

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 décembre 2014 portant approbation d'une adaptation exceptionnelle de la méthode de calcul des capacités d'échanges transfrontaliers d'électricité pour accompagner le passage de l'hiver 2014/2015 en Belgique

Participaient à la séance : Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. Contexte

1.1. Feuille de route de RTE pour 2014

En application de l'article 15 du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et de l'article 30 du cahier des charges annexé au troisième avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958, portant concession à la société RTE du réseau public de transport d'électricité, reprenant la rédaction du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée d'approuver les règles de calcul des capacités totales de transfert et des marges de fiabilité.

La CRE a approuvé le 20 février 2014 la méthode de calcul des capacités d'échanges transfrontaliers d'électricité appliquée par RTE aux frontières françaises, en donnant une feuille de route à RTE pour l'année 2014 qui comportaient deux directions :

- Fournir à la CRE des études permettant de mieux justifier certains éléments du calcul de capacité : de premiers échanges ont eu lieu entre les services de la CRE et de RTE et ce travail est encore en cours ;
- Faire ses meilleurs efforts pour permettre un démarrage de la méthodologie de calcul fondé sur les flux (*Flow Based*) dans la région Centre-Ouest de l'Europe¹ en 2014, et un démarrage de la méthodologie coordonnée avant l'échéance journalière sur les frontières Nord-italiennes.

1.2. Couplage de marché fondé sur les flux dans la région Centre-Ouest de l'Europe

Concernant le projet *Flow Based*, RTE a, comme convenu avec l'ensemble des parties impliquées dans le projet à l'échelle de la région Centre-Ouest, saisi la CRE en septembre pour permettre la mise en oeuvre du *Flow Based* à la fin du mois de novembre.

Néanmoins, Elia, le gestionnaire de réseau de transport belge, ayant par la suite informé l'ensemble des acteurs du projet de la situation particulièrement difficile qu'il anticipait pour cet hiver en Belgique, les partenaires du projet ont décidé de décaler la mise en oeuvre du *Flow Based* à la fin de l'hiver. Elia et les partenaires du projet ont indiqué ne pas vouloir ajouter le risque inhérent à la mise en oeuvre de toute nouvelle méthodologie à la difficulté que représente déjà le passage de l'hiver dans un contexte où trois centrales nucléaires (sur sept) sont indisponibles en Belgique. Il est néanmoins à noter que les avantages du *Flow Based* ne pourront alors pas être mobilisés au service d'un pays faisant face à une inadéquation

¹ La région Centre-Ouest couvre la France, l'Allemagne et le Benelux.

entre une pointe de consommation et sa production. La CRE regrette ce décalage eu égard aux avantages démontrés du *Flow Based* pendant près de deux ans d'expérimentation (le *parallel run*) aussi bien en termes de diminution des coûts d'approvisionnement en électricité qu'en termes d'optimisation des possibilités d'échanges en adéquation avec la sécurité du réseau. La CRE note toutefois que ce décalage pourra permettre aux partenaires du projet de mieux prendre en considération les différentes demandes formulées par les régulateurs à l'issue de la consultation publique organisée en juillet 2014.

En outre, les partenaires du projet ont, à la demande des régulateurs de la région Centre-Ouest, fourni une étude visant à étudier l'impact du *Flow Based* sur les capacités de chacun des pays composant la région à importer à l'échéance journalière. Cette étude apporte les éléments suivants :

- En termes de capacité, le *Flow Based* présente des capacités d'import supérieures à la méthode actuelle (ATC) ;
- En termes d'import réalisés, le *parallel run* a montré que la Belgique avait pu importer plus en *Flow Based* qu'en ATC sur la plupart des heures où elle était importatrice ;
- Dans une situation théorique très tendue simulée avec un prix belge forcé à 3000€/MWh et un prix français forcé à 2500€/MWh, on observe un effet de concurrence entre les deux offres d'achat. Celui-ci peut se traduire, pour certaines des heures simulées, par une difficulté pour la Belgique à importer dès l'échéance journalière à hauteur de ses besoins estimés.

La CRE considère que les cas où de telles difficultés se manifesteraient sont toutefois relativement rares dans la mesure où de telles hypothèses de prix – bien que d'occurrence probable durant un hiver froid- sont elles-mêmes rares. En outre, la CRE souligne qu'une des limites de cette étude porte sur le fait qu'elle prend en compte les contraintes de réseau telles qu'établies dans le cadre du *parallel run*, et pas celles qui découleraient de situations où les deux pays auraient eu un besoin d'import conjoint très prononcé. La situation du réseau qui résulterait d'un tel besoin d'import conjoint n'a donc pas pu être spécifiquement prise en compte et les difficultés d'import théoriques identifiées dans le cadre de cette étude pourraient en conséquence ne pas être aussi importantes dans une situation effective d'import conjoint important des deux pays.

En outre, la CRE note que les cas théoriques de rejet des ordres à tout prix² face à des ordres moins hauts dans un autre pays sur le marché *spot* ne se doublent pas nécessairement d'une problématique en termes de sécurité d'approvisionnement. L'échéance infra journalière, puis les réserves, seront autant de moyen pour les acteurs de marché et pour les gestionnaires de réseau respectivement d'assurer un équilibre des injections et des soutirages.

La CRE a toutefois accepté de demander, aux côtés des autres régulateurs de la région Centre-Ouest, aux partenaires du projet *Flow Based* d'identifier et de tester une solution qui réponde à cette problématique. Néanmoins, eu égard aux avantages que représente le *Flow Based* et à l'intensité relative du risque mentionné précédemment, la CRE considère :

- que la solution identifiée et testée devra être mise en œuvre avant l'hiver prochain,
- mais que le démarrage du *Flow Based* ne doit pas être retardé par l'attente du développement de cette solution, de sa mise en œuvre ou de son approbation si une telle étape s'avérait nécessaire³.

Plus généralement, la CRE considère que si les demandes communes formulées par les régulateurs le 18 juillet 2014 trouvent une réponse satisfaisante de la part des partenaires du projet, et si les résultats du *parallel run* pendant l'hiver continuent d'être satisfaisants, et notamment pendant les jours qui pourraient être tendus, cette version de la méthodologie *Flow Based* pourra démarrer le 31 mars 2015 ou à une date très proche. En outre, la CRE considère qu'il est important que cette échéance soit respectée, afin que les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché aient eu une période suffisante pour pleinement s'habituer à l'environnement *Flow Based* en amont de l'hiver 2015/2016.

² Les ordres à tout prix sont aujourd'hui les ordres déposés à hauteur des caps de prix existants

³ Ceci dépend de la nature de la solution retenue

La CRE rappelle que le *Flow Based* devra continuer d'être amélioré après son lancement. A ce titre, les régulateurs de la région Centre-Ouest travaillent à un jeu de demandes communes pour des améliorations futures.

1.3. Incertitudes quant à l'équilibre offre-demande du système belge pour l'hiver 2014/2015

La disponibilité du parc nucléaire belge est particulièrement basse en ce début d'hiver, trois centrales sur sept étant ainsi à l'arrêt. Dans ce contexte, le gestionnaire de réseau belge pourrait ne pas être en mesure d'assurer l'équilibre offre-demande dans le cas d'une vague de froid prononcée, et ce même en comptant sur le potentiel d'importation aujourd'hui disponible en application de la méthode de capacité en vigueur.

Pour assurer la sécurité du système, les autorités belges ont notamment organisé un plan de délestage tournant. En outre, les gestionnaires de réseau de la région Centre-Ouest, et tout particulièrement RTE, ont prévu avec Elia des processus d'urgence et d'assistance. A ce titre, les volumes du contrat de secours existant entre ces deux opérateurs ont été doublés. Celui-ci permet d'introduire de l'énergie sur le périmètre belge si les étapes de marché n'ont pas saturé les exports de la France vers la Belgique.

Néanmoins, les gestionnaires de réseau ont estimé qu'il était également important de pouvoir intervenir directement sur le calcul des capacités d'échanges d'électricité aux frontières. RTE a ainsi soumis à la CRE un projet de modification de la méthodologie de calcul des capacités d'échanges transfrontaliers aux frontières françaises le 20 novembre 2014.

2. Les modifications proposées par RTE pour accompagner le passage de l'hiver en Belgique

Elia a développé avec RTE et TenneT TSO B.V. (Tennet), et en collaboration avec les gestionnaires de réseau allemands, une modification des règles de calcul de capacité actuellement appliquées dans la région Centre-Ouest. Cette modification a pour but d'éviter qu'une contrainte sur le réseau ne se traduise par une diminution de la capacité d'import belge, et vise même à l'augmenter si possible. Ceci se fait nécessairement au détriment d'autres capacités d'échange.

Cette évolution prend la forme d'une procédure qui peut être appliquée, pendant l'hiver 2014/2015, à la demande d'Elia, en cas de situation très délicate sur le système électrique belge et à la condition que cette modification soit acceptée par RTE eu égard aux impacts que son déclenchement pourrait avoir sur la sécurité du système électrique français.

En effet, en ce qui concerne le système français, l'application de la procédure à l'échéance journalière conduirait à réduire les possibilités d'import de la France depuis l'Allemagne d'une valeur maximale d'environ 2000 MW et éventuellement à accroître les possibilités d'export de la France vers la Belgique. Une telle procédure n'est donc envisageable que si la situation du système français est jugée satisfaisante par RTE, et que l'équilibre entre l'offre et la demande est jugé ne pas être dépendant du potentiel d'import depuis l'Allemagne.

A l'échéance infra-journalière, l'activation de la procédure consistera en un calcul des capacités d'échanges vers la Belgique dans l'objectif de les maximiser. Les gestionnaires de réseaux pourront à cet effet mettre à 0 les capacités d'échanges sur les frontières non belges de la région Centre-Ouest sur lesquelles les échanges sont en concurrence avec l'augmentation des imports belges.

Etant donné les impacts potentiellement significatifs sur le marché en cas d'activation de cette procédure dérogatoire, la CRE a, en coordination avec les autres régulateurs de la région Centre-Ouest, jugé impératif de mener une consultation publique. Néanmoins, Elia ayant indiqué que des difficultés particulières pourraient se faire ressentir dès le mois de décembre, les régulateurs ont dû organiser une consultation très brève, entre le 5 et le 10 décembre, afin de pouvoir approuver ces règles de manière concomitante et dans les meilleurs délais.

3. Observations et recommandations de la CRE

Conditions d'application de cette procédure

La CRE souligne ici que, si elle soutient l'approche proposée pour cet hiver dans l'objectif de faciliter la coopération des gestionnaires de réseau de la région pour éviter les délestages en Belgique, elle attache une grande importance aux éléments suivants également prévus dans leur proposition :

- La demande de déclenchement de cette procédure dérogatoire aux règles ordinaires par Elia n'est possible que si ses moyens d'action propres ne sont plus suffisants et en particulier si les transformateurs déphaseurs et la réserve stratégique ont été utilisés ;
- L'acceptation de cette demande par RTE ne peut intervenir que si celui-ci la juge suffisamment sûre du point de vue de la sécurité du système. La CRE invite RTE à prendre toutes les dispositions nécessaires pour évaluer avec pertinence et en temps utile sa capacité à accepter les demandes d'Elia eu égard à la sécurité du système électrique français ou européen ;
- La demande d'activation de la procédure dérogatoire doit être réévaluée à chaque échéance de marché, afin de pouvoir l'annuler ou l'amoinrir aux échéances ultérieures, si Elia venait à ne plus en avoir la nécessité ou si RTE jugeait qu'elle créerait un risque pour la sécurité du système électrique français.

Transparence

L'activation de la procédure dérogatoire, bien que ne devant *a priori* être effective que sur un nombre d'heures limité durant l'hiver 2014/2015, pourra avoir des impacts importants sur le marché français. La transparence est donc à ce titre un élément important sur lequel la CRE, de manière coordonnée avec les autres régulateurs de la région Centre-Ouest, demande des efforts de la part des gestionnaires de réseau dans le cadre de cette procédure exceptionnelle.

La CRE note que les dispositions relatives à la transparence ont constitué l'un des sujets de discussion principaux avec les acteurs de marché dans le cadre du projet *Flow Based*, et que, si le niveau de transparence prévu pour son démarrage ne correspond pas en tous points aux attentes du marché, il constitue désormais une base de départ acceptée.

A ce titre, et comme cela a été demandé par l'ensemble des acteurs ayant répondu à la consultation publique, les dispositions en termes de transparence pour l'évolution du calcul de capacité pour cet hiver doivent s'inscrire dans cette démarche et il convient *a minima* que les gestionnaires de réseau informent le marché des impacts possibles ou effectifs en termes de capacité dans les meilleurs délais après chacune des étapes suivantes :

- Demande d'activation par Elia ;
- Acceptation par RTE et/ou Tennet de cette demande ;
- Annulation de la réduction de capacité par Elia ;
- Activation d'un nouveau calcul de capacité après l'allocation journalière.

Relation avec les modèles-cibles tels que prévus dans l'orientation sur l'allocation de la capacité et la gestion de la congestion (CACM)

L'orientation sur l'allocation de capacité et la gestion de la congestion (orientations CACM) – qui doit être adoptée prochainement par la Commission européenne prévoit une mise en œuvre du *Flow Based* dans plusieurs régions et notamment dans la région Centre-Ouest.

La CRE considère que la priorité dans cette région doit être de mettre en œuvre ce modèle-cible et constate que les partenaires du projet ont fait des efforts importants pour rendre la méthodologie *Flow Based* plus robuste et plus transparente.

La CRE tient à souligner, comme la plupart des acteurs de marché ayant répondu à la consultation, que la méthodologie proposée pour cet hiver ne répond pas à l'ambition des modèles-cibles. La CRE estime à ce titre, qu'au-delà des avantages qu'elle présente par sa contribution à limiter le nombre d'heures de délestage en Belgique, cette méthode :

- n'est que peu transparente : les acteurs de marché ne peuvent pas anticiper l'activation de cette procédure. Leurs positions peuvent donc être inadaptées aux prix finalement formés ;
- n'est pas optimale, puisque contrairement au *Flow Based*, elle ne peut pas s'adapter à la réalité de la situation du réseau, et ne traite qu'une situation particulière ;
- n'est pas réciproque : cette méthodologie ne permet qu'une augmentation des imports belges, et en aucun cas ceux des autres pays de la région.

A cet égard, la CRE considère que cette méthodologie ne doit être utilisée que dans des situations exceptionnelles, et en tout état de cause pour une période de temps limitée à l'hiver 2014/2015. Cette méthodologie ne constitue qu'un palliatif à une situation particulière et à l'absence d'une méthodologie de calcul de capacité plus efficace.

Les évolutions du calcul de capacité en 2015

En 2015, la mise en œuvre d'un calcul de la capacité fondé sur les flux au sein de la région Centre-Ouest (projet *Flow Based*) et la mise en place d'un calcul coordonné à l'échéance journalière dans la région Centre-Sud nécessiteront l'évolution de la méthodologie générale du calcul de capacité de RTE.

La CRE souligne l'importance du projet *Flow Based* dont les gains estimés en termes de diminution du coût d'approvisionnement sont significatifs. La CRE invite donc RTE et ses partenaires à fournir leurs meilleurs efforts pour respecter le calendrier du projet qui prévoit un démarrage de la méthode *Flow Based* fin mars 2015. La CRE invite RTE et ses partenaires à répondre d'une manière satisfaisante aux demandes formulées par les régulateurs de la région Centre-Ouest le 18 juillet 2014.

4. Décision de la CRE

Approbation de la méthode de calcul

La CRE approuve l'adaptation de la méthodologie de calcul de capacité dans la région Centre-Ouest. Cette méthodologie est applicable jusqu'au 31 mars 2015.

En outre, l'activation de la procédure dérogatoire n'est possible que si Elia a mobilisé tous les moyens dont il disposait à cette échéance, et si elle est jugée ne pas présenter de risques par les autres gestionnaires de réseau de la région, et en particulier RTE en ce qui concerne ses estimations relatives à la garantie de l'équilibre offre-demande en France.

Flow Based

Le couplage de marché fondé sur les flux à l'échéance journalière demeure la priorité de la région. Les régulateurs appellent de leurs vœux qu'il soit disponible d'ici l'hiver 2015/2016. La méthodologie *Flow Based*, est la solution cible pour le calcul de capacité à cette échéance, capable de contribuer à diminuer les déséquilibres possibles entre production et consommation. Elle devra être complétée avant l'hiver prochain par un dispositif permettant de répondre à la possible problématique d'adéquation entre les offres et les demandes liée à la concurrence entre les offres à tout prix. Afin de permettre aux acteurs de marché et aux gestionnaires de réseau d'être parfaitement familiarisés au *Flow Based* avant l'hiver prochain, les régulateurs de la région CWE estiment qu'il doit être mis en œuvre au printemps 2015 au plus tard.

En outre, la CRE rappelle que les évolutions des méthodes de calcul de capacité ne doivent pas être décidées dans l'urgence. D'autres moyens devraient être développés pour répondre aux problématiques de sécurité du système de manière mutuelle et coordonnée à l'échelle de plusieurs pays, et par exemple à l'échelle de la région Centre-Ouest.

Redispatching

Une évolution des contrats de *redispatching* doit à ce titre être étudiée à l'échelle de la région. Un groupe de travail des gestionnaires de réseau de la région doit ainsi être mis en place. La CRE, conjointement avec les autres régulateurs de la région CWE, demande aux gestionnaires de réseau de lui présenter un état des lieux des contrats de *redispatching* existants, un plan d'évolution de ceux-ci, ainsi qu'une feuille de route pour le mettre en œuvre, deux mois après le démarrage de la méthodologie *Flow Based*.

De plus, la CRE s'associe à ACM et à la CREG pour demander aux gestionnaires de réseaux concernés de travailler à la mise en œuvre d'un *redispatching* multi latéral, par une activation synchronisée des contrats bilatéraux existants, pour contribuer à résoudre le problème d'inadéquation entre production et consommation existant en Belgique cet hiver. Les premiers résultats devront être partagés avec les régulateurs d'ici la fin janvier.

Fait à Paris, le 11 décembre 2014,

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Olivier Challan-Belval