

Avis

(A)2030

6 décembre 2019

Avis relatif au projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, transmis par Elia le 22 novembre 2019

Article 7*undecies*, § 2, alinéa 1^{er}, 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
INTRODUCTION	3
1. Réserve generale	3
2. Cadre légal	4
2.1. Cadre légal belge	4
2.2. Cadre légal européen	6
3. Antécédents	8
4. Objections principales à la proposition	10
4.1. Exécution insuffisante de l'article 7undecies, § 2.....	10
4.2. Méconnaissance du Règlement électricité	11
4.3. Méconnaissance du niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par la loi	13
4.4. Défaut partiel de base légale.....	14
5. Commentaire systématique	15
5.1. Intitulé	15
5.2. Rapport au Roi.....	15
5.3. Article 2	16
5.4. Article 3	18
5.5. Article 4	18
5.6. Article 5	19
5.7. Article 6	19
5.8. Article 7	20
5.9. Article 8	21
5.10. Article 9.....	21
5.11. Article 10	21
5.12. Article 11	21
5.13. Article 12	22
5.14. Article 13	22
5.15. Article 14	22
5.16. Article 15	23
5.17. Article 17	23
5.18. Article 18	24
5.19. Article 19	25
6. Conclusion	25
ANNEXE 1.....	26

INTRODUCTION

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) formule, par le présent document, un avis sur un projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (ci-après, la « proposition d'arrêté royal »).

La demande d'avis a été formulée par Elia, par courrier par porteur avec accusé de réception du 22 novembre 2019. Le courrier contenait la proposition d'arrêté royal ainsi qu'un projet de Rapport au Roi, également rédigé par Elia. La proposition et le Rapport au Roi sont repris en annexe au présent avis.

Cet avis contient six parties. La première partie formule une réserve générale ; la deuxième partie expose le cadre légal applicable ; la troisième partie reprend les antécédents du présent avis ; la quatrième partie formule les objections principales au projet de proposition ; la cinquième partie analyse le projet de proposition article par article ; la sixième et dernière partie contient la conclusion.

L'avis a été approuvé par le Comité de direction en sa séance du 6 décembre 2019.

1. RÉSERVE GENERALE

1. L'article 23, § 2, alinéa 4 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité ») prévoit que « *le comité de direction [de la CREG] rend ses avis et ses propositions au ministre dans les quarante jours civils suivant la réception de la demande, sauf si le ministre prévoit un délai plus long. Le ministre peut prévoir un délai plus court pour les avis demandés dans le cadre des articles 19 et 32* »¹. En l'absence d'autre délai, il convient d'appliquer ce délai légal de quarante jours civils également à la demande d'avis formulée par le gestionnaire du réseau, conformément à l'article 7undecies, § 2, alinéa 2, de la loi électricité.

2. Or, il ressort du courrier d'Elia du 22 novembre que cette dernière sollicite l'avis de la CREG pour le 6 décembre 2019, en justifiant ce délai par la nécessité de notifier le mécanisme belge de rémunération de la capacité (CRM) à la Commission européenne « avant la fin de cette année ». Au lieu des quarante jours prévus par la loi électricité, la CREG ne dispose en l'espèce que de douze jours pour formuler son avis, le délai ne commençant à courir qu'à partir du premier jour ouvrable suivant la réception de la demande. Il convient en outre de noter que la notification du mécanisme avant la fin de l'année 2019, invoquée par Elia, ne correspond à aucune nécessité légale.

3. Dans son courrier précité du 22 novembre, Elia fait état des consultations publiques qui ont été menées sur un certain nombre de *Design Notes*, contenant les principes à mettre en œuvre dans la proposition d'arrêté royal. La CREG constate que, sur certains points de l'arrêté royal proposé, Elia s'est écartée fondamentalement du contenu des *Design Notes*, sans que ces modifications soient justifiées dans le Rapport au Roi ou dans une nouvelle version des *Design Notes* transmises à la CREG

¹ Les articles 19 et 32 de la loi électricité prévoient respectivement des avis de la CREG sur les projets d'arrêtés royaux (i) déterminant « *dans quelle mesure et à quelles conditions les dispositions de la présente loi s'appliquent à des producteurs ou intermédiaires qui relèvent du droit d'Etats qui ne sont pas membres de l'Union européenne* » et (ii) portant des mesures « *de sauvegarde nécessaires, y compris des dérogations temporaires aux dispositions de la présente loi* », « *en cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations ou pour l'intégrité du réseau de transport* ».

en même temps que la proposition d'arrêté royal ; le rapport de consultation annoncé n'a pas davantage été transmis en même temps que la proposition et ne peut dès lors, compte tenu du délai extrêmement serré pour la rédaction du présent avis, être pris en considération².

La CREG constate en outre que certains éléments de la proposition n'ont jamais été soumis à la consultation (voy. en particulier les dispositions du chapitre II de la proposition).

4. Il convient encore de relever que certains éléments du *Design* du CRM sont, au moment de rédiger le présent avis, largement incertains, aucune proposition formelle de texte n'ayant à ce jour été communiquée à la CREG. Il en va ainsi par exemple des conditions de participation des capacités étrangères directes et indirectes³.

5. Il résulte de ce qui précède que le présent avis est rédigé en extrême urgence et en tenant compte d'informations parcellaires, alors que, compte tenu de l'importance et de la complexité de la matière, il aurait au contraire été souhaitable que la CREG dispose d'un délai réaliste pour rédiger son avis et de toutes les informations utiles au moment de la demande d'avis.

Dans ces conditions, l'absence éventuelle de remarques dans le présent avis sur l'une ou l'autre disposition de la proposition d'arrêté royal ne pourra être considérée comme un acquiescement de la CREG, au regard notamment des compétences que la loi électricité lui attribue en la matière et qui devront être exercées ultérieurement.

2. CADRE LÉGAL

2.1. CADRE LÉGAL BELGE

6. L'article 7undecies, § 2, alinéa 1^{er}, de la loi électricité, inséré par la loi du 22 avril 2019, prévoit notamment ce qui suit :

« Sur la base d'une méthode fixée par le Roi, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché et après avis de la commission, le gestionnaire du réseau établit, après consultation des acteurs du marché notamment sur les hypothèses de base, les deux rapports suivants:

1° un premier rapport contenant un calcul du volume de capacité nécessaire et du nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée à des fins d'adéquation, en vue d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 3, pour les mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité. Ce rapport contient également une proposition de volume minimal à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an; et

2° un second rapport contenant une proposition des paramètres, calculés sur la base du volume visé au 1°, nécessaires à l'organisation de la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, notamment, la courbe de demande, le ou les plafond(s) de prix, le prix de référence, le prix d'exercice et les facteurs de réduction. Ce rapport contient

² Elia a publié ce rapport sur son site internet, le 29 novembre 2019.

³ Une demande informelle d'avis a été communiquée à la CREG par e-mail du 29 novembre 2019.

également les ajustements nécessaires pour la mise aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité. »

Le présent avis est rédigé en application de cette disposition.

7. Le paragraphe 3 de ce même article *7undecies* dispose ce qui suit :

« § 3. Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre visé par le mécanisme de rémunération de capacité correspond à la courbe de demande calibrée avec comme référence:

1° le cas échéant, des normes harmonisées établies par les institutions européennes compétentes en la matière;

2° en l'absence de normes harmonisées au niveau européen, les normes harmonisées fixées le cas échéant au niveau régional, en particulier au niveau du marché de l'électricité du Centre Ouest de l'Europe;

3° en l'absence de telles normes, un calcul de LOLE inférieur à 3 heures et de LOLE95 inférieur à 20 heures. »

Les normes visées au 1° et 2° de cette disposition n'existant pas, le niveau de sécurité d'approvisionnement actuellement appliqué en Belgique est fixé par le 3°.

8. Le paragraphe 4 du même article dispose notamment ce qui suit :

« Le Roi définit, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les critères et/ou modalités d'éligibilité à la procédure de préqualification. Ces critères et/ou modalités visent:

1° [...]

3° les conditions auxquelles les détenteurs de capacité étrangère directe et indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification. Ces conditions sont fixées, après avis de la commission et du gestionnaire du réseau, pour la première année de livraison de capacité; elles tiennent compte de la contribution effective attendue de cette capacité à la sécurité d'approvisionnement en Belgique et de la conclusion d'accords entre les gestionnaires de réseau concernés. »

9. Le paragraphe 7 prévoit quant à lui :

*« A l'échéance de la mise aux enchères, les fournisseurs de capacité signent un contrat de capacité avec la contrepartie contractuelle désignée conformément à l'article *7quaterdecies*. Le contrat de capacité décrit les obligations du fournisseur de capacité, notamment l'obligation de disponibilité et l'obligation de rembourser à la contrepartie contractuelle la différence positive entre le prix de référence et le prix d'exercice. Le contrat de capacité est conforme aux règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité visées au paragraphe 8. Les contrats types de capacité sont approuvés par la commission sur proposition de la contrepartie contractuelle, le cas échéant établie en collaboration avec le gestionnaire du réseau et publiés sur le site internet de la contrepartie contractuelle. [...] »*

10. Enfin, le paragraphe 8 mentionne :

« Après consultation des utilisateurs du réseau, le gestionnaire du réseau soumet à l'approbation de la commission les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité. Ces règles sont établies de sorte à:

1° stimuler au maximum la compétition dans les mises aux enchères;

2° éviter tout abus de marché;

3° assurer l'efficacité économique du mécanisme de rémunération de capacité afin de garantir que les rémunérations de capacité octroyées soient adéquates et proportionnées et que les effets négatifs éventuels sur le bon fonctionnement du marché soient les plus limités possibles;

4° respecter les contraintes techniques du réseau et tenir compte des dispositions du règlement technique concernant la soumission et le traitement des demandes de raccordement au réseau de transport et la conclusion de contrats de raccordement.

Les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité contiennent notamment:

1° les critères et modalités de préqualification;

2° les modalités des mises aux enchères;

3° les obligations de disponibilité pour les fournisseurs de capacité et les pénalités en cas de manquement à ces obligations;

4° les garanties financières à fournir par les fournisseurs de capacité;

5° au plus tard un an avant la première période de livraison de capacité, les mécanismes d'organisation du marché secondaire;

6° les modalités d'échange d'informations et les règles garantissant la transparence du mécanisme de rémunération de capacité. »

2.2. CADRE LÉGAL EUROPÉEN

11. Le 5 juin 2019 a été adopté le Règlement (UE) n° 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après, le « Règlement électricité »). Ce Règlement contient un chapitre IV sur l'adéquation des ressources dont les huit articles sont de la première importance dans le cadre de l'introduction d'un CRM en Belgique et, par voie de conséquence, sur la proposition d'arrêté royal soumise par Elia.

La CREG rappelle ci-après quelques-unes des dispositions pertinentes.

12. L'article 20 du Règlement électricité prévoit notamment ce qui suit :

« 1. Les États membres contrôlent l'adéquation des ressources sur leur territoire sur la base de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne visée à l'article 23. Aux fins de compléter l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, les États membres peuvent également procéder à des évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale en application de l'article 24.

2. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne visée à l'article 23 ou l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale visée à l'article 24 met en lumière une difficulté d'adéquation des ressources, l'État membre concerné recense toutes distorsions réglementaires ou défaillances du marché ayant causé l'apparition de la difficulté ou y ayant contribué.

3. Les États membres qui ont recensé des difficultés d'adéquation des ressources établissent et publient un plan de mise en œuvre assorti d'un calendrier pour l'adoption de mesures visant à éliminer toutes les distorsions réglementaires ou carences du marché qui ont été recensées, dans le cadre du processus d'aide d'État [...]

4. Les États membres concernés soumettent leur plan de mise en œuvre à l'appréciation de la Commission.

5. Dans les quatre mois à compter de la réception du plan de mise en œuvre, la Commission émet un avis visant à évaluer si les mesures prévues suffisent pour éliminer les distorsions

réglementaires ou les carences du marché qui ont été recensées en application du paragraphe 2 et elle peut inviter les États membres à modifier leurs plans de mise en œuvre en conséquence. [...] »

13. L'article 21 énonce les règles suivantes :

« 1. Pour résoudre les difficultés résiduelles d'adéquation des ressources, les États membres peuvent, en dernier ressort et tout en appliquant les mesures visées à l'article 20, paragraphe 3, du présent règlement, conformément aux articles 107, 108 et 109 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, introduire des mécanismes de capacité. [...] »

4. Les États membres n'introduisent pas de mécanismes de capacité lorsque tant l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ou, en l'absence d'une évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, n'ont pas recensé de difficulté d'adéquation des ressources.

5. Les États membres n'introduisent pas de mécanismes de capacité tant que le plan de mise en œuvre visé à l'article 20, paragraphe 3, n'a pas obtenu d'avis de la Commission tel que visé à l'article 20, paragraphe 5. »

14. L'article 23 du Règlement dispose comme suit :

« 1. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne identifie les difficultés d'adéquation des ressources en évaluant l'adéquation globale du système électrique pour répondre à la demande en électricité, actuelle et prévue, au niveau de l'Union, au niveau des États membres et au niveau de chaque zone de dépôt des offres, si nécessaire. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne a lieu chaque année pendant une période de dix ans à compter de la date de ladite évaluation.

2. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est réalisée par le REGRT pour l'électricité. [...]

5. L'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne est basée sur une méthode transparente qui garantit que l'évaluation:

a) [...]

b) est basée sur des scénarios centraux de référence appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande et comprenant une évaluation économique de la probabilité de la mise hors service définitive, de la mise sous cocon, des nouvelles constructions d'actifs de production, ainsi que des mesures pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et d'interconnexion électrique et des sensibilités appropriées relatives aux phénomènes météorologiques extrêmes, des conditions hydrologiques et des variations des prix de gros et du prix du carbone; [...]

7. Les propositions visées aux paragraphes 3 et 6 pour le projet de méthode, les scénarios, les sensibilités et les hypothèses sur lesquels elles sont fondées, et les conclusions de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne en vertu du paragraphe 4 font l'objet d'une consultation préalable avec les États membres, le groupe de coordination pour l'électricité et les parties prenantes concernées et sont soumises à l'approbation de l'ACER selon la procédure définie à l'article 27. »

15. L'article 24 contient les règles suivantes :

1. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ont une portée régionale et sont fondées sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 3, en particulier sur l'article 23, paragraphe 5, points b) à m).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale incluent les scénarios centraux de référence visés à l'article 23, paragraphe 5, point b).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent prendre en compte des sensibilités additionnelles à celles visées à l'article 23, paragraphe 5, point b). En pareil cas, les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent:

a) formuler des hypothèses en tenant compte des particularités de la demande et de l'offre d'électricité à l'échelle nationale;

b) utiliser des outils et des données récentes cohérentes qui sont complémentaires à ceux utilisés par le REGRT pour l'électricité aux fins de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne. [...]

3. Lorsque l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale identifie une difficulté d'adéquation concernant une zone de dépôt des offres que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne n'a pas identifiée, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale contient les motifs de la divergence entre les deux évaluations de l'adéquation des ressources, notamment le détail des sensibilités utilisées et les hypothèses sous-jacentes. Les États membres publient cette évaluation et la transmettent à l'ACER.

Au plus tard dans un délai de deux mois à compter de la date de la réception du rapport, l'ACER rend un avis indiquant si les divergences entre l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale et l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne sont justifiées.

L'organe chargé de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale tient dûment compte de l'avis de l'ACER et, le cas échéant, modifie son évaluation. Lorsqu'il décide de ne pas tenir pleinement compte de l'avis de l'ACER, il publie un rapport assorti d'une motivation détaillée. »

16. Enfin, l'article 25(4) dispose ce qui suit :

« Lors de l'application des mécanismes de capacité, les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. »

17. Conformément à son article 71, le Règlement électricité est entré en vigueur le 4 juillet 2019, à savoir le vingtième jour suivant sa publication au Journal officiel de l'Union européenne, qui est intervenue le 14 juin 2019. Il sera pleinement d'application à partir du 1^{er} janvier 2020.

3. ANTÉCÉDENTS

18. Dès le vote de la loi du 22 avril 2019 précitée, un comité de suivi du CRM a été mis en place en vue de la préparation des documents nécessaires à l'exécution des dispositions de cette loi. Ce comité de suivi est composé de la DG Energie (qui le préside), de la CREG, d'Elia et du cabinet de la ministre de l'Energie. Il a été convenu au sein de ce comité que chacun de ses membres prenait la responsabilité de présenter ses travaux sur les matières dont la proposition lui incombe en vertu de la loi du 22 avril 2019, à savoir :

- Pour la CREG :

- une proposition d'arrêté royal fixant les critères d'éligibilité des coûts d'investissement permettant de classer toute capacité dans une catégorie de capacité et les seuils d'investissement distinguant les catégories de capacité (art. 7^{undecies}, § 5, al. 5) ;

- Pour Elia :
 - une proposition d'arrêté royal contenant une méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et de détermination des paramètres nécessaires à l'organisation des mises aux enchères (art. 7undecies, § 2, al. 1^{er}) ;
 - une proposition de règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité (art. 7undecies, § 8) ;
- Pour la DG Energie (à défaut pour la loi électricité d'avoir attribué le pouvoir de proposition à une autre instance) :
 - une proposition d'arrêté royal définissant les critères et modalités d'éligibilité à la procédure de préqualification (art. 7undecies, § 4, al. 1^{er}) ;
 - le cas échéant, une proposition d'arrêté royal déterminant les modalités du contrôle, par la CREG, du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité (art. 7undecies, § 9) ;
 - une proposition d'arrêté royal déterminant le mode de financement du mécanisme de rémunération de capacité et les modalités de répercussion non discriminatoires des montants à financer, et désignant la contrepartie contractuelle et, le cas échéant, les contrôles administratifs et financiers auxquels cette contrepartie est soumise (art. 7quaterdecies, § 1^{er}, al. 1^{er})

19. Au moment de la publication du Règlement électricité, il est apparu que celui-ci pouvait induire certains changements par rapport aux choix qui avaient été posés par le législateur fédéral. En particulier, comme mentionné ci-avant, l'article 25(4) du Règlement charge l'autorité nationale de régulation de proposer à l'Etat membre les paramètres de détermination du volume à contracter dans le cadre du CRM. Ces paramètres visent notamment, mais non exclusivement, l'établissement d'une courbe de demande. Or, l'article 7undecies, § 2, de la loi électricité charge actuellement le gestionnaire du réseau de proposer un arrêté royal contenant une méthodologie devant lui permettre notamment d'établir une courbe de demande.

Anticipant sur la date de mise en application du Règlement électricité, le comité de suivi a dès lors estimé que la proposition d'arrêté royal à formuler par le gestionnaire du réseau en application de l'article 7undecies, § 2, ne devait pas contenir la méthode visant à déterminer la courbe de demande.

20. Parallèlement aux travaux du Comité de suivi, Elia a pris l'initiative de créer une *Task Force CRM*, rassemblant les acteurs du secteurs, ainsi que, le cas échéant, les autorités régionales compétentes, dont les réunions ont été l'occasion pour les membres du comité de suivi de présenter leurs travaux.

21. Après avoir présenté les différents éléments du *Design* du CRM dont elle a la responsabilité, Elia a soumis à la consultation des acteurs du marché sept *Design Notes* au cours de deux consultations publiques, la première se tenant du 13 septembre au 11 octobre 2019, la seconde du 2 au 30 octobre.

22. Au cours des réunions de la *Task Force CRM* des 12 et 21 novembre 2019, Elia a présenté une synthèse des observations reçues dans le cadre des consultations publiques et quelques modifications qu'elle envisageait d'apporter au *Design* du CRM afin de répondre utilement aux observations reçues.

23. Dans son courrier du 22 novembre 2019, requérant l'avis de la CREG sur la proposition d'arrêté royal, Elia annonce la publication pour la fin du mois de novembre de l'ensemble des observations écrites non-confidentielles réceptionnées lors des consultations publiques et s'engage à transmettre sous peu – mais sans préciser la date – un rapport de consultation donnant une réponse à toutes les observations reçues.

4. OBJECTIONS PRINCIPALES À LA PROPOSITION

4.1. EXECUTION INSUFFISANTE DE L'ARTICLE 7UNDECIES, § 2

24. Comme mentionné ci-avant, l'article 7undecies, § 2, de la loi électricité charge le gestionnaire du réseau d'établir chaque année deux rapports, l'un contenant un calcul du volume de capacité nécessaire et du nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée à des fins d'adéquation, l'autre contenant une proposition des paramètres nécessaires à l'organisation des mises aux enchères, calculés sur la base du volume précité. Le Roi est chargé de fixer une méthode permettant au gestionnaire du réseau d'établir ces rapports, sur proposition du gestionnaire du réseau formulée après consultation des acteurs du marché et avis de la CREG.

25. Les travaux préparatoires de la loi du 22 avril 2019 ne permettent pas de déterminer avec certitude ce que doit contenir l'arrêté royal fixant cette méthode. Ils permettent toutefois d'affirmer que, en tant qu'elle doit permettre d'établir le rapport sur les volumes, la méthode doit avoir un contenu propre, qui ne se confond pas avec la méthodologie visant à déterminer les paramètres des enchères. Ainsi, les Développements de la proposition de loi indiquent-ils ce qui suit :

« Cette proposition de loi définit les grandes lignes de la conception du mécanisme, mais laisse le soin au Roi (seul ou avec l'intervention d'autres acteurs tels que le gestionnaire du réseau de transport ou le régulateur) et au régulateur(après consultation publique, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport, etc.) d'en préciser les modalités. Les éléments de conception du mécanisme sont notamment les points suivants:

— la méthodologie pour la détermination du volume;

— la méthodologie pour la détermination des paramètres: [...] »⁴

26. Force est toutefois de constater que la proposition d'arrêté royal ne contient aucune méthode ou méthodologie permettant de déterminer sur quelle base le gestionnaire du réseau entend établir sur rapport sur le volume de capacité nécessaire. Elle se contente de déterminer des règles visant à l'identification d'un scénario [de référence], et de préciser (art. 4, § 6) que « *le scénario de référence adapté conformément au § 3, § 4 et § 5 est utilisé pour la détermination du volume de capacité nécessaire visé par l'article 7undecies, § 2, alinéa 1 de la loi du 29 avril 1999* ».

Fixer le mode de détermination d'un scénario [de référence] ne revient pas à fixer une méthode. En d'autres termes, un scénario n'est pas une méthode. A titre d'exemple, dans son étude *Adequacy and flexibility for Belgium 2020-2030*⁵, de juin 2019, Elia elle-même distingue les « scénarios et hypothèses » (chapitre 2) de la méthodologie (chapitre 3). De même, l'article 23 du Règlement électricité, relatif à l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne distingue clairement la méthode sur la base de laquelle cette évaluation doit être faite (proposée par ENTSO-E, et adoptée par ACER) des scénarios qui constituent eux-mêmes la base de la méthode ; il est évident à cet égard que la méthode proposée par ENTSO-E ne pourrait se limiter à la détermination des scénarios centraux de référence, sans quoi elle ne répondrait manifestement pas aux autres exigences imposées par l'article 23(5) du Règlement électricité.

⁴ Doc. Parl., Chambre, sess. 2018-2019, n° 54-3584/1, p. 19.

⁵ www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf

27. Force est dès lors de constater que la proposition d'arrêté royal, en tant qu'elle ne contient aucune méthode de détermination du volume de capacité nécessaire, ne donne pas une exécution suffisante à l'article 7undecies, § 2.

4.2. MÉCONNAISSANCE DU RÈGLEMENT ÉLECTRICITÉ

28. Avant la mise en place d'un CRM par un Etat membre, le Règlement électricité impose le respect de certaines conditions et formalités qui, pour les besoins du présent avis, peuvent être résumées comme suit :

- si l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne (ci-après, « ERAA »⁶) ou l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale (ci-après, « NRAA »⁷) démontrent un problème d'adéquation, l'Etat membre doit introduire auprès de la Commission européenne un plan de mise en œuvre contenant les mesures prises et/ou à prendre en vue d'éliminer toutes les distorsions réglementaires ou carences du marché qui ont été recensées (art. 20) ;
- un CRM ne peut être introduit que s'il ressort du plan de mise en œuvre que seul un CRM sera à même de résoudre le problème d'adéquation des ressources ; un CRM est ainsi une mesure de dernier ressort (art. 21) ; cette disposition prévoit en outre que les États membres n'introduisent pas de mécanismes de capacité lorsque tant l'ERAA que le NRAA ou, en l'absence d'une NRAA, l'ERAA, n'ont pas recensé de difficulté d'adéquation des ressources ;
- l'ERAA est réalisé par ENTSO-E sur la base d'une méthode proposée par ENTSO-E et approuvée (le cas échéant après avoir été amendée) par ACER (art. 23) ; le Règlement électricité énumère les principes qui doivent présider à l'élaboration de cette méthode ;
- des NRAA peuvent être réalisés par un Etat membre « *aux fins de compléter l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne* » (art. 21(1)). Dans ce cas, ils doivent être fondés sur la méthode visée à l'article 23 et inclure les scénarios centraux de référence sur lesquels cette méthode se base (art. 24(1)). Cette dernière disposition prévoit en outre ce qui suit :

« Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent prendre en compte des sensibilités additionnelles à celles visées à l'article 23, paragraphe 5, point b). En pareil cas, les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent:

a) formuler des hypothèses en tenant compte des particularités de la demande et de l'offre d'électricité à l'échelle nationale;

b) utiliser des outils et des données récentes cohérentes qui sont complémentaires à ceux utilisés par le REGRT pour l'électricité aux fins de l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne. »

29. Le cadre pour un mécanisme de rémunération de la capacité ayant été introduit en Belgique préalablement à l'adoption du Règlement électricité, la question se pose de savoir si le rapport annuel visé à l'article 7undecies, § 2, 1°, peut ou doit être considéré comme une évaluation de l'adéquation des ressources au niveau national (NRAA) – et répondre alors aux exigences figurant dans ce Règlement et évoquées ci-avant.

⁶ Pour *European resource adequacy assessment*.

⁷ Pour *National resource adequacy assessment*.

Selon la CREG, il convient de répondre par la négative à cette question, le Règlement électricité prévoyant en effet que le NRAA doit être réalisé préalablement à l'introduction du CRM, puisque c'est sur la base notamment de ce NRAA, démontrant un problème d'adéquation, que l'Etat membre peut introduire un plan de mise en œuvre, préalable à la mise en place d'un CRM.

La CREG a compris que c'est sur la base de l'étude réalisée par Elia en juin 2019, intitulée *Adequacy and flexibility for Belgium 2020-2030* – sans attendre donc la réalisation de l'ERAA ni, forcément, la méthode visée à l'article 23(5) du Règlement électricité que l'Etat belge entend démontrer à la Commission européenne la difficulté d'adéquation (et la nécessité d'introduire un CRM en Belgique).

30. Selon la CREG, même si le rapport annuel visé à l'article 7*undecies*, § 2, 1°, de la loi électricité ne peut être considéré comme le NRAA, il n'en reste pas moins que ce rapport doit nécessairement respecter les dispositions de l'article 24, en tout cas en ce qui concerne les scénarios à prendre en compte et la méthodologie sous-jacente. Il serait en effet parfaitement incohérent de contraindre l'Etat membre à respecter, dans le cadre de l'établissement d'un NRAA, un certain cadre et un certain nombre d'exigences, tout en acceptant qu'il s'en écarte une fois le problème d'adéquation démontré et le CRM mis en œuvre. Elia semble accepter ce point de vue puisqu'elle indique, dans son projet de Rapport au Roi, s'agissant des scénarios, qu'il « *est proposé d'ajouter au scénario central, conforme au scénario utilisé pour l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources [...] visé à l'article 53, § 5, b) du [Règlement électricité], certaines sensibilités nationales pour couvrir les événements à faible probabilité et à grand impact [...]* » (p. 5), faisant implicitement référence à l'article 24(1), alinéa 3, du Règlement électricité selon lequel « *les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent prendre en compte des sensibilités additionnelles à celles visées à l'article 23, paragraphe 5, point b) »*.

En d'autres termes, le rapport visé à l'article 7*undecies*, § 2, 1°, ne doit pas se contenter de prendre comme point de départ « *le scénario central* » utilisé par ENTSO-E pour l'établissement du ERAA. Tout comme le NRAA, il doit, d'une part, se conformer à la méthode établie par ACER et respecter les principes énoncés à l'article 23(5) b) à m) et, d'autre part, ne pas s'écarter outre mesure des scénarios centraux de référence. A ce sujet, l'article 24(1) donne la mesure dans laquelle il est possible à un Etat membre de compléter ces scénarios :

- d'une part, par la formulation d'hypothèses tenant compte des particularités de la demande et de l'offre d'électricité à l'échelle nationale ;
- d'autre part, par l'utilisation d'outils et de données récentes cohérentes qui sont complémentaires à ceux utilisés par le ERAA.

31. La CREG considère que la proposition d'arrêté royal ne respecte pas ce cadre et, dès lors, contrevient au Règlement d'électricité. D'une part, elle ne précise nulle part que la détermination du volume de capacité nécessaire se fait sur la base de la méthode visée à l'article 23 du Règlement électricité. D'autre part, elle permet au gestionnaire du réseau de s'écarter des scénarios centraux de référence dans une mesure incompatible avec l'article 24(1) du Règlement électricité.

En particulier, l'article 4, § 4, permet au gestionnaire du réseau de s'écarter de manière fondamentale du scénario utilisé au niveau européen, en particulier en choisissant le scénario « Hi-Lo » (c'est-à-dire couvrant des événements à faible probabilité mais grand impact). L'expérience a montré que ce scénario, déjà appliqué dans le cadre de la réserve stratégique ou dans l'étude d'Elia précitée, ne prend pas en compte uniquement des particularités de la demande et de l'offre à l'échelle nationale – comme le requiert le Règlement électricité – mais tient également compte d'éléments propres aux zones

de réglages situés dans les pays limitrophes⁸.

En outre, la CREG estime que le choix d'un tel scénario, qui conduit à une évaluation plus élevée du risque de sécurité d'approvisionnement, n'est pas conforme à l'intention du législateur européen d'évaluer le risque de sécurité d'approvisionnement de manière coordonnée et d'empêcher ainsi l'introduction de mécanisme de capacité ayant pour effet de subventionner des surcapacités inutiles. Dans le contexte européen, il n'est selon la CREG pas acceptable qu'un État membre détermine ses besoins en capacité sur la base de scénarios dans lesquels cet État membre procède unilatéralement à des ajustements des hypothèses des autres États membres voisins.

Le paragraphe 3 de l'article 4 devrait quant à lui se limiter à ce que prévoit le Règlement électricité – à savoir la prise en compte de données récentes cohérentes et complémentaires à celles utilisées par le scénario de référence.

Le paragraphe 5, qui permet au gestionnaire du réseau d'ajouter de la capacité supplémentaire « *de manière itérative sur base d'une boucle d'optimisation économique* » devrait ici également faire référence à la méthode adoptée au niveau européen.

32. Il convient enfin de tenir compte de l'article 24(3) du Règlement électricité dispose que, « *lorsque l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale identifie une difficulté d'adéquation concernant une zone de dépôt des offres que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne n'a pas identifiée, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale contient les motifs de la divergence entre les deux évaluations de l'adéquation des ressources, notamment le détail des sensibilités utilisées et les hypothèses sous-jacentes* ». Même si le rapport annuel visé à l'article 7undecies, § 2, 1°, de la loi électricité, ne peut être considéré comme le NRAA, la CREG considère que, en tant qu'elle autorise le gestionnaire du réseau de s'écarter du scénario central de référence utilisé au niveau européen pour privilégier, pendant toute la durée du CRM, le scénario Hi-Lo, la proposition d'arrêté royal devrait *mutatis mutandis* faire l'objet d'une justification à cet égard. Cette justification est, pour l'instant, totalement absente.

4.3. MECONNAISSANCE DU NIVEAU DE SECURITE D'APPROVISIONNEMENT FIXE PAR LA LOI

33. Comme déjà mentionné ci-avant, à l'article 4, § 4, de la proposition d'arrêté royal, Elia propose d'ajouter au scénario central de référence certaines analyses de sensibilité pour couvrir les événements à haut impact et à faible probabilité (scénario Hi-Lo).

34. La CREG considère que l'utilisation du scénario Hi-Lo pour les analyses de sécurité d'approvisionnement n'est pas conforme à la loi électricité. L'article 7bis, § 2, 3°, de cette loi prévoit en effet que le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre a comme référence « *un calcul de LOLE inférieur à 3 heures et de LOLE95 inférieur à 20 heures* ».

Le LOLE est défini comme suit dans la loi électricité :

« *“LOLE” : Loss Of Load Expectation, à savoir un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par*

⁸ On notera à cet égard que, dans son étude (F) 1957, *Analysis by the CREG of the Elia study 'Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 - 2030'*, la CREG constatait qu'avec un scénario Hi-Lo, il fallait partir du principe que ne respecterait pas son critère de fiabilité, malgré la présence d'un CRM dans ce pays. Une telle hypothèse peut certes se produire une année, mais il est impossible d'envisager que chaque année un pays disposant d'un CRM continue à présenter des problèmes d'adéquation. Cela démontre la manque de réalisme d'un tel scénario Hi-Lo. La raison principale est que les hypothèses de ce scénario n'ont pas été validés par la France.

l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale »

Or, l'utilisation d'un scénario Hi-Lo, dans lequel les événements extrêmes sont supposés être l'hypothèse de base, peut difficilement être considérée comme correspondant à une « *année statistiquement normale* ». Au contraire, un scénario Hi-Lo implique par définition une situation exceptionnelle. La CREG ne nie pas que des situations extrêmes peuvent effectivement se produire, mais celles-ci doivent être incluses avec leur probabilité dans une simulation probabiliste. Les analyses de sécurité d'approvisionnement d'Elia sur la base d'un scénario Hi-Lo impliquent au contraire un calcul d'un LoLE moyen avec une hypothèse de base statistiquement anormale (c'est-à-dire de « faible probabilité »).

35. En conclusion, sur le choix d'un scénario, la CREG estime qu'il serait à la fois contraire au Règlement électricité et à la loi électricité d'imposer, de manière structurelle et donc pour toute la durée du CRM, un scénario dérogatoire au scénario central de référence utilisé au niveau européen. Afin de permettre de prendre en compte des situations extrêmes, qui peuvent se produire, la CREG a suggéré dans son projet de note (Z)2024 « *relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité* », de prendre en compte plusieurs scénarios, le choix du scénario à appliquer appartenant, *in fine*, à l'autorité politique dans le cadre d'un examen au cas par cas.

36. La CREG considère donc que le quatrième paragraphe de l'article 4 ne peut être justifié et propose de supprimer ce paragraphe.

4.4. DEF AUT PARTIEL DE BASE LEGALE

37. A plusieurs endroits, la proposition d'arrêté royal vise à régler des matières qui ne relèvent pas de la méthode au sens de l'article 7undecies, § 2, et pour lesquelles le gestionnaire du réseau ne dispose pas d'un pouvoir de proposition.

38. D'abord, l'article 8 de la proposition d'arrêté royal traite du seuil de participation de la capacité transfrontalière. L'article 4, § 6, qui y fait référence, précise que ce seuil est « *visé par l'article 7undecies, § 4, alinéa 3* » de la loi électricité.

Cette disposition précise que « [...] *aux conditions fixées par le Roi en vertu de l'alinéa 1^{er}, tout détenteur de capacité étrangère est autorisé à introduire un dossier de préqualification* ». L'alinéa 1^{er}, auquel il est fait référence, dispose que le Roi définit, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, notamment « *les conditions auxquelles les détenteurs de capacité étrangère directe et indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification. Ces conditions [...] tiennent compte de la contribution effective attendue de cette capacité à la sécurité d'approvisionnement en Belgique et de la conclusion d'accords entre les gestionnaires de réseau* ».

La CREG constate d'abord que l'article 7undecies, § 4, ne parle à aucun endroit d'un « *seuil de participation de la capacité transfrontalière* ». La CREG observe ensuite, et surtout, que manifestement ce seuil de participation relève des conditions de participations des capacités étrangères indirectes au CRM belge et que ces conditions doivent être définies par le Roi, non pas en application du paragraphe 2, mais bien du paragraphe 4 de l'article 7undecies, pour lequel le gestionnaire du réseau ne dispose d'aucun pouvoir de proposition.

39. Ensuite, la proposition énonce, en son article 15, les principes de l'obligation de remboursement, propre au système d'options de fiabilité choisi par le législateur comme modèle de CRM.

Or, l'article 7undecies, § 7, de la loi électricité prévoit que « *le contrat de capacité décrit les obligations du fournisseur de capacité, notamment l'obligation de disponibilité et l'obligation de rembourser à*

la contrepartie contractuelle la différence positive entre le prix de référence et le prix d'exercice. Le contrat de capacité est conforme aux règles de fonctionnement. [...] » Le contrat-type est approuvé par la CREG.

L'article 7undecies, § 2, prévoit quant à lui la détermination d'une méthode permettant au gestionnaire du réseau d'établir notamment « un rapport contenant une proposition des paramètres nécessaires à l'organisation de la mise aux enchères [...], notamment le prix de référence [et] le prix d'exercice ».

La proposition d'arrêté royal portant exécution de l'article 7undecies, § 2, doit dès lors se contenter de permettre de déterminer les paramètres de l'enchère, dont le prix de référence et le prix d'exercice ; il ne lui revient pas de définir et préciser l'obligation de remboursement des fournisseurs de capacité, qui ne constitue nullement un paramètre de l'enchère.

L'article 15 doit dès lors être supprimé de la proposition d'arrêté royal et les dispositions qu'il contient doivent être reprises dans le contrat de capacité voire, si Elia l'estime nécessaire, dans les règles de fonctionnement.

En outre, les articles 16 et 17 devraient être revus compte tenu de ce qui précède.

40. Enfin, l'article 18, § 2, de la proposition d'arrêté royal évoque la manière dont le prix d'exercice est déterminé en cas de transaction dans le marché secondaire. La CREG considère que cet élément ne devrait pas figurer dans l'arrêté royal. En effet, l'article 7undecies, § 8, de la loi électricité, prévoit que ce sont les règles de fonctionnement du CRM, à approuver par la CREG, qui doivent contenir « les mécanismes d'organisation du marché secondaire ». Ces mécanismes comprennent entre autres le sort du prix de référence fixé dans le cadre du marché primaire en cas de transaction dans le marché secondaire ; ceci est d'ailleurs confirmé dans le projet de règles de fonctionnement du CRM récemment transmis par Elia⁹.

L'article 18, § 2, doit dès lors être omis.

5. COMMENTAIRE SYSTEMATIQUE

5.1. INTITULÉ

41. Pour « coller » davantage au texte de l'article 7undecies, § 2, de la loi électricité, la proposition d'arrêté royal devrait idéalement être intitulée « Arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité ».

5.2. RAPPORT AU ROI

42. Le Rapport au Roi expose le cadre légal de l'arrêté en projet. La CREG n'aperçoit pas pour quelle raison le Rapport ne contient, dans ce cadre, aucune mention du Règlement électricité et de l'incidence que celui-ci a précisément au regard de l'étendue de la proposition d'arrêté royal, notamment en ce qui concerne la méthode pour la détermination de la courbe de demande puisque cette matière relève désormais de la compétence de la CREG qui s'est vue attribuer par le Règlement électricité la mission

⁹ Voy. en particulier le point 10.2.8 : "The communicated Capacity Remuneration and Strike Price shall be consistent with the identified Transaction of the CMU releasing its obligation original Capacity Remuneration and Strike Price."

de proposer les paramètres de détermination du volume de capacité à contracter dans le CRM (voy. ci-avant, § 16).

Le Rapport au Roi devrait être complété à cet égard.

43. Dans la section « Description générale du CRM », le premier alinéa devrait être reformulé. Le CRM n'a en effet pas pour objet de verser une rémunération en échange d'une disponibilité, mais de compenser un *missing-money* en vue d'assurer la disponibilité de capacités qui, autrement, ne seraient pas présentes sur le marché. Toute rémunération versée au-delà du *missing-money* constitue en effet un *windfall profit*.

5.3. ARTICLE 2

44. L'article 2 contient une série de définitions qui, précise le texte, valent « *pour l'application du présent arrêté* ». La CREG constate toutefois que, dans bon nombre de cas, les définitions ont été reprises (et traduites) du document rassemblant les définitions applicables au CRM soumis, en même temps que les *Design Notes*, à la consultation publique. Or, ces définitions ne sont pas toujours spécifiquement rédigées pour les besoins de l'arrêté royal en projet et peuvent contenir de ce fait des éléments non-nécessaires à la compréhension de l'arrêté royal (voy., pour un exemple typique, la définition n° 4). Dès lors, Elia devrait veiller à ce que les définitions figurant à l'article 2 de la proposition d'arrêté royal soient uniquement dédiées à l'application de cet arrêté.

45. La définition n° 4, « *unité de marché de capacité* » devrait être revue. D'abord, la seconde phrase relative aux « capacités non prouvées » n'a pas d'utilité dans le cadre de l'arrêté puisque cette notion n'intervient à aucun endroit. Il en va de même en ce qui concerne les appellations « unité individuelle » et « unité agrégée », qui ne sont pas utilisées dans l'arrêté. Enfin, il ressort du projet de règles de fonctionnement ainsi que des *Design Notes* présentées par Elia que l'unité de marché de capacité n'est pas utilisée uniquement « *afin de fournir le service* » – ce qui laisse entendre qu'il a trait à des capacités contractées (voy. la définition du « service ») –, puisque le concept intervient également dans le cadre de la préqualification et de l'*opt-out*, alors qu'aucun contrat de capacité n'est (déjà) signé.

46. La définition n° 8, « service » devrait faire référence non seulement aux obligations contractuelles, mais également aux droits qui découlent de ce contrat. Dans le cas contraire, si seules les obligations doivent être considérées comme recouvrant le « service », vise-t-on toutes les obligations contractuelles ? Par exemple, l'obligation de remboursement peut-elle être considérée comme un « service » rendu par le fournisseur de capacité ?

47. La définition n° 11 « capacité contractée » est obscure et inutilement complexe : la capacité est de toute façon associée à une unité de marché de capacité (voy. la définition n° 4) ; la distinction entre marché primaire et secondaire n'a pas lieu d'être dans l'arrêté royal en projet puisque l'organisation du marché secondaire relève des règles de fonctionnement du CRM, visées à l'article 7*undecies*, § 8. En tout état de cause, les termes « capacité contractée » n'interviennent qu'à l'article 15 de la proposition d'arrêté royal, qui a trait à l'obligation de remboursement ; comme la CREG l'a indiqué ci-avant, cette matière ne relève pas de l'arrêté royal à adopter en exécution de l'article 7*undecies*, § 2, de la loi électricité.

48. La CREG n'aperçoit pas l'utilité de la définition n° 12, « durée du contrat de capacité » : d'abord, ces termes n'apparaissent qu'à une seule occurrence, à l'article 18, § 1^{er}, de la proposition. En outre, comme il s'agit d'un raccourci (en réalité, le contrat de capacité a une durée supérieure au nombre de périodes de fourniture de capacité puisqu'il est signé potentiellement en T-4, c'est-à-dire quatre ans avant la première période de fourniture de capacité, et contient déjà – potentiellement – des obligations, notamment dans le cadre de nouvelles capacités), il est préférable de supprimer

la définition et, à l'article 18, § 1^{er}, de faire référence aux nombre de période(s) de fourniture de capacité.

49. Selon la CREG, il n'y a pas lieu de définir les marchés primaire et secondaire (définitions n° 13 et 14) puisque l'arrêté royal à adopter en exécution de l'article 7*undecies*, § 2, n'a pas à traiter le marché secondaire, cette matière relevant des règles de fonctionnement. En outre, ces définitions sont inutilement complexes : le marché primaire est constitué des différentes mises aux enchères ; quant à la définition du marché secondaire, on n'aperçoit pas ce qui est visé par le concept d'obligation.

Dans ce cadre, la CREG relève que, à son estime, la notion de « contrat de capacité », telle que définie au n° 9, ne vise que les contrats conclus dans le cadre du marché primaire puisque la définition fait expressément référence à l'article 7*undecies*, § 7, alinéa 1^{er}.

50. La définition n° 15, « transaction », est également obscure et semble essentiellement s'appliquer dans le cadre du marché secondaire : quelle est la transaction dans le marché primaire ? La signature du contrat de capacité ? Les termes « *accord sur les obligations découlant du service conclu entre un fournisseur de capacité et la contrepartie contractuelle* » ne sont-ils pas un moyen compliqué de viser le contrat de capacité ? Compte tenu de la remarque figurant au paragraphe précédent, la CREG est d'avis de supprimer cette définition.

51. La définition n° 16, « puissance de référence nominale », ne devrait-elle pas plutôt viser la « puissance nominale de référence », et ne conviendrait-il pas également de définir la « puissance nominale de référence agrégée », dont question à l'article 7 ? La puissance nominale de référence est-elle équivalente à la puissance maximale installée d'une capacité ? Par ailleurs, les termes de la définition (« *capacité maximale d'une capacité...* ») sont mal choisis ; sans doute convient-il de parler de puissance maximale...

52. Comme la CREG l'avait déjà souligné dans le cadre de ses observations écrites lors des consultations publiques, la définition n° 18, « situation de quasi-pénurie » semble contradictoire par rapport à la définition de « situation de pénurie » dans la loi électricité (art. 2, 54°) : les termes quasi-pénurie donnent à penser que la situation est moins alarmante que la situation de pénurie ; or la situation de pénurie au sens de la loi ne vise qu'une « *probabilité non négligeable que la charge ne pourra être couverte* », alors que la situation de quasi-pénurie vise des situations – notamment – où la charge « *ne peut être couverte* ». Il y a donc lieu de revoir cette définition en la mettant en conformité avec la loi électricité. Par ailleurs, les termes « demande additionnelle » devraient être associés à un volume (la prise en compte d'une demande additionnelle importante placerait en situation fréquente de quasi-pénurie).

53. La CREG n'aperçoit pas la différence qu'il y aurait (éventuellement) lieu de faire entre le concept de « prix maximum » (définition n° 21) et celui de plafond de prix, défini par la loi électricité (art. 2, 79°). La proposition d'arrêté royal ne contenant qu'une méthode en vue d'établir un prix maximum intermédiaire (ou un plafond de prix intermédiaire), c'est cette dernière notion qui devrait être définie.

54. La définition n° 23, « contrat CIPU » ne sert qu'à préciser un concept utilisé dans la définition n° 22, « programme journalier » ; il conviendrait donc de fusionner les deux définitions ou de les revoir. En outre, dans la définition n° 23, il conviendrait de faire référence non pas au Règlement technique fédéral, mais bien à l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

55. La définition n° 24 semble inutile compte tenu de ce qui est dit ci-avant sur la définition du terme « transaction ». Quelle est par ailleurs la différence entre la « période de transaction » et la « durée du contrat » ?

56. Dans la définition n° 25, « heures de pointe », la CREG estime qu'il conviendrait également d'exclure les jours fériés.

57. La CREG relève par ailleurs que la proposition d'arrêté royal gagnerait en clarté si les concepts suivants y étaient définis :

- règlement (UE) n° 2019/943 ;
- plafond de prix intermédiaire (ou prix maximum intermédiaire, voy. ci-dessus) ;
- accord de niveau de service ;
- « *missing-money* » ;
- couplage unique journalier ;
- NEMO.

5.4. ARTICLE 3

58. La CREG relève une incohérence entre le contenu de l'article 3 et celui de l'article 4, §§ 6 et 7. Le premier prévoit que le scénario de référence est utilisé pour la détermination du prix maximal intermédiaire et des facteurs de réduction, tandis que l'article 4, § 6, prévoit que ce scénario de référence (adapté) est utilisé pour la détermination (i) du volume de capacité nécessaire, (ii) des facteurs de réduction, et (iii) du seuil de participation de la capacité transfrontalière, et que le § 7 prévoit l'utilisation du scénario de référence pour la détermination des rentes inframarginales nécessaires à la calibration du coût d'un nouvel entrant et du plafond de prix intermédiaire ainsi que des paramètres de prix de la courbe de demande.

59. Il conviendrait d'être plus précis sur l'utilisation des termes « scénario », « scénario de référence » et « scénario de référence adapté ». L'article 3 vise « un scénario de référence », utilisé notamment pour la détermination des facteurs de réduction, alors que l'article 4, § 6, prévoit que ces facteurs de réductions sont déterminés sur la base du scénario de référence « *adapté conformément aux § 3, § 4 et § 5* ». Y a-t-il une différence à faire entre le scénario de référence et le scénario de référence « adapté » ? L'intitulé du chapitre II devrait également être revu en conséquence.

60. Les termes de l'article 3 donnent à penser que le gestionnaire du réseau dispose d'un pouvoir de décision en la matière (« *le gestionnaire du réseau établit...* »), ce qui n'est pas conforme à l'article 7undecies, § 2, de la loi électricité. Il conviendrait de dire que le GRT « calcule » ces paramètres.

5.5. ARTICLE 4

61. Sans préjudice des objections fondamentales développées ci-avant, notamment en ce qui concerne l'article 4, la CREG émet en outre les réserves suivantes à propos de cette disposition :

- au paragraphe 1^{er}, il est précisé que la détermination du scénario de référence se fait en tenant compte « des paramètres relatifs à la consommation d'électricité, à la production d'électricité, au stockage, à la participation active de la demande et à la capacité d'interconnexion pour au minimum la zone de réglage belge et les zones de réglage qui lui sont directement reliées ». Or c'est l'inverse qui devrait être prévu : ce sont les différents paramètres (consommation, production, stockage, participation de la demande et capacité d'interconnexion) qui sont déterminés sur la base d'un (ou de plusieurs) scénario(s) ;
- le paragraphe 4 précise que la sélection d'événements à haut impact et faible probabilité se fait « conformément à la recommandation de la Direction générale de l'Énergie ». Cette recommandation lie-t-elle le gestionnaire du réseau ? Selon la CREG, il serait

difficilement concevable que le gestionnaire du réseau puisse, à ce sujet, s'écarter du point de vue de la Direction générale de l'Énergie ;

- le paragraphe 7 précise que le scénario [de référence] est utilisé « pour la détermination des rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie, nécessaires à la calibration du coût d'un nouvel entrant et du plafond de prix intermédiaire, ainsi que des paramètres de prix de la courbe de demande ». La CREG s'étant vue attribuer, par le Règlement électricité, une compétence de proposition en matière de paramètres de détermination du volume de capacité à contracter, c'est à la CREG qu'il revient de déterminer sur la base de quel(s) scénario(s) et de quels autres données cette proposition doit se faire. Par ailleurs, il n'est exposé nulle part d'où provient la nécessité de calibrer le CoNE.

5.6. ARTICLE 5

62. L'article 7undecies, § 2, al. 1^{er}, de la loi électricité prévoit que le gestionnaire du réseau doit consulter « *notamment* » sur les hypothèses de base. Dans sa proposition d'arrêté royal, Elia limite cette possibilité à la consultation sur les seules hypothèses de base. La CREG considère que c'est insuffisant et que toute adaptation méthodologique doit également être motivée et faire l'objet d'une consultation. Cette motivation est prévue à l'art. 24(3) du Règlement électricité.

63. Etant donné que le scénario [de référence] contient également des hypothèses relatives aux zones de réglages qui sont électriquement reliées à la zone de réglage belge (art. 4, § 1^{er}), il conviendrait également de prévenir les gestionnaires de réseau voisins ainsi que les autorités compétentes de ces pays de la tenue de la consultation.

64. Au § 2, 1^o, la CREG ne perçoit pas l'intérêt de consulter sur les paramètres visés à l'article 4, § 1^{er}, alors qu'elle précise à l'article 4, § 2, que ces paramètres proviennent du plus récent scénario de référence européen et auront été communiquées par Elia à ENTSO-E. Pour être utile, la consultation devrait avoir lieu avant la transmission de ces informations à ENTSO-E. Par ailleurs, la CREG ne saisit pas en quoi la consultation sur « *les adaptations des paramètres visé[e]s à l'article 4, § 3* »¹⁰ ne concernerait que les zones de réglage qui sont directement reliées électriquement à la zone de réglage belge.

65. Le § 2, 2^o, évoque « *les sensibilités visées à l'article 4, § 4* ». L'article 4, § 4, ne prévoit pas de consultation sur les sensibilités, mais sur la sélection des événements à haut impact mais de faible probabilité.

5.7. ARTICLE 6

66. L'article 6 traite d'une simulation du marché de l'électricité réalisé par le gestionnaire du réseau sur la base du scénario [de référence] ; il est repris dans le chapitre relatif aux facteurs de réduction. La proposition d'arrêté royal devrait clairement établir le lien entre la réalisation de cette simulation et les facteurs de réduction.

67. Les §§ 2 et 3 abordent la méthodologie d'évaluation de l'adéquation limitée à la détermination des facteurs de réduction. La CREG est d'avis que cette méthodologie ne peut diverger de la méthodologie utilisée pour réaliser les simulations prévues à l'article 4, § 5. Le projet devrait donc

¹⁰ On suppose qu'il s'agit des adaptations visées à l'article 4, § 3, et non des paramètres ; l'article 4, § 3, vise une « *mise à jour* » du scénario de référence « *sur la base des données et des publications pertinentes les plus récentes* ».

comporter en dessous du chapitre scénario un chapitre méthodologie ; la CREG renvoie aux commentaires formulés au sujet de cet article.

68. Elia devra par ailleurs établir le lien entre cette simulation et l'étude d'adéquation prévue à l'article 7bis, § 4bis de la loi électricité.

5.8. ARTICLE 7

69. Dans la *Design Note on Derating factor*, les technologies étaient classées dans quatre catégories. La catégorie visée à l'art. 7, § 1^{er}, 1° a été ajoutée dans la proposition d'arrêté royal. Le Rapport au Roi ne donne pas d'indication sur les raisons ayant justifié ce choix.

70. La CREG n'aperçoit pas pourquoi les différentes catégories énumérées au paragraphe 1^{er} sont également appelées « classes ».

71. S'agissant du paragraphe 1^{er}, 1°, la CREG se pose les questions suivantes :

- pourquoi « les catégories d'agrégation » (au pluriel) ?
- « les technologie de stockage à petite échelle » : quand une échelle est-elle petite ou ne l'est pas ?
- « générateur de secours » : quelle différence éventuelle avec le « groupe de secours permettant l'ilotage », défini dans la loi électricité (art. 2, 68°) ?
- cette catégorie vise-t-elle uniquement l'agrégation des différentes technologies citées ? Ne peut-on imaginer une participation active de la demande non agrégée ? (La participation active de la demande ne figure dans aucune autre catégorie du § 1^{er}.)

72. En ce qui concerne le paragraphe 1^{er}, 2° : la rédaction laisse entendre que, s'agissant des centrales situées dans une zone de réglage directement reliées à la zone de réglage belge, on ne prend en compte que les centrales nucléaires et les centrales à charbon. Le texte devrait être modifié à cet égard.

73. Au paragraphe 1^{er}, 3°, le texte mentionne les technologie de stockage à grande échelle « *ainsi que les installations de pompage-turbinage* » : ne s'agit-il pas d'une « *technologie de stockage à grande échelle* » ?

74. Les §§ 3, 4 et 5 devraient être plus précis. La proposition devrait ainsi préciser ce qu'il convient d'entendre par « *données historiques* » (§ 3), « *contribution moyenne* » (§ 4) et « *contribution maximale* » (§ 5). Par ailleurs, les §§ 4 et 5 pourraient être regroupés.

75. De manière générale, la CREG attire l'attention sur l'importance du fait que les différentes catégories de technologies soient établies dans le respect du principe d'égalité et de non-discrimination. A cet égard, la justification du classement est essentielle. Cette justification ne ressort actuellement pas suffisamment ni de la *Design Note on derating factors*, ni du Rapport au Roi.

5.9. ARTICLE 8

76. Comme mentionné ci-avant, l'article 8 devrait être omis de la proposition d'arrêté royal.

5.10. ARTICLE 9

77. Le Rapport au Roi devrait préciser les raisons pour lesquelles le prix maximum intermédiaire n'est appliqué qu'aux contrats couvrant une seule période de fourniture de capacité. En outre, il semblerait également opportun de préciser dans le Rapport au Roi les raisons pour laquelle (i) l'arrêté royal ne prévoit pas de traitement « différencié » pour les contrats pluriannuels et (ii) le prix maximum intermédiaire est établi en fonction du « *missing-money* » de la technologie la moins performante.

78. L'article évoque les unités de marché de capacité « *avec une catégorie de capacité liée à un contrat de capacité pour une période de fourniture de capacité d'un an* ». La CREG suggère la formulation suivante : « *... relevant de la catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant une seule période de fourniture de capacité* ».

5.11. ARTICLE 10

79. L'article 10, qui décrit en quoi consiste de prix maximum intermédiaire, devrait préciser que ce prix maximum intermédiaire est exprimé en €/MW.

80. Le paragraphe 2 fait référence à « *chaque technologie visée à l'article 12, § 1^{er}* » (*idem*, art. 12, § 2 ; 13, § 1^{er} et probablement art. 14, § 1^{er}). Or, cette disposition ne cite pas de technologies, mais habilite le gestionnaire du réseau à établir « *une liste réduite de technologies existantes* ». Dès lors l'article 10, § 2, devrait plutôt faire référence à « *chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 12, § 1^{er}* ».

5.12. ARTICLE 11

81. L'article 11 a trait à la réalisation d'une étude par un expert indépendant. L'objet de cette étude (à savoir la détermination des coûts des technologies pertinentes) n'est pas suffisamment clairement mentionné dans cette disposition. Par ailleurs, le terme « *pertinent* » est trop flou et laisse une trop grande marge de manœuvre au gestionnaire du réseau ou à l'expert indépendant ; l'arrêté royal devrait, selon la CREG, mentionner les critères objectifs à utiliser pour juger de la pertinence des technologies existantes.

La différence ou l'interaction entre la première phrase du paragraphe 1^{er} et le paragraphe 2 est mystérieuse ; ces deux dispositions semblent redondantes.

82. La proposition d'un prix maximum intermédiaire étant une compétence du gestionnaire du réseau, la CREG n'aperçoit pas en quoi l'étude visée à l'article 11 devrait être réalisée en concertation avec la commission.

5.13. ARTICLE 12

83. La CREG constate une différence entre la liste de coûts figurant à l'article 11, § 2, et celle reprise à l'article 12, § 2, sans que cette différence puisse s'expliquer. En outre, la liste distingue les coûts variables opérationnels et de maintenance (3°) des coûts de carburants (4°) et de CO₂ (5°), alors que ces derniers constituent également des coûts variables opérationnels.

5.14. ARTICLE 13

84. S'agissant de l'article 13 de la proposition d'arrêté royal, qui a trait aux revenus des technologies reprises dans la liste réduite visée à l'article 12, la CREG émet les commentaires suivants :

- paragraphe 1^{er}, 1°, la méthode d'annualisation employée pour l'évaluation des rentes inframarginales « *annuelles gagnées* » sur le marché devrait être décrite ;
- paragraphe 2, 1° : de quelle simulation s'agit-il ? selon quelle méthodologie ? S'agit-il de la simulation du marché dont question à l'article 6 de la proposition d'arrêté royal ? ;
- paragraphe 2, 2°, la CREG se demande comment les revenus perçus via d'autres CRM sont pris en compte. Par ailleurs, pourquoi mentionner le « scénario de référence visé à l'article 4, § 5 », alors que le paragraphe 5 de l'article 4 constitue une adaptation du scénario de référence ? ;
- paragraphe 2, 3°, fait référence aux « *revenus P50* ». la CREG tient à cet égard à rappeler son commentaire relatif au P50 dans l'étude (F)1957 du 11 juillet 2019, *Analysis by the CREG of the Elia study 'Adequacy and flexibility in Belgium 2020-2030'*¹¹ ;
- paragraphe 3, 1°, la prise en compte des trente-six derniers mois devrait être justifiée ;
- paragraphe 3, 3, il conviendrait de préciser ce que recouvre la notion de « coût d'opportunité ».

5.15. ARTICLE 14

85. Selon l'article 14, § 1^{er}, le calcul du « *missing-money* » se fait « *pour chaque technologie existante* ». N'est-ce pas plutôt pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 12, § 1^{er} ?

86. Le paragraphe 1^{er}, 3°, fait référence, pour les technologies ayant un coût variable élevé, aux coûts d'activation liés aux tests de disponibilité visés à l'article 12, § 2, 6°. Or, cette dernière disposition ne fait pas mention des technologies ayant un coût variable élevé. Ce critère est par ailleurs trop flou.

87. La CREG se pose par ailleurs la question de savoir pourquoi les articles 11 et 12 prévoient l'évaluation des coûts variables opérationnels et de maintenance alors que ces coûts ne sont pas pris en compte pour le calcul du « *missing money* » à l'article 14. A noter en outre que dans le Rapport au Roi, il est indiqué que le calcul du « *missing money* » inclut « *des coûts variables à court termes* ». Or, ces coûts ne sont pas repris à l'article 14 (même s'ils sont mentionnés aux articles 11 et 12).

¹¹ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1957EN.pdf>, pp. 19 et s.

88. Au paragraphe 1^{er}, 6°, écrire plutôt « *augmenté d'une marge d'incertitude de 5 %* ». La CREG relève par ailleurs que la prise en compte de cette marge d'incertitude ne figurait pas dans la *Design Note on Intermediate Price cap* et n'est pas motivée.

89. Dans la *Design Note on Intermediate price cap*, il était précisé que la notion du « *missing money* » inclut également « *a certain mark-up to secure a fair and sufficient return on investment* ». Or, cette référence n'est pas reprise dans la proposition d'arrêté royal.

90. Selon la CREG, le paragraphe 2 semble redondant et non nécessaire. En effet, il résulte de la loi électricité que le gestionnaire du réseau calcule chaque année les plafonds de prix (dont le prix maximum intermédiaire), dans son rapport visé à l'article 7*undecies*, § 2, 2°. Dès lors que le plafond de prix intermédiaire est égal au « *missing-money* » de la technologie ayant le « *missing-money* » le plus élevé (cf. art. 10, § 1^{er}), le calcul du « *missing-money* » doit nécessairement intervenir chaque année

91. De manière générale, la détermination du *missing-money* au sens de l'article 14 pourrait être énoncée de manière plus simple.

5.16. ARTICLE 15

92. Comme mentionné ci-avant, la CREG estime que l'article 15 de la proposition d'arrêté royal devrait être supprimé, cet article contenant des dispositions relatives à l'obligation de remboursement, étrangère à l'arrêté royal à adopter en exécution de l'article 7*undecies*, § 2, alinéa 1^{er}, de la loi électricité. Elle ne fait dès lors pas d'autres commentaires à propos de cet article.

Le cas échéant, il conviendrait de définir les termes « *obligation de remboursement* ».

5.17. ARTICLE 17

93. Le paragraphe 1^{er} de l'article 17 contient, pour partie, une disposition « procédurale » (*i.e.* à quel moment choisir un NEMO) qui devrait plutôt figurer dans les règles de fonctionnement visées à l'article 7*undecies*, § 8, de la loi électricité (cf. par comparaison la fixation du prix de marché déclaré, art. 18, § 3).

94. La rédaction de ce même paragraphe 1^{er} est en tout état de cause perfectible :

- il précise que le choix du NEMO doit se faire « *durant la période de préqualification* » notamment par un « *candidat CRM préqualifié* ». Or, comment ce candidat CRM peut-il déjà être préqualifié si l'on est encore au stade de la préqualification ?
- « *le fournisseur de capacité d'une unité du marché de capacité ou le candidat CRM préqualifié* » : la CREG n'aperçoit pas la raison de cette distinction ;
- plutôt que de dire que l'intéressé choisit un NEMO, il conviendrait d'indiquer que celui-ci notifie au gestionnaire du réseau son choix de NEMO.

95. Le paragraphe 3 (« *les modalités du prix de référence sont établies dans les règles de fonctionnement* ») est rédigé de manière très large de telle sorte que (i) il ne permet pas de déterminer ce qu'on vise par ces modalités et (ii) la question se pose dès lors de savoir s'il est conforme à la loi électricité qui prévoit simplement, à propos du prix de référence, l'adoption d'une méthodologie puis la fixation par le ministre.

96. Il conviendrait enfin de déterminer une marche à suivre en cas de cessation de l'activité du NEMO choisi ou de faillite de celui-ci.

5.18. ARTICLE 18

97. L'article 18 devrait être revu. Sa structure (§, 1°,...) n'est pas conforme aux principes de légistique. En outre, la distinction entre marché primaire et secondaire n'a pas lieu d'être : d'une part, les règles d'organisation du marché secondaire n'ont pas à figurer dans l'arrêté royal adopté en exécution de l'article *Tundecies*, § 2, alinéa 1^{er}; d'autre part, il résulte des §§ 1^{er} et 2 que le prix d'exercice applicable à une capacité – tant dans le marché primaire que dans le marché secondaire – est celui qui a été fixé pour la mise aux enchères à l'issue de laquelle cette capacité a été contractée. Le paragraphe 2 de l'article 18 semble donc largement inutile, d'autant que sa formulation – surtout celle du 1° – est difficilement compréhensible.

98. S'agissant du maintien du prix d'exercice durant toute la durée du contrat de capacité, la CREG rappelle ci-après les observations qu'elle avait émises à l'occasion de la consultation publique sur les *Design Notes* :

Elia propose de maintenir le *strike price* fixe (et sans indexation) pendant toute la durée d'un contrat pluriannuel. Ceci signifie qu'un même *strike price* pourrait être d'application pendant 19 ans. Le risque de déconnexion avec l'évolution du prix de marché est donc très grand. Ceci peut générer des effets pervers sur le fonctionnement du marché de l'électricité si le *strike price* devient trop faible, ou supprimer toute obligation de remboursement si son niveau devient trop élevé.

La méthodologie proposée pourrait être sujette à des manipulations. Les détenteurs de capacités pourront proposer sur les bourses des offres à des prix artificiellement élevés dont ils savent qu'elles ne seront pas retenues, dans le seul but de faire évoluer le *strike price* à la hausse.

La méthode de calibration du *strike price* donne une plage très large de valeurs possibles, de sorte que le choix du pourcentage est déterminant. Or, elle donne très peu d'indications sur le choix de ce pourcentage. La méthode est donc beaucoup trop vague et donne un résultat trop incertain. Elle n'atteint donc pas l'objectif visé.

Alors qu'Elia propose de figer le *strike price* pendant 19 ans pour certaines capacités, sa méthode de détermination repose sur les seuls prix de marché observés pendant les trois dernières périodes hivernales. Si deux de ces hivers ont été rigoureux et un a été doux, le *strike price* en résultant ne correspondra à aucune situation réelle. Il en va de même si une indisponibilité importante survient lors d'un des hivers. De même, un changement majeur du prix de combustible ou du CO2 survenant au cours de ces trois hivers ou entre ces hivers et les 19 années suivantes, un changement du parc de production ou la mise en service d'une nouvelle interconnexion produira des effets non-souhaités.

La CREG est d'avis que le montant du *strike price* devrait pouvoir évoluer en fonction de critères objectifs prédéterminés, et ce, en vue de maintenir un lien entre le *strike price* appliqué et le prix du marché.

99. Sans préjudice des considérations reprises au paragraphe précédent, la CREG suggère de formuler comme suit l'alinéa 2 du paragraphe 1^{er} : « *Le prix d'exercice défini pour une mise aux enchères s'applique, pour les capacités contractées à l'issue de cette mise aux enchères, pendant toute la durée du contrat de capacité.* »

100. La CREG s'interroge en outre sur la conformité du paragraphe 3 à la loi électricité (art. 2, 71° et 72° ; art. *Tundecies*, § 7, al. 1^{er}). Il résulte de ces dispositions que la loi prévoit expressément le remboursement de la différence positive entre le prix de référence et le prix d'exercice et, à cette fin, la détermination d'un prix d'exercice ; en d'autres termes, toutes les capacités participant au CRM devraient se voir appliquer un prix d'exercice. Dans ces conditions, la substitution du prix de marché déclaré au prix d'exercice ne peut-elle être considérée comme une dérogation à cette règle,

non prévue par la loi électricité ? Le libellé du texte devrait être revu pour prévoir que, pour les capacités visées, le prix de marché déclaré est le prix d'exercice.

5.19. ARTICLE 19

101. La CREG émet les commentaires suivants sur cette disposition :

- au paragraphe § 1^{er}, al. 2 : que signifie offre et demande élastique ?
- au paragraphe 2 , 1° : sur la base de quelles données sont calculés les coûts variables des unités avec programme journalier ? aussi sur la base des coûts des trois dernières années ?
- au même paragraphe 2, les 2°, 3° et 4° sont trop vagues et devraient être précisés.

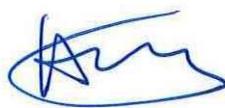
6. CONCLUSION

Sur la base des éléments qui précèdent, en particulier les arguments repris au chapitre 4, la CREG considère que la proposition d'arrêté royal doit être fondamentalement revue.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE 1

Projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité