

Décision

(B)1747
24 mai 2018

Décision relative à la proposition de la SA Elia System Operator concernant les règles organisant le transfert d'énergie

Article 19*bis*, §2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
1. INTRODUCTION	3
2. CADRE LEGAL	3
3. ANTECEDENTS	4
4. CONSULTATION	4
5. CONCERTATION	4
6. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	5
6.1. Définitions	5
6.2. Champ d'application.....	5
6.3. Phasage.....	5
6.4. Rôles et responsabilités.....	6
6.4.1. Rôle et responsabilités du FSP.....	6
6.4.2. Rôle et responsabilités du fournisseur	7
6.4.3. Rôle et responsabilités du gestionnaire du réseau de transport	7
6.4.4. Rôles et responsabilités du GRFD et du gestionnaire du réseau de distribution.....	7
6.5. Situations de marché.....	8
6.6. Courbe de référence ou baseline	9
6.6.1. Généralités	9
6.7. Données de mesure.....	9
6.7.1. Détermination du prélèvement net moyen calculé sur une base annuelle	9
6.7.2. Exigences générales.....	10
6.8. Principes pour le calcul du volume de flexibilité fourni	10
6.9. Pénalités	10
6.10. Notification.....	11
6.11. Principes d'échange de données pour le règlement du déséquilibre et la compensation financière.....	11
6.12. Remarque relative à la forme.....	12
7. DECISION	12
ANNEXE 1.A	14
ANNEXE 1.B	14
ANNEXE 2.....	14

1. INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la demande d'approbation de la proposition de règles organisant le transfert d'énergie introduite le 16 avril 2018 par Elia System Operator S.A. (ci-après : « Elia »).

Outre la table des matières et l'introduction, la présente décision comporte 7 parties :

- 1) la première partie contient la table des matières ;
- 2) la deuxième partie contient le cadre légal sur lequel la CREG se base pour établir cette décision ;
- 3) les antécédents sont décrits dans la troisième partie ;
- 4) la quatrième partie a trait au processus de consultation ;
- 5) le processus de concertation prévu par l'article 19*bis*, §2, de la loi électricité fait l'objet de la cinquième partie ;
- 6) dans la sixième partie, la CREG analyse la proposition de règles organisant le transfert d'énergie ;
- 7) la septième partie contient la décision proprement dite.

Le comité de direction de la CREG a adopté cette décision lors de sa réunion du 24 mai 2018.

2. CADRE LEGAL

1. Le 13 juillet 2017 a été promulguée une loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité.

Cette loi vise notamment l'établissement d'un cadre légal pour organiser le transfert d'énergie, entendu comme toute « *activation de flexibilité de la demande impliquant un fournisseur et un opérateur de service de flexibilité ayant un responsable d'équilibre distinct et/ou un opérateur de service de flexibilité distinct du fournisseur* ». Les principes repris dans cette loi s'inspirent largement du modèle proposé par la CREG dans son étude 1459¹.

2. L'art. 19*bis*, § 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « loi électricité ») confie désormais à la CREG la compétence d'approuver, après concertation avec les autorités régionales compétentes, les règles organisant le transfert d'énergie par l'intermédiaire d'un opérateur de service de flexibilité proposées par le gestionnaire du réseau après consultation des acteurs du marché.

¹ Etude (F)160122-CDC-1459 sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique, 22 janvier 2016

3. ANTECEDENTS

3. Avant de soumettre sa proposition de règles à la CREG pour approbation, Elia a organisé deux consultations publiques, une première, du 13 novembre au 8 décembre 2017 et une seconde relative aux adaptations apportées dans le cadre de la décision 1677² de la CREG qui s'est déroulée du 26 mars au 9 avril 2018. Deux rapports de consultation ont été établis et des adaptations ont été apportées par Elia à son projet de règles pour tenir compte des remarques des acteurs du marché.

4. Le Comité de direction de la CREG a pris, le 26 avril 2018 un projet de décision de rejet de la proposition de règles organisant le transfert d'énergie soumise par Elia le 16 avril 2018.

4. CONSULTATION

5. La CREG observe que la proposition d'Elia a fait l'objet d'une double consultation publique et que dans les deux cas, la consultation a été effective, au sens de l'article 40, alinéa 3, du règlement d'ordre intérieur de la CREG.

Conformément à l'article 40, alinéa 1^{er}, 2^o, du règlement d'ordre intérieur, il n'y avait donc pas lieu d'organiser une consultation publique sur le projet de décision de la CREG.

Conformément à l'article 40, alinéa 2, du règlement d'ordre intérieur, le projet de décision a été, compte tenu notamment de sa conclusion, communiqué à Elia afin de recueillir ses observations. Celles-ci lui ont été transmises le 9 mai 2018 et figure en annexe 2 de la présente décision.

5. CONCERTATION

6. Conformément à l'art. 19bis, § 2, de la loi électricité, le projet de décision de la CREG ainsi que la proposition d'Elia ont fait l'objet d'une concertation entre le comité de direction de la CREG et les représentants dûment mandatés des autorités régionales désignées par les Ministres régionaux de l'Énergie comme compétentes pour traiter de cette matière. Cette concertation a eu lieu le 8 mai 2018. Le procès-verbal de cette réunion signé par toutes les parties ainsi que les commentaires écrits transmis par les autorités régionales dans le cadre de cette concertation figurent en annexe 1 de la présente décision.

² Décision portant exécution de l'article 19bis, §§ 3 à 5, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue de rendre possible le transfert d'énergie, 15 mars 2018

6. ANALYSE DE LA PROPOSITION

Chaque sujet est analysé et commenté ci-dessous suivant la structure de la proposition.

L'analyse tient compte des résultats de la concertation avec les autorités régionales ainsi que des arguments développés par Elia en réponse à sa consultation sur le projet de décision.

6.1. DÉFINITIONS

7. La définition du terme 'point de livraison' est trop restrictive dans la mesure où elle exclut tous les points non raccordés à un compteur non mis en place par le gestionnaire du réseau de transport. Cette définition doit être élargie pour inclure tous les points équipés d'un compteur ou d'un sous-compteur répondant à certains critères techniques quelle que soit l'identité de son installateur.

8. La définition du terme 'Volume commandé ou Volume de flexibilité commandé' se réfère à la gestion de la congestion, qui n'est pas incluse par la loi électricité dans le champ d'application des règles organisant le transfert d'énergie, alors qu'elle ne mentionne pas les marchés à un jour et intra-journalier auxquels les règles sont applicables. Il convient de corriger cet état de fait en adaptant la définition. Il convient également, à partir du moment où la définition cite les marchés dans lesquels les règles sont applicables, d'exclure du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires le marché de l'activation du réglage primaire de la fréquence.

9. La formulation de la version française de la définition de 'Déclaration FSP-utilisateur du réseau' mériterait d'être clarifiée.

6.2. CHAMP D'APPLICATION

10. Par souci de clarté, la deuxième puce devrait se référer explicitement à la section dans laquelle le calcul du prélèvement net est décrit.

11. A l'issue de la concertation, la CREG demande à Elia :

- de préciser au point 4 de sa proposition quelles conditions les clients doivent remplir pour pouvoir participer au marché des offres libres de réserve tertiaire (*bidladder*),
- lors de chaque phase d'extension du ToE, de préciser les clients visés, la clarté devra particulièrement être faite pour ce qui concerne les clients des GRD connectés aux réseaux de la basse tension.

6.3. PHASAGE

12. La CREG constate que le phasage proposé par Elia ne porte que sur la réalisation d'études de faisabilité. Elle estime donc que les dispositions légales en la matière ne sont pas respectées dans la mesure où l'art. 19*bis*, §2, 4° vise le phasage de la mise en œuvre.

Par ailleurs, la CREG constate qu'Elia, dans son rapport de consultation de février 2018 fournit davantage d'indications sur le timing de mise en œuvre du transfert d'énergie sur le marché de la puissance de réglage tertiaire réservée provenant d'unités non-CIPU (4^e trimestre de 2018) et pour la réserve stratégique (hiver 2018/2019, soit le 1^{er} novembre 2018). Ces dates devraient être clairement mentionnées dans le tableau.

Pour ce qui concerne le marché de l'aFRR, sous réserve de conclusions positives, la CREG estime qu'Elia devrait s'engager sur une date de mise en œuvre.

Pour ce qui concerne les marchés intra-journalier et à un jour, la CREG ne voit pas la nécessité d'attendre 2020 pour réaliser une étude de faisabilité, particulièrement tenant compte des demandes de plusieurs acteurs du marché pour accélérer le processus de mise en œuvre.

Par ailleurs, la CREG constate que d'autres pays ont mis en place le transfert d'énergie sur ces marchés.

La CREG demande donc à Elia de revoir le phasage proposé en mentionnant des dates de mises en œuvre lorsque celles-ci ont été annoncées, de proposer une date de mise en œuvre sur le marché de la réserve secondaire (subordonné à la conclusion positive de l'étude en cours). Elle est par ailleurs interpellée par la durée de mise en œuvre du phasage mentionné dans la loi électricité. Elle demande donc à Elia de voir dans quelle mesure il serait possible d'arriver à une mise en œuvre éventuelle de l'extension aux marchés intra-journalier et à un jour dans le courant de l'année 2020.

Enfin, la CREG demande de clarifier l'alinéa précédent le tableau, non compréhensible en français.

6.4. RÔLES ET RESPONSABILITÉS

6.4.1. Rôle et responsabilités du FSP

13. Il serait préférable de mentionner dans la troisième puce ce que la déclaration FSP-utilisateur de réseau doit contenir et non ce que la preuve doit contenir.

14. Parmi les éléments à joindre figure dans la troisième sous-puce une définition de la 'puissance de référence' d'un point de livraison comme étant la puissance maximum activable à la hausse et/ou à la baisse à ce point de livraison. La CREG s'étonne de la signification donnée à ce terme, alors que dans la décision (B)1677 de la CREG du 15 mars 2018³, le terme 'courbe de référence' désigne la traduction du mot *baseline* en français. 'Puissance de référence' désigne également la *baseline* dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires⁴. L'emploi de deux termes très proches pour désigner des éléments complètement différents peut prêter à confusion. La CREG suggère de modifier la dénomination donnée dans les règles à cette puissance maximum.

La quatrième sous-puce mentionne une déclaration concernant l'existence d'un contrat valorisant l'écart entre la nomination et la position réelle. Etant donné qu'un tel contrat n'existera pas toujours, il serait utile de revoir la formulation de la façon suivante : 'le cas échéant, une déclaration...'

Dans la même sous-puce, la CREG s'interroge sur les signataires du contrat à valorisation d'écart ; les règles le mentionnent comme étant signé par le client final et le FSP. Il semble plutôt que cela devrait être un contrat entre le client final et son fournisseur. Si c'est le cas, la formulation doit être corrigée.

Dans la cinquième sous-puce, la CREG demande de préciser la notion de prix de transfert par défaut en ajoutant en fin de phrase : formule de prix de transfert par défaut 'telle qu'établie par la Commission en application de l'art. 19bis, § 3 - 5 de la loi électricité'.

³ Décision (B)1677 du 15 mars 2018 portant exécution de l'article 19bis, §§ 3 à 5, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue de rendre possible le transfert d'énergie.

⁴ Voir par exemple les sous-sections 8.5.3 et 8.7.3 de ces règles sur le site web d'Elia.

Dans la sixième sous-puce, il serait nécessaire de mentionner le type de document à fournir par le FSP pour qu'il puisse prouver qu'il a préqualifié les points de livraison.

6.4.2. Rôle et responsabilités du fournisseur

15. La CREG demande à Elia de clarifier la signification de la première puce, eu égard notamment à la présence de la troisième puce.

16. La deuxième puce devrait être complétée en mentionnant que le fournisseur doit non seulement mentionner les dates de début et de fin du contrat, mais également les points de fourniture concernés.

17. La quatrième puce n'est pas relative aux rôles et responsabilités du fournisseur. La CREG demande donc de le supprimer et de compléter la troisième puce en ajoutant : en fin de phrase formule de prix de transfert par défaut 'telle qu'établie par la Commission en application de l'art. 19bis, § 3 - 5 de la loi électricité'.

6.4.3. Rôle et responsabilités du gestionnaire du réseau de transport

18. Le rôle du gestionnaire du réseau de transport dans la gestion des données de flexibilité et dans la communication des données nécessaires au transfert d'énergie doit être mentionné.

Il existe d'autres aspects du rôle et des responsabilités du gestionnaire du réseau de transport que celles décrites dans l'article 19ter, §1, de la loi électricité, notamment celles qui résultent de l'article 19bis, §2, alinéa 4, 1° à 3°, de la loi électricité et celles lui sont confiées par la décision (B)1677 de la CREG citée précédemment. Il conviendrait de le mentionner ou d'y faire référence dans les règles.

19. Dans la deuxième puce, il conviendrait d'ajouter une référence à l'article 10.2 des règles décrivant la détermination du prélèvement net moyen calculé sur base annuelle.

20. A l'issue de la concertation, la CREG demande à Elia de reformuler la proposition :

- en mentionnant que les ToE rules ne portent pas préjudice aux règles adoptées en application de l'article 19ter, § 2, de la loi électricité ;
- en évitant, quand ce n'est pas nécessaire, de mentionner l'acteur qui doit réaliser les tâches ;
- en supprimant, dans la seconde puce du point 7.3 la référence au gestionnaire du réseau de transport ;
- en complétant dans ce même point la liste des tâches à réaliser, formulées de façon succincte (établir un tableau de correspondance, communiquer des volumes agrégés au FSP et au fournisseur,...) en enlevant la référence à l'entité chargée d'accomplir la tâche.

6.4.4. Rôles et responsabilités du GRFD et du gestionnaire du réseau de distribution

21. Dans le titre, une abréviation 'GRFD' non décrite est utilisée, alors qu'aucune abréviation ne l'est pour désigner le gestionnaire du réseau de distribution.

Dans son projet de décision la CREG indiquait :

'22 Dans la première puce, il est mentionné que les gestionnaires de réseau fermé de distribution et du réseau de distribution doivent mettre à disposition des informations, sans préciser à disposition de qui ils doivent le faire.

23 La seconde puce manque de précision sur ce qui doit être réellement fait. En outre, la loi électricité ne mentionne pas (du moins pour ce qui concerne le gestionnaire du réseau de distribution) qu'ils réfléchissent mais qu'ils s'accordent, ce qui est fort différent. La CREG demande d'adapter cet alinéa en précisant les rôles et responsabilités de chaque partie résultant de cet accord.'

En réponse à la consultation, Elia indique que l'accord passé entre Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution en ce qui concerne l'échange de données relatives au transfert d'énergie concernent la mise en œuvre de l'art. 19ter, §2 de la loi électricité et estime qu'il n'est pas souhaitable de reprendre dans les règles organisant le transfert d'énergie les détails opérationnels de ces échanges d'informations qui n'ont par ailleurs que peu de valeur ajoutée pour les acteurs du marché.

La CREG accepte cette argumentation et annule les deux demandes ci-dessus.

22. A l'issue de la concertation, la CREG demande à Elia de supprimer le point 7.4. de sa proposition pour ce qui concerne les GRD. La CREG estime qu'il n'y a pas de rôle à accorder aux GRD dans le cadre des ToE rules en tant que gestionnaires de réseaux, mais qu'en fonction des législations régionales, un rôle peut leur être attribué pour ce qui concerne la gestion des données. Si nécessaire, la CREG demande que la proposition d'Elia fasse plutôt référence aux « personnes qui sont chargées par les autorités régionales compétentes de la gestion des données de flexibilité et des données de comptage et de sous-comptage des clients finals ».

6.5. SITUATIONS DE MARCHÉ

23. Dans son projet de décision, la CREG indiquait :

« Dans la première puce du deuxième alinéa du titre 8.2 (« Exceptions »), il est fait mention du calcul du volume de flexibilité fourni, comme dans le cas du transfert d'énergie. Etant donné qu'il s'agit des exceptions impliquant que les acteurs de marché concernés par les rôles de FSP, de fournisseur et de leurs deux BRP respectifs soit sont une même entité commerciale, soit ont conclu un accord entre eux, le calcul de ce volume relève de leur responsabilité. La CREG suggère donc à Elia de l'enlever des règles, sauf à le motiver. »

En réponse à la consultation, Elia explique que ce calcul est nécessaire pour pouvoir corriger correctement le périmètre d'équilibre du BRPsource pour les seuls points de l'offre soumis au transfert d'énergie. Elia explique que l'assymetric imbalance adjustment⁵ se fait au niveau du bid et que ce calcul est nécessaire en cas d'overdelivery⁶.

La CREG n'accepte pas cette argumentation dans la mesure où le contrôle de l'activation est réalisé dans le cadre de l'achat de la flexibilité par Elia et/ou la correction du périmètre d'équilibre du BRPsource ne se fait que pour les points de livraison auxquels s'applique le transfert d'énergie. Ainsi, le calcul du volume de flexibilité fourni, s'appliquant à tous les points de livraison concernés, que le ToE y soit d'application ou non, est réalisé dans le cadre de l'achat de flexibilité par Elia et non dans celui du ToE. La CREG demande donc à Elia d'enlever cette règle.

⁵ Ajustement asymétrique du déséquilibre

⁶ Fourniture excédentaire par rapport au volume commandé

6.6. COURBE DE RÉFÉRENCE OU BASELINE

6.6.1. Généralités

24. Le second alinéa de la sous-section 9.1 mérite d'être clarifié, notamment en ce qui concerne la référence à la *baseline*, et en ce qui concerne le produit visé.

25. Dans la sous-section 9.2, il conviendrait de préciser les points suivants :

- l'élément dont la valeur quart horaire doit être utilisée comme *baseline*,
- la manière d'identifier le quart d'heure de la demande d'activation, en spécifiant notamment s'il s'agit du quart d'heure pendant lequel l'ordre d'activation a été donné ou du premier quart d'heure de l'activation,
- la valeur de la *baseline* lorsque l'activation dure plusieurs quarts d'heure.

6.7. DONNÉES DE MESURE

26. Dans son projet de décision, la CREG observait que

'Les échanges d'information et de données entre le gestionnaire du réseau de transport et d'une part, les gestionnaires de réseau de distribution, et d'autre part les gestionnaires de réseau fermé de distribution ne sont décrits nulle part. Ils font cependant partie intégrante des échanges d'informations et de données nécessaires à la mise en œuvre du transfert d'énergie mentionnées dans l'article 19bis, §2, alinéa 4, 3°, de la loi électricité.'

En réponse à la consultation, Elia indique que ces échanges d'informations ainsi que l'accord passé entre Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution en ce qui concerne l'échange de données relatives au transfert d'énergie concernent la mise en œuvre de l'art. 19ter, §2 de la loi électricité et estime qu'il n'est pas souhaitable de reprendre dans les règles organisant le transfert d'énergie les détails opérationnels de ces échanges d'informations qui n'ont par ailleurs que peu de valeur ajoutée pour les acteurs du marché.

La CREG accepte cette argumentation et retire sa demande d'adaptation.

6.7.1. Détermination du prélèvement net moyen calculé sur une base annuelle

27. Dans le premier alinéa, il conviendrait de préciser que le prélèvement net moyen calculé est celui du point de livraison.

Le deuxième alinéa mentionne la nécessité pour le FSP de motiver son explication au gestionnaire du réseau de transport. La CREG estime que la décision résultant de l'évaluation faite par celui-ci doit également être motivée.

Le troisième alinéa vise les situations de manque de données de mesure. La CREG estime que ce vocable est trop général et mériterait d'être précisé, notamment en excluant les situations où ce manque est structurel. Un tel manque structurel ne permet pas d'évaluer quantitativement le volume fourni et constitue une situation dans laquelle un transfert d'énergie ne peut être admis. Par ailleurs, à partir du moment où l'évaluation est qualitative, il convient de définir au moins les critères auxquels elle doit répondre, afin d'éviter toute discrimination.

A l'issue de la concertation, la CREG demande en outre à Elia de mentionner que ces tâches sont réalisées dans le respect des dispositions de l'art. 19ter, §2 de la loi électricité.

6.7.2. Exigences générales

28. Différents liens vers d'autres documents y sont mentionnés. Les liens devraient être adaptés dans la version française pour référer aux documents en français.

29. A l'issue de la concertation, la CREG demande à Elia :

- de limiter le premier alinéa aux points raccordés au réseau d'Elia et d'indiquer qu'en tout état de cause, cela ne porte pas préjudice aux règles adoptées en application de l'article 19ter, § 2, de la loi électricité,
- de formuler le deuxième alinéa de la manière suivante : « Les modalités de placement et de gestion des sous-compteurs (facilitant le marché de l'énergie) dans les réseaux de distribution suivent les dispositions des règlements techniques régionaux ou autre réglementation régionale, si d'application»

6.8. PRINCIPES POUR LE CALCUL DU VOLUME DE FLEXIBILITE FOURNI

30. Le premier alinéa de la sous-section 11.1 fait référence de manière erronée à la section 4. Cette référence devrait être adaptée.

Le second alinéa est répété dans le second alinéa de la sous-section 11.2. Sauf motivation, un des deux alinéas devrait être supprimé.

Il serait également nécessaire de préciser que les données de mesure quart-horaires utilisées sont des données validées.

6.9. PÉNALITÉS

31. Pour la clarté du texte, l'ensemble des pénalités devraient être reprises sous la section 13 des règles organisant le transfert d'énergie, or la sanction en cas de non information au sujet d'une activation est mentionnée dans la section 14.

32. Par ailleurs, la sanction prévue dans la section 14 ne couvre que l'information à transmettre par le FSP à Elia dans les 3 minutes après la fin de l'activation. Ce mécanisme de pénalité s'avère incomplet, dans la mesure où il ne couvre pas l'obligation d'information qui doit avoir lieu dans les 3 minutes suivant le début de l'activation. La CREG demande donc au gestionnaire du réseau de prévoir un régime de sanction qui couvre les deux obligations de notification.

En réponse à la consultation, Elia indique qu'une telle pénalité peut être prévue et propose de l'inclure dans la prochaine version des règles organisant le transfert d'énergie après avoir consulté les acteurs du marché.

La CREG accepte cette façon de procéder.

6.10. NOTIFICATION

33. Il n'est décrit nulle part quand le gestionnaire du réseau de transport notifie au FSP l'information sur le volume commandé et la période d'activation. La CREG demande à Elia d'ajouter cet élément, en précisant au moins le moment au plus tard avant le début de la période d'activation où cette notification doit être envoyée, ainsi que le contenu de la notification.

34. Le premier alinéa de la sous-section 14.1 exempte le gestionnaire du réseau de transport d'informer l'ARPSource si celui-ci est informé par le FSP. La CREG considère que cette information doit toujours être transmise par le gestionnaire du réseau de transport dans les cas impliquant un transfert d'énergie.

35. Dans la sous-section 14.1 et ses références, il est proposé d'envoyer à l'ARPSource le volume de flexibilité commandé au plus tôt après la première notification du FSP au gestionnaire du réseau de transport, c'est-à-dire 3 minutes après le début de l'activation.

La CREG considère que l'ARPSource devrait être informé du mieux possible de l'activation qui va avoir lieu dans son portefeuille, en tout cas avant le début de la période d'activation. Cela nécessite que le FSP notifie au moins la liste des points activés au gestionnaire du réseau de transport entre la notification de l'activation au FSP et le début de la période d'activation. La proposition ne permet pas de respecter ce timing et doit donc être adaptée.

Afin de rester en cohérence avec la décision (B)1741 de la CREG du 19 avril 2018⁷, la CREG demande à Elia d'aligner les présentes règles avec les conditions générales du contrat de responsable d'accès lorsque celles-ci auront été adaptées en réponse aux paragraphes 20 et 21 de la décision (B)1741 précitée de la CREG.

6.11. PRINCIPES D'ÉCHANGE DE DONNÉES POUR LE RÉGLEMENT DU DÉSÉQUILIBRE ET LA COMPENSATION FINANCIÈRE

36. La seconde puce de la sous-section 15.1 précise le traitement des données en cas de contrat valorisant l'écart entre la nomination et la position réelle. Il conviendrait de préciser si ces données sont retirées de celles relatives au portefeuille de l'ARPSource concerné ou si elles y restent incluses. Cette précision a un impact sur plusieurs sous-sections de la section 15.

De plus, l'information individuelle devrait être donnée au fournisseur par point de fourniture et non par point de livraison, conformément à la décision (B)1677 de la CREG.

37. Dans les sous-sections 15.2, 15.3 et 15.4, le gestionnaire du réseau se réfère au mois au cours duquel les données de mesure sont collectées pour déterminer le moment de la fourniture des données. La CREG estime que la référence au mois pendant lequel l'activation de la flexibilité a eu lieu serait plus précise.

38. Dans la sous-section 15.3, il devrait être précisé que les données fournies sont des données validées comme cela est fait dans la sous-section 15.4.

⁷ Décision (B)1741 du 19 avril 2018 sur les modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès proposées par le gestionnaire du réseau

39. Dans la sous-section 15.3.1, il est fait référence au volume de flexibilité fourni à la hausse ou à la baisse sur base quart-horaire. La CREG estime que ces deux volumes (à la hausse et à la baisse) doivent être mis à disposition, et séparément.

40. Dans la sous-section 15.5, il conviendrait de spécifier que les données concernées sont fournies à la Commission par point de prélèvement. Le gestionnaire du réseau de transport accompagnera ces données quart-horaires d'une première table reprenant pour chaque point de prélèvement, l'ARP/BRP, le fournisseur, le FSP et le gestionnaire du réseau auquel est connecté le site dans lequel est situé ce point, ainsi que d'une seconde table associant à chaque FSP son responsable d'équilibre.

Le gestionnaire du réseau ajoutera les données par activation reprenant le FSP concerné, les heures de début et de fin de l'activation, ainsi que les volumes commandé et fourni.

6.12. REMARQUE RELATIVE À LA FORME

41. La version française du document nécessiterait une relecture pour améliorer la formulation de certains passages.

7. DECISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, notamment l'article 19*bis*, § 2.

Vu la proposition « Règles organisant le Transfert d'énergie – Entrée en vigueur 01/06/2018 » transmise par la s.a. Elia System Operator par la lettre du 16 avril 2018.

Considérant les consultations publiques organisées par la s.a. Elia System Operator d'une part entre le 13 novembre et le 8 décembre 2017, et d'autre part entre le 26 mars et le 9 avril 2018.

Considérant la description du cadre légal reprise au titre de la présente décision.

Considérant que la s.a. Elia System Operator a introduit sa proposition pour approbation.

Considérant que cette approbation fait l'objet de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre 6 de la présente décision.

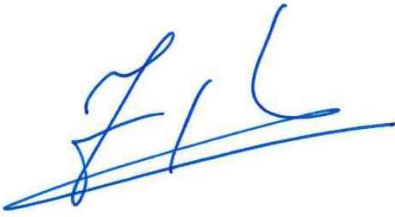
Considérant qu'Elia en réponse à la consultation accepte de se conformer, sur une grande majorité de points, au projet de décision de la CREG et que la CREG juge l'argumentation d'Elia recevable pour ce qui concerne les points résiduels.

Considérant qu'Elia a marqué de façon informelle son accord pour apporter les adaptations additionnelles demandées à l'issue de la concertation.

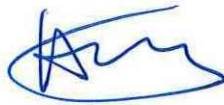
Considérant que les modifications à apporter à la proposition de règles organisant le transfert d'énergie n'apportent pas de modification de fond qui nécessiterait une nouvelle consultation publique.

La CREG décide d'approuver la proposition de la s.a. Elia System Operator dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 19bis, § 2, de la loi électricité sous réserve qu'Elia adapte ces règles en tenant pleinement compte des remarques formulées par la CREG aux paragraphes 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 24, 26, 27, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42 et 43 ci-dessus.


Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Laurent JACQUET
Directeur



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1.A

Procès-verbal de la réunion de concertation entre la CREG et les autorités régionales compétentes prévue à l'art. 19bis, §2 de la loi électricité

ANNEXE 1.B

Commentaires des autorités régionales compétentes :

- **VREG**
- **BRUGEL**
- **CWaPE**

ANNEXE 2

Réponse d'Elia System Operator à la consultation