Demande d'Elia de dérogation à la marge minimale à mettre à disposition pour les échanges entre zones

conformément à l'article 16(9) du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

15 octobre 2019

Table des matières

Considérant ce qui suit : 3
Article 1. Objet et champ d'application 8
Article 2. Définitions and interprétation 8
Article 3. Approche méthodologique pour la dérogation 8
Article 4. Flux de boucle 9
Article 5. Indisponibilités 11
Article 6. Nouveaux processus et outils 11
Article 7. Étendue et durée de la dérogation 11

Considérant ce qui suit :

(1) L'article 16(8) du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte), ci-après le « Règlement 2019/943 » prescrit que les GRT ne limitent pas la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres. Le même article prévoit également que cette exigence est réputée respectée lorsque les niveaux de capacité disponible pour les échanges entre zones atteignent un niveau minimal. Pour les frontières pour lesquelles le calcul de capacité est fondé sur les flux, ce niveau (ci-après dénommé « l'exigence CEP70 ») est généralement fixé à 70 % de la capacité (respectant les limites de sécurité d'exploitation) des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas (ci-après dénommés « CNEC »). Des mesures transitoires, comme les plans d'action visés à l'article 15 du Règlement 2019/943 ou les dérogations visées à l'article 16(9) du même Règlement, permettent une certaine progressivité pour atteindre cette capacité minimale.

(2) L'article 16(9) du Règlement 2019/943 prescrit qu'à la demande des gestionnaires de réseau de transport d'une région de calcul de la capacité, les autorités de régulation concernées peuvent accorder une dérogation par rapport à l'exigence CEP70 pour des motifs prévisibles lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation. Cette dérogation est accordée pour une durée maximale d'un an à la fois ou, à condition que l'étendue de la dérogation diminue de manière significative après la première année, pour une durée maximale de deux ans. L'étendue de cette dérogation se limite strictement à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation et évite toute discrimination indue entre les échanges internes et ceux entre zones.

(3) L'article 16(4) du Règlement 2019/943 prescrit que les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour atteindre l'exigence CEP70. Cette disposition s'applique sans condition à l'utilisation du redispatching interne, bien que cet article stipule que l'application de mesures transfrontalières soit sujette à la mise en œuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie. Cette méthodologie n'a pas encore été mise en œuvre dans les régions de calcul de la capacité dont Elia System Operator SA (ci-après « Elia ») est membre.

(4) Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé le « Règlement CACM ») et du Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommé le « Règlement SOGL ») requièrent que les gestionnaires de réseau développent des méthodologies qui sont essentielles pour la gestion des flux sur le réseau électrique par le biais du calcul coordonné de capacité et par l'application coordonnée d'actions correctives. Ces méthodologies essentielles sont :

   a. La méthodologie pour le calcul de la capacité relative à la région de calcul de la capacité CORE visée à l'article 21 du Règlement CACM (ci-après dénommée la « CCM CORE »)

   b. La méthodologie de coordination de la sécurité d'exploitation visée à l'article 76 du Règlement SOGL (ci-après dénommée la « méthodologie SOGL 76 »)

   c. La méthodologie pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés visée à l'article 35 du Règlement CACM (ci-après dénommée la « méthodologie CACM 35 »)

d. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie visée à l'article 74 du Règlement CACM (ci-après dénommée la « méthodologie CACM 74 »).

(5) Les raisons et objectifs d'un plan d'action et d'une dérogation ont été étudiées et discutées entre Elia, l'autorité de régulation belge (ci-après « la CREG ») et l'État belge. Ils en ont conclu qu'aucun plan d'action tel que visé à l'article 15 du Règlement 2019/943 ne se justifie en Belgique étant donné que le pays ne fait actuellement face à aucune congestion structurelle, et qu'il n'est pas attendu qu'elle doive y faire face dans les années à venir . Néanmoins, étant donné que certaines méthodologies essentielles des Règlements CACM et SOGL mentionnées plus haut ne sont pas encore en place, il a été conclu qu'Elia ne peut pas s'appuyer sur ces méthodologies pour mettre en œuvre l'exigence CEP70 à partir du 1er janvier 2020. Par conséquent, afin de respecter le Règlement 2019/943, Elia a décidé, en accord avec la CREG et l'Etat belge, de soumettre une demande de dérogation de l'exigence CEP70 sur la base de motifs prévisibles.

(6) Le premier motif prévisible pour la demande de dérogation est un facteur externe, à savoir le fait que les flux de boucle sur les CNEC belges ne peuvent pas être limités à un niveau acceptable, ce qui crée un risque en termes de sécurité d'exploitation si l'exigence CEP70 était directement appliquée au 1er janvier 2020 :

a. On peut déduire de l'article 16(8) du Règlement 2019/943 que le niveau maximum acceptable de flux de boucle est défini comme la quantité de flux de boucle qui, avec les marges de fiabilité et les flux internes, utilise 30 % de la capacité d'un CNEC.

b. L'analyse historique des données de l'année 2018 a montré que le niveau de flux de boucle sur les CNEC belges pouvait atteindre 70 %, et est structurellement supérieur à celui qui permettrait de respecter l'article 16(8) du Règlement 2019/943.

c. Les flux de boucle sont créés dans des zones de dépôt des offres voisines et ne peuvent pas être limités en utilisant le potentiel de redispatching disponible en Belgique. Les transformateurs déphaseurs situés à la frontière nord de la Belgique peuvent partiellement contribuer à limiter les flux de boucle. Cependant, même une utilisation optimisée des transformateurs déphaseurs belges à elle seule ne devrait pas être suffisante.

d. Compte tenu de la possibilité pour les États membres de mettre en place des plans d'action conformément à l'article 15 du Règlement 2019/943, Elia s'attend à ce que les congestions structurelles présentes dans les zones de dépôt des offres voisines ne disparaissent pas immédiatement au 1er janvier 2020. Par conséquent, on s'attend à ce que les flux de boucle restent supérieurs à un niveau acceptable au sens de l'article 16(8) du Règlement 2019/943. Bien que le contenu des potentiels plans d'action d'États membres voisins soit inconnu, on suppose tout de même que le niveau de flux de boucle à travers la Belgique diminuera dans les années à venir, et ce, grâce à la trajectoire linéaire suivie par les États membres qui mettent en œuvre un plan d'action conformément à l'article 15(2) du Règlement 2019/943.

e. En anticipant ou complétant potentiellement la mise en place totale de plans d'action en dehors de la Belgique, la mise en œuvre, dans la région pour le calcul de la capacité CORE, des méthodologies CACM et SOGL listées au paragraphe 4 devrait permettre de faire redescendre les flux de boucle à un niveau acceptable. En effet :

i. L'article 10(5) de la CCM CORE offrira à chaque GRT la possibilité de définir individuellement la configuration initiale de ses propres actions correctives non coûteuses et coûteuses, en se basant sur la meilleure prévision de leur mise

en œuvre et en visant à faire redescendre les flux de boucle sur ses CNEC entre zones sous un seuil qui évite toute discrimination indue. Ce même seuil est également considéré comme une contrainte dans l'optimisation des actions correctives non coûteuses, conformément à l'article 16 de la CCM CORE. Cet aspect est important dans le contexte belge étant donné que les transformateurs déphaseurs belges contribuent à la réduction des flux de boucle.

ii. Si les mécanismes de la méthodologie pour le calcul de la capacité ne suffisent pas à faire descendre les flux de boucle sous un niveau acceptable, et si Elia fait face à des congestions résultant de l'application de l'exigence CEP70, les méthodologies SOGL 76 et CACM 35 devraient permettre de trouver des solutions coordonnées dans la région afin d'atténuer ces congestions.

iii. Au-delà de la mise en œuvre des méthodologies SOGL 76 et CACM 35, qui réduisent le risque opérationnel, la méthodologie CACM 74 devrait permettre une répartition équitable des coûts, garantissant ainsi que les GRT de la/des zone(s) de dépôt des offres à l'origine des flux de boucle dépassant un niveau acceptable assument les coûts des actions correctives, conformément au principe du pollueur-payeur décrit à l'article 16(13) du Règlement 2019/943.

(7) Le deuxième motif prévisible pour la demande de dérogation est le manque possible de potentiel de redispatching pour permettre à Elia de respecter l'exigence CEP70 sans mettre en péril la sécurité d'exploitation lorsque le réseau se trouve dans une situation d'indisponibilité :

a. Compte tenu du fait que le plan d'investissement dans le réseau belge prévoit des améliorations sur les corridors existants, on s'attend à ce que les situations d'indisponibilité de longue durée surviennent à une certaine fréquence, ce qui les rend donc prévisibles. Le calendrier de ces indisponibilités de longue durée peut être consulté sur la plateforme de transparence d'ENTSO-E (ENTSO-E Transparency Platform), tandis que leur impact sur le calcul de capacité est mis en évidence au travers du processus SPAIC dans la zone CWE.

b. Ces investissements sont nécessaires pour assurer que le réseau continue à remplir sa mission au vu du futur mix énergétique, et donc éviter les congestions structurelles à l'avenir.

c. Dans une situation d'indisponibilité, la capacité du réseau est réduite et les flux internes sur les éléments critiques de réseau restants augmentent par rapport à la situation de réseau sans indisponibilité.

d. Il peut arriver que le potentiel de redispatching interne disponible ne suffise pas pour répondre à l'exigence CEP70, alors qu'il faut faire face à la hausse de flux internes résultant de ces indisponibilités.

e. Le fait que les méthodologies SOGL 76 et CACM 35 ne soient pas encore en place empêche Elia de compter de manière structurelle sur les actions correctives transfrontalières. Les contrats de redispatching bilatéraux existants ne permettent pas une utilisation efficace en raison des procédures manuelles que cela implique et de la visibilité limitée quant à la disponibilité future du potentiel de redispatching.

f. La fréquence des demandes de dérogation en raison de situations d'indisponibilité devrait diminuer grâce à la mise en œuvre des méthodologies citées au paragraphe précédent, qui offriront plus de possibilités de redispatching structurel.

(8) Le troisième motif prévisible pour la demande de dérogation est le risque de sécurité d'exploitation causé, d'une part, par le développement de nouveaux processus visant à offrir des capacités plus élevées au marché et, d'autre part, par l'introduction de nouveaux outils permettant la mise en œuvre de cette demande de dérogation :

a. Concernant le risque lié aux nouveaux processus pour offrir des capacités plus élevées :

i. La mise en œuvre de l'exigence CEP70 devrait déboucher sur une augmentation de la capacité offerte au marché, ce qui pourrait nécessiter une application plus étendue des actions correctives, conformément à l'article 16(4) du Règlement 2019/943. L'expérience opérationnelle pour les processus impliquant l'application étendue d'actions correctives est actuellement limitée.

ii. La probabilité d'une application plus étendue d'actions correctives est plus élevée dans les États membres où aucun plan d'action n'est mis en œuvre, comme c'est le cas pour la Belgique.

iii. En général, l'effet global sur les capacités offertes au marché et sur l'étendue de l'application d'actions correctives ne peut être évalué que lorsqu'on connaît la situation dans tous les pays ayant une influence sur leurs réseaux mutuels. Dès le 1er janvier 2020, les plans d'action visés à l'article 15 du Règlement 2019/943 et les dérogations visées à l'article 16(9) du Règlement 2019/943 pourraient être appliquées par différents États membres. Elia n'a actuellement pas de vue sur l'application de ces mesures et/ou leur étendue. Elia n'est donc pas en mesure de garantir que ses opérateurs de réseau disposeront bel et bien de l'expérience pertinente et nécessaire pour assurer la sécurité d'exploitation à compter du 1er janvier 2020.

b. Concernant le risque lié aux nouveaux outils :

i. La présente demande de dérogation, qui applique une approche méthodologique détaillée à l'article 3, mène au besoin de développer des outils supplémentaires pour tenir en compte correctement l'effet des flux de boucle au-delà d'un niveau acceptable, conformément à l'article 4.

ii. Tandis que la mise en œuvre de ces nouveaux outils est toujours en cours au moment de la soumission de la présente demande de dérogation, le court laps de temps entre la publication du Règlement 2019/943 et l'entrée en vigueur de l'exigence CEP70, ainsi que les discussions liées à l'interprétation du règlement aux niveaux national, régional et européen, n'ont pas permis à Elia de beaucoup anticiper la mise en œuvre de ces outils. Par conséquent, les outils ne feront l'objet que d'une période de test très limitée de 4 à 6 semaines, durant lesquelles les opérateurs de réseau devront également être formés. Une période de test additionnelle de 3 mois est nécessaire pour acquérir l'expérience et stabiliser les outils et, partant, garantir la qualité et la stabilité des résultats, nécessaires à leur tour pour assurer la sécurité d'exploitation.

Afin de limiter les risques de sécurité d'exploitation identifiés, Elia demande une période de transition en vue de pouvoir créer une expérience pertinente des processus et de finaliser le test des outils. Durant cette période, une approche de « parallel run » externe sera appliquée, telle que décrite à l'article 5. Outre les raisons précitées, cette approche permet de donner aux acteurs du marché un aperçu quant à l'impact attendu de la mise en œuvre de l'exigence CEP70.

(9) La présente demande de dérogation est conforme au Règlement 2019/943, plus particulièrement à l'article 16(9), au vu des points suivants :

a. Les motifs pour la demande de dérogation sont prévisibles, tel qu'exposé dans les paragraphes 4 à 8.

b. La dérogation est requise pour garantir la sécurité d'exploitation, tel qu'exposé dans les paragraphes 4 à 8.

c. L'étendue de la dérogation est strictement limitée à ce qui est nécessaire :

   i. Étant donné les limitations causées par l'absence des méthodologies CACM et SOGL citées au paragraphe 4, le potentiel de redispatching structurellement disponible pour Elia sera utilisé pour réduire les flux internes trop élevés en Belgique. Ce n'est que si la sécurité d'exploitation ne peut pas être garantie dans cette situation (en raison d'un manque de potentiel de redispatching) que la capacité d'échange entre zones établie dans le processus de calcul de la capacité sera réduite.

   ii. L'approche méthodologique décrite à l'article 3 permet de faire des hypothèses le plus tard possible dans le processus de calcul de la capacité, c'est-à-dire en disposant des informations les plus précises sur la situation du réseau. Cette approche réduit l'étendue de la dérogation par rapport à une approche où des valeurs fixes auraient été directement définies et inclues dans la dérogation. L'approche méthodologique évite de sous-estimer ou de surestimer la nécessité réelle d'une dérogation. En effet, une approche avec valeurs fixes mènerait à des marges de sécurité inutiles, compte tenu de la variété des situations à envisager, de l'incertitude intrinsèque liée à l'exploitation du réseau et du manque de visibilité quant aux intentions des États membres voisins concernant leur approche pour la mise en œuvre de l'article 16 du Règlement 2019/943 et, potentiellement, de l'article 15 du même Règlement. Étant donné le fait que les flux de boucle sont par nature variables, une approche avec valeurs fixes aurait été significativement et structurellement inefficace.

d. La dérogation évite toute discrimination indue entre les échanges internes et entre zones : la somme des marges de fiabilité, des flux de boucle inférieurs à un niveau acceptable et des flux internes sur chaque CNEC reste sous la barre des 30 %, pour autant que la sécurité d'exploitation soit assurée. Cela garantit, même en présence de flux de boucle au-delà d'un seuil acceptable, que les flux internes repris dans le calcul de la capacité soient réduits afin d'éviter toute discrimination indue entre les échanges internes et entre zones.

(10) Les grandes lignes de cette approche ont été présentées aux acteurs du marché belge et aux autorités de régulation nationales de la région pour le calcul de la capacité CORE lors d'une réunion « implementation group ». Les commentaires soulevés ont été pris en compte lors de la rédaction de la présente demande.

ELIA SOUMET CI-DESSOUS UNE DEMANDE DE DEROGATION A LA MARGE MINIMALE A METTRE A DISPOSITION POUR LES ECHANGES ENTRE ZONES

Article 1. Objet et champ d'application

(1) La présente demande de dérogation est une demande d'Elia de déroger à la mise en œuvre de la marge minimale disponible pour les échanges entre zones telle qu'établie par l'article 16(8) et conformément à l'article 16(9) du Règlement 2019/943.

(2) La présente demande de dérogation se base sur trois raisons différentes de déroger à l'exigence CEP70 : (i) les flux de boucle supérieurs à un niveau acceptable, comme détaillé dans l'article 4 et justifié au paragraphe 6 des considérants, (ii) les indisponibilités, comme détaillé dans l'article 5 et justifié au paragraphe 7 des considérants, et (iii) l'introduction de nouveaux processus et outils, comme détaillé dans l'article 6 et justifié au paragraphe 8 des considérants.

(3) La marge minimale disponible pour les échanges entre zones, telle que définie par l'exigence CEP70 ou par la présente demande de dérogation, sera mise en œuvre tant que la sécurité d'exploitation peut être garantie. Tout écart sera signalé à la CREG, avec une justification de la raison pour laquelle l'écart était nécessaire en vue de garantir la sécurité d'exploitation.

(4) Endéans 6 mois suivant l'approbation de la présente demande de dérogation par la CREG, Elia établira un rapport détaillant la méthodologie et les projets qui apportent une solution de long terme au risque de sécurité d'exploitation visé par cette dérogation, en ce compris les éléments listés aux paragraphes 5(e) et 6(e) des considérants. Ce rapport sera soumis à la CREG et publié à l'attention des acteurs de marché, conformément aux dispositions de l'article 16(9), troisième paragraphe du Règlement 2019/943.

Article 2. Définitions and interprétation

(1) Les termes utilisés dans la présente demande de dérogation ont le sens des définitions reprises à l'article 2 du Règlement 2019/943, à l'article 2 du Règlement CACM, à l'article 2 de la CCM Core, à l'article 2 de la recommandation de l'ACER n° 01/2019 et l'« Approval Package » du couplage des marché fondé sur les flux de la zone Centre-Ouest Europe (ci-après : "CWE").

(2) Dans la présente demande de dérogation, sauf si le contexte nécessite un usage différent :

a. Le singulier indique le pluriel et réciproquement.

b. La table des matières, les titres et les exemples sont ajoutés pour la facilité de lecture uniquement et n'ont pas d'effet sur l'interprétation de cette demande de dérogation.

c. Toute référence à un texte de loi, règlement, directive, ordonnance, instrument, code ou tout autre acte juridique inclut les amendements, prolongations ou remises en vigueur intervenus après l'entrée en vigueur initiale de ces actes.

Article 3. Approche méthodologique pour la dérogation

(1) L'approche utilisée dans la présente demande de dérogation définit les principes et règles de calcul et inclut les formules mathématiques lorsqu'elles sont nécessaires. Ces principes et règles de calcul sont appliqués au processus de calcul de la capacité day-ahead tel qu'établi dans la zone de coordination CWE.

(2) Plus spécifiquement, la dérogation méthodologique se base sur les modèles de réseaux communs (24 au total, 1 pour chaque heure) repris dans le processus de calcul de la capacité day-ahead dans la zone CWE et applique les principes suivants :

a. Durant la phase de qualification, les flux de boucle sont calculés et la marge minimale disponible pour les échanges entre zones est appliquée aux CNEC belges, selon les règles de calcul exposés dans l'article 4. Pour lever toute ambigüité, si les flux de boucle sont inférieurs au niveau acceptable défini au paragraphe 2 de l'article 4, la marge minimale reste égale à 70 %.

b. Durant la phase de vérification, la sécurité d'exploitation est évaluée. Cela implique la détection de la congestion et la possibilité d'atténuer cette congestion via l'application d'actions correctives, non coûteuses et coûteuses.

c. Tant que la sécurité d'exploitation peut être garantie, la marge minimale résultant de la phase de qualification est conservée comme résultat de la phase de vérification. Dans le cas contraire, la marge minimale est réduite à un niveau garantissant la sécurité d'exploitation.

Article 4. Flux de boucle

(1) L'application de cette dérogation pour les flux de boucle supérieurs à un niveau acceptable impliquent les étapes suivantes :

a. Étape 1 : définir le niveau acceptable de flux de boucle LF_{accept} par CNEC, comme détaillé plus avant au paragraphe 2.

b. Étape 2 : calculer les flux de boucle LF_{calc} par CNEC, comme détaillé plus avant au paragraphe 3.

c. Étape 3 : définir le paramètre *minRAM* en tenant compte des résultats des étapes précédentes, comme détaillé plus avant au paragraphe 4.

(2) L'article 16(8) du Règlement 2019/943 prescrit que le montant maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes pour chaque CNEC. Cette dérogation définit le niveau acceptable de flux de boucle (LF_{accept}) pour les différent types d'éléments critiques de la manière suivante :

a. Éléments critiques de réseau transfrontaliers : le niveau acceptable de flux de boucle est égal à la différence entre 30% et les marges de fiabilité de ces éléments.

b. Éléments critiques de réseau internes : un choix doit être fait pour déterminer comment diviser la capacité entre les flux de boucles et les flux internes. Cette demande de dérogation considère que le niveau acceptable de flux de boucle est égal à la moitié de la différence entre 30% et les marges de fiabilité de ces éléments. La deuxième moitié est utilisée par les flux internes.

(3) Les flux de boucle LF_{calc} sont calculés dans le processus de calcul de capacité day-ahead de la manière suivante :

a. Le modèle de réseau commun, enrichi des actions correctives coordonnées appliquées préventivement, telles qu'établies durant la phase de qualification, est utilisé.

b. Le modèle de réseau sans échanges est obtenu en décalant les positions nettes du modèle de réseau commun :

$$F_{0,all} = F_{ref} - \mathbf{PTDF}_{all}\,\overrightarrow{NP}_{ref,all}$$

Avec :

i. $F_{0,all}$: flux dérivant du modèle de réseau commun sans échanges, c'est à dire une situation sans aucun échange commercial entre les zones de dépôt des offres de l'Europe continentale et avec les zones de dépôts des offres des autres zones synchrones.

ii. F_{ref} : flux par élément critique du réseau dans le CGM.

iii. $PTDF_{all}$: matrice "power transfer distribution factor" pour toutes les zones de dépôts d'offres en Europe continentale et pour tous les éléments critiques de réseau.

iv. $NP_{ref,all}$: positions nettes totales par zone de dépôt des offres en Europe continentale inclues dans le CGM.

c. Une méthodologie de décomposition des flux est appliquée pour dériver les flux de boucle sur chaque CNEC. Jusqu'à ce qu'une méthodologie de décomposition des flux soit approuvée dans la région CORE, l'approche de décomposition des flux suivantes sera appliquée :

i. Élément de réseau critiques transfrontaliers: comme il n'y a pas de flux internes, $F_{0,all}$ définit directement les flux de boucle.

ii. Éléments critiques de réseau internes : une décomposition des flux est nécessaire étant donné que $F_{0,all}$ consiste en des flux internes et des flux de boucle. Pour séparer les flux internes et les flux de boucle, les injections nodales positives et négatives sont considérées dans le modèle de réseau sans échange. Un principe de mélange parfait[1] est utilisé afin d'allouer de manière univoque les flux aux injections.

d. Pour un CNEC donné, LF_{calc} est égal aux flux de boucle calculés suivant le paragraphe c et divisé par le flux de puissance admissible maximum (F_{max}).

(4) La marge minimum disponible pour les flux résultant des échanges entre zones est alors égale à:

$$minRAM = 70\%^{2} - max\left(0; LF_{calc} - LF_{accept}\right)$$

---

[1] Initialement introduit dans "*J. Bialek, D. B. Tam, Tracing the generators' output, in International Conference on Opportunities and Advances in International Electric Power Generation (Conf. Publ. No. 419), Durham, UK, March 1996*"

[2] 70% est la marge disponible pour tous les échanges entre zones (MACZT), c'est à dire les échanges internes à la zone CWE (MCCC) ainsi que les échanges sur les frontières externes à la zone CWE (MNCC).

Article 5. Indisponibilités

(1) En principe, même lorsque le réseau est en situation d'indisponibilité du fait qu'un ou plusieurs de ses éléments critiques de réseau internes sont indisponibles, Elia tâchera d'appliquer la même marge minimale dans le calcul de la capacité conformément à l'article 4, en ayant recours, si nécessaire, à des actions correctives non coûteuses et coûteuses.

(2) Si la sécurité d'exploitation ne peut être garantie en raison de l'absence ou l'insuffisance d'actions correctives non-coûteuses et coûteuses, la marge minimale, telle que définie à l'article 4, sera réduite à un niveau qui garantit la sécurité d'exploitation.

(3) Lors du signalement de l'écart conformément au paragraphe 3 de l'article 1, et en cas de situation d'indisponibilité, Elia indiquera dans la notification à la CREG si la marge minimale définie conformément à l'article 4 aurait été atteinte dans le cas où il n'y aurait pas eu d'indisponibilité(s).

Article 6. Nouveaux processus et outils

(1) Un parallel run sera appliqué pour le processus de calcul de capacité day-ahead dans la zone CWE, ce qui entraînera les conséquences suivantes :

a. Elia exécutera les nouveaux processus et les outils locaux pour le calcul de la marge minimale sur ses CNEC conformément à l'exigence CEP70 et à la présente demande de dérogation.

b. Le processus de calcul de la capacité est appliqué à cet ensemble de données d'Elia, combiné à celui des autres GRT de la zone CWE :

i. Pour les GRT qui appliqueraient également un parallel run, l'ensemble de données spécifique au parallel run sera utilisé, ce qui permettra, via le parallel run, de tester l'effet combiné de la mise en œuvre de l'exigence CEP70.

ii. Pour les GRT qui n'appliquent pas de parallel run, l'ensemble de données fourni pour le processus opérationnel day-ahead fondé sur les flux dans la zone CWE sera pris comme base.

c. Les résultats du parallel run seront publiés.

(2) Lors du parallel run, Elia continuera à appliquer la méthodologie et les pratiques actuellement approuvées dans la région CWE pour le calcul de capacité day-ahead dans la zone CWE. Pour lever toute ambigüité, la méthodologie actuellement utilisée dans la région CWE inclut la fourniture, sur les CNEC belges, d'une marge minimale de 20 % pour les échanges entre zones au sein de la région CWE.

Article 7. Étendue et durée de la dérogation

(1) La présente demande de dérogation s'applique à tous les CNEC belges participant au processus de calcul de la capacité day-ahead dans la zone CWE, donc respectant le seuil PTDF applicable.

(2) La demande de dérogation relative aux flux de boucle conformément à l'article 4 et aux indisponibilités conformément à l'article 5 est introduite pour une durée d'un an à compter du 1er janvier 2020. La demande de dérogation relative au parallel run conformément à l'article 6 est introduite pour une durée de 3 mois à compter du 1er janvier 2020.