, mais il n'y a pas encore de simulations hypothétiques ex-ante modélisant une situation de pénurie. Pour rappel, la méthode de calcul de capacité et d'allocation plus efficace (couplage de marché Flow-Based) est prévue dans la région CWE au printemps 2015.

Le Président du WG System Operation prévient que les régulateurs CWE vont organiser une consultation du public sur le projet de procédure exceptionnelle, entre le 4 et le 11 décembre. La procédure extraordinaire devrait entrer en vigueur le 12 décembre, sous réserve de l'approbation des autorités de régulation de la zone CWE, ce qui signifie une mise en service effective à partir de la date de livraison du 14 décembre. Elia rappelle au représentant de FEBEG, qui considère que ce timing rend difficile le traitement des remarques sur la proposition, que cette procédure exceptionnelle permettra d'éviter une diminution des valeurs de NTC en cas de pénurie.

Work Group Belgian Grid

1. Activation du plan de délestage – Impact sur le périmètre d'équilibre des ARPs – Etat des lieux et discussion

Elia présente l'état des lieux de la réflexion relative à la façon de traiter l'impact sur le périmètre d'équilibre des ARPs en cas d'activation du plan de délestage (v. présentation « Compensation du périmètre d'équilibre des BRPs en cas de délestage »). Le Président du WG Belgian Grid rappelle que cette discussion est intéressante pour Elia et les acteurs du marché car elle permet de recadrer l'ampleur de la problématique et de nuancer les préoccupations qui ont émergé ces dernières semaines. On a constaté qu'il n'est pas possible de répondre par une solution rapide et non complexe.

Elia rappelle que la CREG a demandé d'étudier une proposition permettant de corriger l'effet négatif que pourrait avoir sur l'évaluation du déséquilibre d'un ARP le délestage d'une injection décentralisée incluse dans son portefeuille, à l'occasion de l'activation du plan de délestage.

En pratique, la majorité des ARPs seront en situation de déséquilibre négatif (en position 'short') au moment du délestage, vu la situation de pénurie importante. Le Président du WG Belgian Grid répond à un représentant d'EFET qu'il est très fort probable de ne pas délester pour raison de pénurie, en cas de vent et donc de production éolienne.

A la question du représentant d'INFRABEL, Elia précise qu'on vise ici les unités de production situées en distribution car elles seules sont impactées par le délestage. Elia rappelle qu'elle n'a aucune relation contractuelle directe avec ces unités de production mais uniquement avec leurs ARPs. Cette production n'est donc pas nominée auprès d'Elia, ni auprès de la distribution. C'est pour cette raison qu'Elia analyse la situation au niveau des « ARP » et non pas directement au niveau de la production décentralisée.

Le représentant de COGEN VLAANDEREN souligne que ces unités de production vont subir et garder un impact négatif à cause du délestage, alors qu'on envisage de corriger l'effet négatif sur le déséquilibre de son ARP, ce qui lui paraît une approche injuste. Le Président du WG Belgian Grid lui rappelle que l'éventuel impact négatif subi par une unité de production dépend en pratique du contrat conclu avec son ARP et de la façon dont est répercuté sur le producteur le tarif de déséquilibre que devrait éventuellement payer l'ARP, en raison du comportement de ce producteur. Il souligne à cet égard qu'avant le délestage, le tarif de déséquilibre sera très probablement fort positif pour les ARPs en position longue et que les producteurs pourraient en bénéficier également. Cette relation contractuelle est hors du périmètre d'action d'Elia: Elia n'intervient pas dans les relations commerciales entre les acteurs du marché.

Elia a réalisé des simulations pour estimer, en première approximation, l'ampleur du problème pour chaque ARP. L'idée est d'avoir, par ARP, une estimation de la charge et de la production délestée par tranche de délestage et ainsi de savoir, par ARP, si celui-ci est impacté positivement ou non par le délestage. Un ARP ayant plus de charge délestée que de production décentralisée est impacté positivement par le délestage ; un ARP ayant plus de production décentralisée délestée que de charge est impacté négativement par le délestage. Les données disponibles relatives à la production décentralisée ont été fournies par les GRDs (environ 85% des informations sont disponibles à ce stade). Concernant la charge délestée en distribution, Elia a dû faire des hypothèses fortes. En effet, Elia a pris un jour de décembre 2013 à 19h pour obtenir une estimation du volume de la charge brute en distribution par poste et par GRD. Puis Elia a appliqué une clé de répartition ARP/GRD basée sur les allocations en distribution pour l'année 2013. De là, Elia a estimé la charge brute délestée par tranche par poste et par ARP (en considérant que la clé de répartition ARP/GRD est identique en chaque poste). Enfin, Elia a considéré que toutes les productions décentralisées produisaient à leur puissance maximum (à part l'énergie solaire) au moment du délestage. Elia a donc utilisé des hypothèses fortes afin d'estimer l'impact du délestage sur le déséquilibre des ARPs en cas de délestage d'une tranche, de 2 tranches et des 6 tranches. On a aussi étudié un scénario avec production solaire, même s'il est vraisemblable qu'il n'y aura pas de production solaire lors de la pointe du soir.

On constate que 14 ARPs sont impactés, le plus souvent de façon positive, en cas de délestage limité et sans production solaire avant le délestage. En cas de délestage de plus de 2 tranches, jusqu'à 20% des BRPs pourraient être négativement impactés s'il n'y a pas de production solaire.

Un représentant de FEBEG reconnaît que, avec l'effet de dispersion sur tous les ARPs et tous les postes, les hypothèses prises sont très négatives. La représentante d'EDORA souligne que la plupart des champs éoliens sont situés sur des feeders actifs et sont donc réenclenchés après 1/4h, selon la procédure communiquée par Synergrid. La simulation montrée par Elia vise donc le pire des cas, qui surviendrait pour une durée d'un quart d'heure, soit le temps du réenclenchement des unités de production. A sa question si le choix entre les tranches peut changer la simulation, Elia précise que la tranche 6 présente le moins de production décentralisée et que l'impact le plus grand serait pour les ARPs ayant un maximum de production située dans la tranche 3. Le représentant de GABE confirme cette lecture d'EDORA et souligne qu'il serait très intéressant de quantifier exactement le problème. De quel impact réel parle-t-on pour les ARPs ? Quel est réellement le volume et la proportion du portefeuille impacté, avant

et après le réenclenchement des feeders actifs concernés. On semble parler d'1/4h avec impact négatif sur une durée de délestage de 3-4h. Si tel était effectivement le cas, on peut se demander quelle est la valeur ajoutée d'élaborer un processus complexe pour un impact très limité. L'impact dépend aussi du volume de production décentralisée actif (surtout éolienne et PV), qui devrait être faible à ce moment vu le besoin de délester de la charge. Le Président du WG Belgian Grid souligne qu'on estime qu'une grande partie des ARPs devraient être en déséquilibre négatif important pour qu'il faille effectivement activer le plan de délestage. Le représentant de GABE relève encore qu'il semblerait inadéquat que les ARPs ayant causé le déséquilibre de la zone ne soient pas pénalisés, voire soient récompensés.

Le représentant de COGEN VLAANDEREN souligne que les unités de production situées sur un feeder mixte, à savoir les petites unités de cogénération, ne seront pas réenclenchées après 15 minutes. Certaines unités seront donc coupées et pénalisées par leur ARP pendant 4 heures, ce qui créera un impact très négatif pour elles. Un représentant de FEBEG souligne que les producteurs doivent nommer auprès de leur ARP la veille et qu'en cas de délestage, le prix pourrait être à 3000€/MWh, même si le risque d'un tarif de déséquilibre lors d'un délestage ou d'un incident peut s'élever à 4500€/MWh.

Le représentant d'EFET rappelle aussi l'obligation fondamentale pour les ARPs d'avoir un portefeuille en équilibre et que corriger le périmètre d'un ARP en cas de délestage va à l'encontre des principes actuels, qui ont introduit la correction du périmètre d'un ARP seulement lorsqu'il est impacté par l'action d'un tiers. Il s'agit de bien réfléchir avant de modifier ce principe de base du système qui est la responsabilité individuelle d'équilibre de l'ARP. Elia n'a pas à se préoccuper de tous les événements qui peuvent se produire et qui ont un impact sur le périmètre d'un ARP. Pour le représentant d'EFET, la question centrale est de savoir comment compenser la production vendue à l'avance (en day-ahead) sur le marché alors qu'elle n'est plus là en temps réel. Il s'agit pour lui de la responsabilité des opérateurs des unités de production concernées. La situation est d'ailleurs différente quand on parle de production gardée pour les 'free bids' ou de la vente en intraday.

Le Président du WG Belgian Grid précise aux membres du WG qu'aucune action ne pourra être prise pour l'hiver 14-15 et que ce débat est intéressant pour comprendre les positions de chacun et proposer des pistes d'analyses et de solutions pragmatiques éventuelle à la CREG pour les hivers prochains. Il note le besoin de poursuivre l'étude de l'impact réel, comme suggéré par le représentant de GABE.

La représentante d'EDORA demande alors s'il est envisagé de réaliser des délestages sélectifs pour ne pas déclencher la production. Le Président du WG Belgian Grid confirme que les gestionnaires de réseau de distribution étudient cette possibilité mais que la situation opérationnelle est contrastée entre les différents GRDs et loin d'être évident. Il relève qu'on parle de quelques feeders actifs et que tout le monde souhaite les maintenir en service pour ne pas perdre la production disponible à ce moment crucial. Il faut aussi noter qu'il n'y aura aucun (très grande probabilité) poste injecteur net dans ces circonstances (vu l'absence de vent et de soleil). En pratique, en cas de délestage, le personnel d'Elia et des GRDs sera mobilisé sur le terrain pour opérer au besoin manuellement dans les postes. Dans cette hypothèse (de délestage sélectif), ce serait au GRD de décider en pratique comment se fera le délestage et qui réalisera les manœuvres sur les feeders concernés par la tranche à délester~~C'est le GRD qui décide en pratique comment se fera le délestage et qui réalise les manœuvres sur les feeders concernés par la tranche à délester.~~ La représentante d'EDORA reconnaît qu'Elia doit disposer d'une certitude sur le volume délesté par tranche et par zone, une fois qu'elle active le mandat de délestage reçu du Ministre.

Un représentant d'EFET regrette qu'on ne puisse pas reprendre le mécanisme de calcul en temps réel du déséquilibre de chaque ARP, tel qu'il existe en gaz.

Le Président du WG Belgian Grid conclut en rappelant que les ARPs ont des outils à leur disposition pour diminuer le déséquilibre de leur portefeuille et qu'ils doivent être activés pour régler la situation de pénurie, pour que la zone soit à nouveau en équilibre après le délestage.

2. Divers

Le représentant de GABE rappelle la question posée au WG Commun du 23 octobre, relative au LOLE: est-il possible d'estimer le nombre de déclenchements forcés sur l'hiver 14-15, en outre des données de LOLE P95 et P50 ? La situation serait en pratique très différente pour une même valeur de LOLE, selon qu'on réalise un ou deux délestages de grande ampleur ou plusieurs petits délestages. Disposer d'une répartition du LOLE selon les scénarios simulés serait également intéressant.

Elia précise que la question a été examinée en interne mais que le calcul du LOLE ne réalise pas d'estimation du nombre et de la distribution des délestages potentiels, ni de l'ampleur de ces délestages, car ils dépendent des nombreuses circonstances. D'autres éléments auront une influence à la baisse sur le nombre de délestages, par exemple la flexibilisation de la charge, le résultat des campagnes de sensibilisation et des mesures d'interdiction, l'augmentation ponctuelle et exceptionnelle des capacités d'importation...

Le représentant de GABE souhaite néanmoins savoir si l'outil de simulation permettrait à l'avenir d'affiner les informations disponibles, par exemple sur base d'une sélection des scénarios étudiés grâce à des retours d'expérience. Cela donnerait une idée plus réaliste et fine de la situation. Elia informera le WG Belgian Grid du potentiel de cet outil.

Un représentant de FEBEG demande des informations sur la façon dont le coût de la réserve stratégique sera répercuté sur le marché. Le Président du WG Belgian Grid précise que la CREG doit encore approuver formellement la surcharge tarifaire qui aura les caractéristiques suivantes: cette surcharge pour obligation pour service public sera répercutée sur l'ensemble des prélèvements nets de la zone, à partir du 1^{er} janvier 2015 sous réserve d'approbation de la CREG.

La décision de la CREG devrait survenir le 18 décembre et Elia en informera au plus vite les acteurs de marché, dès que l'information sera publique, afin que cette surcharge puisse être mise en œuvre dans les meilleurs délais, notamment vers les tarifs des clients situés en distribution.

* * *