

Users' Group - Groupe de travail commun Belgian Grid & System Operation

« Sécurité d'approvisionnement et risque de pénurie »

Réunion du 23 octobre 2014

Présents:

J.-P. Bécrot (GABE)
A. Detollenaere (ODE)
B. De Wispelaere (FEBEG)
W. Aertsens (INFRABEL)
Y. Foste (FEBEG)
B. Gouverneur (SYNERGRID)
D. Halkin (ORES)
S. Harlem (FEBEG)
J. Mortier (FEBEG)
N. Laumont (EDORA)
G. Meynckens (FEBELIEC)
N. Pierreux (Belpex)
L. Platbrood (FEBEG)
S. Spoelders (EFET)
L. Vande Velde (BOP)
L. Mouffe (SPF Economie, Direction Energie)
J-F. Williame (FEBEG)

D. Aelbrecht (Président WG System Operation), I. Gerkens, C-S. Thüngen (ELIA)
K. Sleurs, R. Feito-Kiczak, F. Georges, N. Beck, I. Van Lysebetten (partiellement, ELIA)

Excusés:

D. Zenner (Président WG Belgian Grid)
S. Gabriels (SPF Economie, Direction Energie)
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)
P. Claes (FEBELIEC)
W. Gommeren (BECI)
F. Van Gijzeghem (ODE)
B. Massin (EFET)

Agenda « Sécurité d'approvisionnement et risque de pénurie »

1. Winter Outlook 2014-2015
2. Capacité d'importation aux frontières – Actions pour l'hiver 2014-2015
3. Calcul du LOLE – Méthodologie
4. Sécurité d'approvisionnement – Modes de communication
5. Campagne de sensibilisation « off-on » du SPF Energie
6. Service auxiliaire "réglage tension" - Potentiel auprès des industriels

1. Winter Outlook 2014-2015

Elia présente l'état des lieux du Winter Outlook d'Entso-e pour l'hiver 2014-2015 (v. présentation « Winter Outlook 2014-2015 »). Cette analyse estime le nombre de jours critiques, selon que l'hiver est normal ou extrême. Elia compare cette méthodologie

avec celle utilisée pour calculer le LOLE fixé par la loi électricité. Ce dernier estime un LOLE moyen au cours d'un hiver moyen et un LOLE extrême pour un hiver extrême.

Elia explique aussi les principes de calcul utilisé pour le Winter Outlook et les données, notamment de production, prises en compte pour calculer la capacité restante pour la zone de réglage belge.

Par exemple, la notion de « non-usable capacity » tient compte du fait que la production RES est dépendante des circonstances météo (vent, soleil,...); des « capacity factors » sont calculés sur base de profils historiques différenciés par filières. Un représentant de FEBEG s'étonne que cette notion intègre des unités de production WKK, alors que c'est sous-optimal pour les calculs de sécurité d'approvisionnement et que la puissance additionnelle est supérieure à 100MW. Elia précise qu'elle se base sur de multiples hypothèses, qui tiennent compte de la flexibilité économique des unités, mais qu'elle est intéressée par toute information complémentaire disponible. La représentante d'EDORA demande des précisions sur cette notion de « non-usable capacity ». Elia précise que cette production est surtout raccordée en distribution (plus les éoliennes onshore et offshore raccordées sur le réseau Elia) et dépend des facteurs climatiques. Le représentant d'INFRABEL demande que les volumes de capacité de production mis hors service soient publiés de façon transparente sur le site web d'Elia. Le représentant du SPF Economie précise que le rapport sur la sécurité d'approvisionnement reprend seulement des valeurs agrégées.

Il apparaît, à cause de l'absence de Doel4 dont l'indisponibilité est actuellement prévue jusque fin 2014, que le jour extrême serait le 2 décembre 2014, alors que d'habitude la période tendue se situe en janvier-février. On constate que les besoins d'importation, en condition sévère, atteindront les limites des capacités d'importation des frontières belges.

Elia fait remarquer qu'il peut alors exister deux types de problèmes : d'une part, le niveau d'importation demandé dépasse les limites de sécurité du réseau transport Elia, d'autre part le marché belge ne peut pas se sourcer à l'étranger en raison de manque de production suffisant (sans que les frontières belges soient congestionnées). Le représentant de Belpex nuance ce fait car, si l'Europe était une plaque de cuivre, le marché pourrait trouver de l'énergie ; la difficulté est de la transporter jusqu'au marché de consommation. Il n'y aurait donc pas vraiment de problème lié au marché mais plutôt uniquement aux limites des réseaux.

Concernant l'analyse européenne, il n'existe pas encore de résultats pour cet hiver car le Winter Outlook 2014-2015 est attendu pour fin novembre. Cette année, la méthodologie de calcul sera adaptée sur base des conclusions des consultations publiques organisées par Entso-e et des remarques de la Commission européenne. Cette nouvelle approche a notamment pour but de mieux comprendre les raisons des problèmes détectés au niveau de la production renouvelable et de la charge. On voudrait aussi arriver à disposer d'un set européen de données pour faciliter la comparaison entre les situations des différents pays. On y ajoute également une dimension de rupture d'approvisionnement en gaz.

2. Capacité d'importation aux frontières – Actions pour l'hiver 2014-2015

Le président du WG System Operation présente l'état des lieux des actions spécifiques en cours d'élaboration avec les TSOs voisins, afin de coordonner les capacités d'importation vers la zone de réglage belge pour l'hiver 2014-2015 et dans plusieurs horizons de temps (v. présentation « Winter 2014-2015 – Import capacity in scarcity context »). Il insiste sur le caractère exceptionnel de ce processus, qui sera déclenché lorsque les prévisions de pénurie indiqueront un besoin minimal d'importation de 3.500 MW pour le marché.

Les TSOs ont établi plusieurs scénarios de flux au sein de la zone CWE, pour définir les cas extrêmes à prendre en compte et au cours desquels la répartition des flux serait très différente des cas habituels. Ces scénarios ont été construits sur base de prévisions de marché et de simulations. Ensuite, les TSOs ont cherché la meilleure façon d'optimiser, de façon ponctuelle, ces flux physiques extrêmes du Nord vers la Belgique, en établissant des mesures coordonnées pour les capacités aux frontières en mensuel, journalier et intraday. Une méthodologie spécifique de calcul des flux en D-2 sera alors appliquée par Coreso, pour évaluer l'éventuelle réduction nécessaire et faisable des échanges commerciaux aux autres frontières CWE et maîtriser les flux physiques sur la frontière nord belge. Les capacités en intraday peuvent, en cas de besoin pour la sécurité, être augmentées au-delà des valeurs habituelles préétablies, en tenant compte de toutes les possibilités techniques mais sans mettre en danger la sécurité du réseau. La valeur de 3.500 MW d'importation est une valeur de référence ex-ante qui correspond à des circonstances normales d'exploitation. Des mesures sont également prévues en temps réel pour éviter le délestage.

Elia confirme au représentant de BELPEX que la décision de TenneT de diminuer la capacité mensuelle aux frontières avait pour but de créer plus de flexibilité pour l'optimisation des capacités journalières. TenneT l'a fait pour toutes ses frontières car il s'agissait d'une mesure préventive et non en D-2. En conséquence, la réduction des capacités mensuelles sur la frontière belgo-néerlandaise résultera en une augmentation au moins équivalente de la capacité offerte en day-ahead de sorte que la NTC ne sera pas réduite.

En réponse à une remarque d'un représentant de FEBEG, Elia précise que le réseau restera exploité en N-1 et pas à ses limites extrêmes, afin d'éviter tout risque de black-out dans la zone synchrone, qui serait bien pire qu'un délestage contrôlé et limité.

Un autre représentant de FEBEG se demande quel impact ces mesures auront sur le marché. Elia reconnaît qu'un impact limité sur le marché est probable mais doit être mis en regard du risque majeur de sécurité d'approvisionnement au niveau européen et belge. Ce processus est concerté entre les TSOs qui doivent faire face à une situation inédite. Les mesures proposées seront présentées aux régulateurs de la zone et aux acteurs de marché. C'est pourquoi ces mesures ont un caractère exceptionnel et ne seront appliquées qu'en cas de situations extrêmes.

Un représentant de FEBEG demande comment combiner l'appel à la réserve stratégique la veille sur Belpex et le fait que le lendemain, en intraday, il y a un apport de capacités d'importation accrues. Le représentant de BELPEX demande comment coordonner cette capacité accrue en intraday avec le mécanisme d'allocation.

Elia précise qu'on vise des situations différentes: la capacité accrue en intraday reflètera une situation de pénurie importante avec prévision de délestage. Elia fera appel à la réserve stratégique en D-1 et de façon non exceptionnelle (par ex: la réserve stratégique est mise en œuvre avant les réserves de balancing). Cet hiver, la capacité accrue en intraday est un outil complémentaire pour améliorer la sécurité du système et non pas pour améliorer le fonctionnement du marché en D-1. En outre, les régulateurs n'accepteraient pas que seule une seule frontière au sein de la zone CWE bénéficie d'une capacité accrue en intraday de manière systématique. Ce qu'on appelle un « programme Inter-TSO » ne fait pas partie des 'System Services', qui visent uniquement, dans ce contexte, les réserves de production contractées.

Le représentant de FEBEG demande si Elia peut étudier dans quelle mesure la capacité des interconnexions, ou une partie de celle-ci, qui pourrait actuellement être libérée en cas de situations extrêmes, pourrait aussi être déjà libérée en Day-Ahead.

Elia précise enfin que l'outil Dynamic Line Rating (ou 'DLR' ci-après) sera utilisé pour augmenter la précision des limites d'exploitation d'une ligne haute tension et permettrait d'augmenter, selon les conditions climatiques, le flux admissible jusqu'à maximum 30 % des valeurs habituelles d'exploitation en hiver. Il ne faut cependant en aucun cas tirer de conclusions sur base de cette valeur escomptée. Le représentant du GABE pose plusieurs questions: les boîtiers DLR ne sont-ils pas déjà implantés sur nos lignes transfrontalières BE-FR ? Si RTE accepte d'élever les réglages des protections thermiques des lignes, pourquoi ne pas le faire en permanence ? Malgré plusieurs renforcements des lignes BE-FR, la capacité FR-BE allouable n'a que peu augmenté car, selon les TSOs, limitée par la capacité des lignes françaises proches de la frontière. Le représentant du GABE se demande pourquoi cette contrainte disparaît maintenant et suggère d'inciter RTE à augmenter les capacités FR-BE. Selon Elia, ces outils sont seulement en cours d'installation à proximité des frontières du réseau Elia avec les pays limitrophes et ces résultats ne sont donc pas encore pris en compte pour le calcul des capacités aux frontières en intraday. Le projet « XB intraday » met en place un mécanisme coordonné d'allocation de ces capacités aux frontières en intraday.

3. Calcul du LOLE – Méthodologie

Elia présente la méthodologie de calcul du LOLE, ainsi que demandé lors du dernier WG Belgian Grid (v. présentation « Adequacy calculations for Belgium – LOLE and strategic reserve volume »). Elia replace les calculs annuels du LOLE moyen et du LOLE P95 dans leur contexte, à savoir établir une proposition de volume vers le ministre pour la réserve stratégique à contracter pour la prochaine période hivernale et les éventuelles suivantes. Elia utilise un outil probabiliste qui modélise les besoins du marché hivernal belge et des pays voisins, ainsi que les flux entre eux, sur base de diverses données en ce compris l'impact de la réserve stratégique. Il en découle une quantité importante de situations pour lesquelles le LOLE est simulé.

Le représentant de GABE demande si le LOLE permet de donner une estimation du nombre de déclenchements forcés sur l'hiver 14-15. Elia précise que le calcul du LOLE ne réalise pas une estimation du nombre et de la distribution des délestages potentiels, car ils dépendent des circonstances. Le représentant de GABE souhaite qu'une telle estimation soit communiquée à la prochaine réunion du WG Belgian Grid. Le représentant de SYNERGRID rappelle que le LOLE est un signal parmi d'autres et que d'autres éléments auront une influence à la baisse sur le nombre de délestages. Il pense notamment à la flexibilisation de la charge.

4. Sécurité d'approvisionnement – Modes de communication

Elia présente les modes de communication qui seront mis en place avec les acteurs de marché et les utilisateurs du réseau au cours de l'hiver 2014-2015 (v. présentation « How will Elia communicate on system adequacy during the winter 2014-2015 ? »). Cette présentation sera aussi directement envoyée à tous les clients d'Elia.

Elia rappelle qu'il faut distinguer la communication liée au processus d'activation de la réserve stratégique de celle liée au risque de délestage. Une activation de la réserve stratégique ne signifie pas qu'il y ait ou qu'il va y avoir un délestage. Le public-cible est aussi différent: dans le premier cas, on s'adresse aux professionnels du marché de l'énergie et dans le second cas à la communauté globale (responsabilité du ministre et des autorités). Plusieurs pages web d'Elia seront développées ou complétées avec des signaux d'activation de la réserve stratégique; des documents spécifiques seront mis à disposition des acteurs de marché.

Le représentant d'INFRABEL demande des précisions sur la définition des notions de 'NRV' (ou le volume de réglage net), de l' 'ACE' (ou l'Area Control Error) et de 'System Imbalance' (ou le déséquilibre du système).

Ces notions sont définies et communiquées en temps réel sur le site web d'Elia (v. page <http://www.elia.be/fr/grid-data/balancing/desequilibre-actuel-du-systeme>).

The **Net Regulation Volume** (NRV) is, for a considered quarter, the difference between:

- on one hand, **gross volume of upward regulation** as ordered by Elia, for the considered quarter, for maintaining the balance in the Belgian control area, expressed in MW, and
- on the other hand, **gross volume of downward regulation** as ordered by Elia, for the considered quarter, for maintaining the balance in the Belgian control area, expressed in MW.

The **Area Control Error** (ACE) is, for a considered quarter and expressed in MW, the difference between the scheduled and measured values of the interchanges of the Belgian control area, taking into account the effect of frequency bias.

The **System Imbalance** is calculated by taking the difference between the Area Control Error (ACE) and the Net Regulation Volume (NRV). The System Imbalance is obtained by neutralising the activated ancillary services (NRV) – deployed by Elia for managing balance in the area – out of the ACE.

5. Campagne de sensibilisation « off-on » du SPF Energie

Elia présente les grandes lignes de la campagne de sensibilisation « off-on » du SPF Energie qui sera lancée officiellement le 3 novembre par les quatre ministres belges de l'énergie. Il s'agit d'une campagne grand public qui rappelle l'ensemble des mesures de réduction de consommation et qui se base sur des codes couleurs pour estimer l'état du risque de déficit. Dans l'intervalle, les visuels de la campagne ne sont pas diffusés.

Elia rappelle qu'il existera aussi une communication de crise qui sera activée la veille du jour identifié comme très risqué. Le centre de crise sera géré par les autorités, avec Elia en support. A la demande du représentant de GABE, Elia confirme que lorsqu'un délestage serait requis, il se ferait sous la responsabilité du gouvernement et sera annoncé par l'ensemble des médias. Il pourrait aussi être précédé des mesures d'interdiction fixées par le ministre.

A la demande de la représentante d'EDORA sur l'ampleur du potentiel des mesures de sensibilisation, Elia précise qu'il est difficile de les chiffrer. Le SPF Economie les estime entre 350 et 500 MW; une valeur extrême de 1000 MW a aussi été avancée. Les autorités mèneront également des actions à titre d'exemple.

6. Service auxiliaire "réglage tension" - Potentiel auprès des industriels

Elia présente une initiative qui sera lancée prochainement auprès des utilisateurs du réseau Elia (v. présentation « Voltage regulation – Challenges for our future »). Elia souhaite compléter sa connaissance des équipements installés chez les utilisateurs de réseau industriels (et de leurs caractéristiques techniques), qui pourraient être utilisés dans le cadre d'une diversification des sources du réglage de la tension.

Le représentant de GABE salue cette initiative mais souligne qu'un délai d'un mois sera insuffisant pour obtenir suffisamment de réponses. Il faudrait allonger le délai de réponse jusqu'à la fin de l'année. Il a également plusieurs suggestions sur le contenu



du questionnaire, qui doit souligner clairement l'intérêt à participer à cet éventuel produit. Il faudrait dans ce cadre clarifier l'impact potentiel de la livraison/absorption de réactif par rapport au tarif du réactif. Il faudrait aussi préciser le traitement de la suppression des limites d'injection imposées aux éléments perturbateurs de certains consommateurs (ex, filtres) qui pourraient être la conséquence de l'absorption de plus de réactif par ces utilisateurs de réseau. Le questionnaire devrait aussi préciser s'il vise uniquement la charge ou aussi les unités de production locale.

La représentante d'EDORA souligne l'intérêt potentiel des producteurs renouvelables à participer à cette enquête qui pourraient mettre à disposition des réseaux un certain volume de réactif.

De manière générale, les membres des WG System Operator et Belgian Grid semblent prêts à communiquer le questionnaire à leurs membres. Les membres du Users' Group seront donc informés du lancement de l'enquête. A la demande d'un représentant de FEBEG, Elia confirme que le résultat de cette enquête et le design de l'éventuel produit 'MVar load' qui en résulterait pourra être présenté en Users' Group.

* * *

La prochaine réunion du WG Belgian Grid sera fixée fin novembre 2014 par doodle. Idem pour le WG System Operation.