

Décision

(B)2751
29 février 2024

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia Transmission Belgium modifiant les modalités et conditions pour le responsable de la planification des indisponibilités (T&C OPA)

Prise en application de l'article 3 du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LÉGAL	5
1.1. Droit européen	5
1.1.1. Règlement (UE) 2017/1485 (ci-après : « SOGL »).....	5
1.1.2. Règlement (UE) 2015/1222 (ci-après : « CACM »)	12
1.2. Code de bonne conduite électricité	13
2. ANTÉCÉDENTS	16
3. CONSULTATION	19
4. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	20
4.1. Objectif de la proposition.....	20
4.2. Modalités et conditions qui définissent le cadre légal.....	21
4.2.1. Remarques préliminaires générales au niveau de la phase 1 d'iCAROS.....	21
4.2.2. Remarques relatives aux Considérants	25
4.2.3. Article 1 ^{er} : objet et champ d'application	25
4.2.4. Article 2 : Date d'entrée en vigueur	25
4.2.5. Article 3 : Impact attendu sur les objectifs du SOGL	25
4.2.6. Article 4 : Langue	25
4.3. Conditions spécifiques des T&C OPA	26
4.3.1. Remarques générales	26
4.3.2. Article II.1 : Définitions	26
4.3.3. Article II.2 : Conditions pour l'OPA.....	27
4.3.4. Article II.3 : Conditions pour les points de livraison.....	28
4.3.5. Article II.4 : Test de communication.....	28
4.3.6. Article II.5 : Procédure Listed	29
4.3.7. Article II.6 : Procédure Revision	29
4.3.8. Article II.7 : Procédure Stand-by.....	29
4.3.9. Article II.8 : Procédure Ready-to-run.....	29
4.3.10. Article II.9 : Plan de disponibilité	30
4.3.11. Article II.10 : Contrôle de la cohérence des données.....	32
4.3.12. Article II.11 : Rémunération relative aux modifications dans l'état de disponibilité	33
4.3.13. Article II.12 : Incitants liés au contrôle de la cohérence des données	33
4.3.14. Article II.13 : Facturation et paiement	36
4.3.15. Annexes	37
5. DÉCISION	38

ANNEXE 1..... 39
ANNEXE 2..... 40
ANNEXE 3..... 41

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : « CREG ») examine ci-après la demande de la S.A. Elia Transmission Belgium (ci-après : « Elia ») visant à approuver la proposition modifiant les Modalités et Conditions pour le Responsable de la planification des indisponibilités (ci-après : « Proposition »). La demande d'approbation est introduite par Elia conformément aux articles 46 et 110 du Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : « SOGL ») et aux articles 125 et 126 du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions (ci-après : « Code de bonne conduite électricité »).

Par lettre du 30 octobre 2023, la CREG a reçu la Proposition d'Elia pour approbation. Les annexes suivantes, pertinentes pour la présente décision, ont été jointes à la lettre :

- La proposition de modification des Modalités et Conditions pour le Responsable de la planification des indisponibilités, en français, en néerlandais et en anglais (Annexe 1 de la présente décision).
- Le rapport de consultation sur les Modalités et Conditions pour le Responsable de la programmation, les Modalités et Conditions pour le Responsable de la planification des indisponibilités et les Règles de coordination et de gestion des congestions, en anglais (Annexe 2 de la présente décision).

En outre, à la lettre du 30 octobre 2023 sont également jointes en annexe :

- Une proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions, en français, en néerlandais et en anglais ;
- Une proposition de modification des Modalités et Conditions pour le Responsable de la programmation, en français, en néerlandais et en anglais.

Les deux propositions pour approbation font l'objet d'une décision séparée.

La présente décision est scindée en cinq parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie explique les antécédents. La troisième partie traite de la consultation publique. Dans la quatrième partie, la CREG analyse le contenu de la Proposition. Enfin, la cinquième partie comporte la décision.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 29 février 2024.

1. CADRE LÉGAL

1.1. DROIT EUROPÉEN

1.1.1. Règlement (UE) 2017/1485¹ (ci-après : « SOGL »)

1. Les objectifs du SOGL sont définis à l'article 4.

Le présent règlement vise à :

- a) déterminer des exigences et principes communs en matière de sécurité d'exploitation ;*
- b) déterminer des principes communs pour la planification de l'exploitation sur le réseau interconnecté ;*
- c) déterminer les processus communs de réglage fréquence-puissance et des structures de réglage communes ;*
- d) assurer les conditions du maintien de la sécurité d'exploitation dans toute l'Union ;*
- e) assurer les conditions du maintien du niveau de qualité de la fréquence dans toutes les zones synchrones de l'Union ;*
- f) promouvoir la coordination de l'exploitation du réseau et de la planification de l'exploitation ;*
- g) assurer et renforcer la transparence et la fiabilité des informations sur la gestion du réseau de transport ;*
- h) contribuer à la gestion et au développement efficaces du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union.*

2. Aux fins de l'application du présent règlement, les États membres, les autorités compétentes et les gestionnaires de réseau :

- a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination ;*
- b) veillent à la transparence ;*
- c) appliquent le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées ;*
- d) veillent à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau ;*
- e) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale ;*
- f) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau ; et*
- g) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues.*

¹ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

2. L'article 5 du SOGL prévoit que les gestionnaires de réseau de transport (ci-après : « GRT ») sont tenus d'élaborer, au niveau européen et régional, des modalités et des conditions ou des méthodologies et de les soumettre pour approbation aux autorités de régulation compétentes.

1. Les GRT définissent les modalités et les conditions ou les méthodologies requises par le présent règlement et les soumettent pour approbation aux autorités de régulation compétentes conformément à l'article 6, paragraphes 2 et 3, ou pour approbation à l'entité désignée par l'État membre conformément à l'article 6, paragraphe 4, dans les délais respectifs fixés par le présent règlement.

3. L'article 6.5 du SOGL prévoit que lorsqu'un GRT individuel a l'obligation ou l'autorisation, sur la base du présent règlement, de spécifier des exigences ou de convenir d'exigences qui ne sont pas citées au paragraphe 4, les États membres peuvent imposer l'approbation préalable de ces exigences par l'autorité de régulation nationale :

« Lorsqu'un gestionnaire de réseau individuel concerné ou un GRT a l'obligation ou l'autorisation, sur la base du présent règlement, de spécifier des exigences ou de convenir d'exigences qui ne sont pas soumises au paragraphe 4, les États membres peuvent imposer l'approbation préalable de ces exigences par l'autorité de régulation nationale. »

4. Un responsable de la planification des indisponibilités (ci-après : « OPA ») est une entité chargée de planifier l'état de disponibilité d'une unité de production d'électricité pertinente, d'une installation de consommation pertinente ou d'un élément de réseau pertinent.

5. Les articles 40, 46, 49 et 52 du SOGL définissent les modalités et conditions relatives aux échanges de données entre GRT et utilisateurs du réseau, en ce compris les données relatives à l'indisponibilité planifiée.

6. La planification des indisponibilités s'inscrit dans le contexte plus général de la « coordination des indisponibilités », traitée au Titre 3 du SOGL. Ce titre comprend les articles 82 à 103 inclus. Ces articles définissent les droits et obligations généraux des coordinateurs de sécurité régionaux, GRT et utilisateurs du réseau dans le cadre de la planification des indisponibilités des actifs pertinents.

7. L'article 82 du SOGL définit l'objectif de la coordination des indisponibilités :

« Avec l'appui du coordinateur de sécurité régional pour les situations visées dans le présent règlement, chaque GRT procède à la coordination des indisponibilités en application des principes du présent titre, afin de surveiller l'état de disponibilité des actifs pertinents et de coordonner les plans de disponibilité des GRT, et d'assurer ainsi la sécurité d'exploitation du réseau de transport. »

8. L'article 83 du SOGL définit les conditions de la coordination régionale :

« 1. Tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités élaborent conjointement une procédure opérationnelle de coordination régionale visant à établir les aspects opérationnels de la mise en œuvre de la coordination des indisponibilités dans chaque région, comprenant :

- a) la fréquence, la portée et le type de coordination, au moins pour les échéances à un an et à une semaine ;*
- b) des dispositions relatives au recours aux évaluations menées par le coordinateur de sécurité régional en application de l'article 80 ;*
- c) des mesures pratiques pour la validation des plans de disponibilité des éléments de réseau pertinents à un an, conformément à l'article 98.*

2. Chaque GRT participe à la coordination des indisponibilités dans ses régions de coordination des indisponibilités et applique les procédures opérationnelles de coordination régionale établies conformément au paragraphe 1.

3. Si des incompatibilités de planification des indisponibilités apparaissent entre différentes régions de coordination des indisponibilités, tous les GRT et coordinateurs régionaux de la sécurité de ces régions se concertent afin de surmonter ces incompatibilités.

4. Chaque GRT fournit aux autres GRT de la même région de coordination des indisponibilités toutes les informations pertinentes dont il dispose sur les projets d'infrastructure liés au réseau de transport, au réseau de distribution, au réseau fermé de distribution, aux unités de production d'électricité ou aux installations de consommation qui pourraient avoir un impact sur le fonctionnement de la zone de contrôle d'un autre GRT au sein de la région de coordination des indisponibilités.

5. Chaque GRT fournit aux GRD raccordés au réseau de transport situés dans sa zone de contrôle toutes les informations pertinentes dont il dispose sur les projets d'infrastructure liés au réseau de transport qui pourraient avoir un impact sur le fonctionnement du réseau de distribution de ces GRD.

6. Chaque GRT fournit aux gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD) raccordés au réseau de transport situés dans sa zone de contrôle toutes les informations pertinentes dont il dispose sur les projets d'infrastructure liés au réseau de transport qui pourraient avoir un impact sur le fonctionnement du réseau fermé de distribution de ces GRFD.

9. Le SOGL définit « installation de consommation pertinente », « actif pertinent », « élément de réseau pertinent » et « unité de production d'électricité pertinente » respectivement aux articles 1(83), (84), (85) et (88). Le terme « pertinent » indique que l'état de disponibilité de l'actif influence la sécurité d'exploitation transfrontalière. L'état de disponibilité de ces actifs doit donc être pris en compte et coordonné dans la procédure de coordination des indisponibilités entre GRT.

10. L'article 84 du SOGL définit les modalités et conditions applicables à la méthodologie d'évaluation de la pertinence des actifs pour la coordination des indisponibilités.

11. Les articles 85 et 86 du SOGL définissent les modalités et conditions applicables à l'établissement des listes des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes, et à leur mise à jour.

12. Les articles 87 et 88 du SOGL définissent les modalités et conditions applicables à l'établissement des listes des éléments de réseau pertinents, et à leur mise à jour.

13. L'article 89 du SOGL définit la désignation des responsables de la planification des indisponibilités :

1. Chaque GRT agit en tant que responsable de la planification des indisponibilités pour chaque élément de réseau pertinent qu'il exploite.

2. Pour tous les autres actifs pertinents, le propriétaire désigne le responsable de la planification des indisponibilités pour l'actif concerné, ou agit en tant que tel, et informe son GRT de la désignation.

14. L'article 90 du SOGL définit le traitement des actifs pertinents situés dans un réseau de distribution ou un réseau fermé de distribution.

1. Chaque GRT coordonne avec le GRD la planification des indisponibilités des actifs internes pertinents raccordés à son réseau de distribution.

2. Chaque GRT coordonne avec le GRFD la planification des indisponibilités des actifs internes pertinents raccordés à son réseau fermé de distribution.

15. L'article 91 du SOGL définit les modalités et conditions pour ajuster les échéances pour la coordination des indisponibilités à un an au niveau d'une zone synchrone.

16. L'article 92 du SOGL détermine les dispositions générales relatives aux plans de disponibilité :

1. Les actifs pertinents présentent un des états de disponibilité suivants :

- a) « disponible », si l'actif pertinent est en état et prêt à fournir des services, qu'il soit en service ou non ;*
- b) « indisponible », si l'actif pertinent n'est pas en état ni prêt à fournir des services ;*
- c) « à l'essai », si la capacité de l'actif pertinent à fournir des services est soumise à essai.*

2. L'état « à l'essai » ne s'applique qu'en cas d'impact potentiel sur le réseau de transport et pendant les périodes suivantes :

- a) entre le premier raccordement et la première mise en service de l'actif pertinent ;
et*
- b) directement après la maintenance de l'actif pertinent.*

3. Les plans de disponibilité contiennent au moins les informations suivantes :

- a) la raison de l'état « indisponible » d'un actif pertinent ;*
- b) si ces conditions sont connues, les conditions à remplir avant d'appliquer en temps réel l'état « indisponible » d'un actif pertinent ;*
- c) le temps nécessaire pour remettre un actif pertinent en service, si cela est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation.*

4. L'état de disponibilité sur un an de chaque actif pertinent est indiqué pour chaque jour.

5. Lorsque les programmes de production et les programmes de consommation sont présentés au GRT, conformément à l'article 111, la résolution temporelle des états de disponibilité est cohérente avec ces programmes.

17. L'article 93 du SOGL spécifie les responsabilités des GRT s'agissant des plans indicatifs de disponibilité à long terme pour les actifs internes pertinents :

1. Au plus tard deux ans avant le début d'une coordination des indisponibilités à un an, chaque GRT évalue les plans indicatifs de disponibilité à long terme correspondant aux actifs internes pertinents, fournis par les responsables de la planification des indisponibilités conformément aux articles 4, 7 et 15 du règlement (UE) no 543/2013, et fait part de ses observations préliminaires, concernant notamment toute incompatibilité détectée dans la planification des indisponibilités, à tous les responsables de la planification affectés.

2. Chaque GRT mène l'évaluation des plans indicatifs de disponibilité à long terme correspondant aux actifs internes pertinents, visée au paragraphe 1, chaque année jusqu'au début de la coordination des indisponibilités à un an.

18. L'article 94 du SOGL définit les responsabilités du responsable de la planification des indisponibilités et du GRT s'agissant de la fourniture des propositions de plans de disponibilité à un an.

1. Avant le 1^{er} août de chaque année civile, un responsable de la planification des indisponibilités qui n'est ni un GRT participant à une région de coordination des indisponibilités, ni un GRD, ni un GRFD, présente au ou aux GRT participants à une région de coordination des indisponibilités, et le cas échéant au GRD ou au GRFD, un plan de disponibilité couvrant l'année civile suivante pour chacun de ses actifs pertinents.

2. Le GRT visé au paragraphe 1 s'efforce d'examiner les demandes de modification d'un plan de disponibilité lorsqu'il les reçoit. Si cela n'est pas possible, il examine les demandes de modification après que la coordination des indisponibilités à un an est terminée.

3. Le ou les GRT visés au paragraphe 1 examinent les demandes de modification après que la coordination des indisponibilités à un an est terminée :

- a) selon l'ordre d'arrivée des demandes ; et
- b) en appliquant la procédure établie conformément à l'article 100.

19. L'article 95 du SOGL définit les obligations d'un GRT s'agissant de la coordination à un an de l'état de disponibilité des actifs pertinents pour lesquels le responsable de la planification des indisponibilités n'est ni un GRT associé à une région de coordination des indisponibilités, ni un gestionnaire de réseau de distribution (ci-après : GRD), ni un gestionnaire de réseau fermé de distribution (ci-après : GRFD).

1. Chaque GRT examine, pour une échéance à un an, si des incompatibilités de la planification des indisponibilités découlent des plans de disponibilité reçus en application de l'article 94.

2. Lorsqu'un GRT détecte des incompatibilités de la planification des indisponibilités, il suit la procédure suivante :

- a) il informe chaque responsable de la planification des indisponibilités affecté des conditions à remplir pour atténuer les incompatibilités détectées pour la planification des indisponibilités ;
- b) il peut demander à un ou plusieurs responsables de la planification des indisponibilités de présenter un autre plan de disponibilité répondant aux conditions visées au point a) ; et
- c) il effectue une nouvelle fois l'évaluation visée au paragraphe 1 afin de déterminer s'il subsiste des incompatibilités de la planification des indisponibilités.

3. Si, à la suite d'une demande adressée par un GRT en application du paragraphe 2, point b), le responsable de la planification des indisponibilités ne présente pas d'autre plan de disponibilité visant à atténuer toutes les incompatibilités de la planification des indisponibilités, ce GRT établit un nouveau plan de disponibilité en respectant les critères suivants :

- a) il tient compte des impacts signalés par les responsables de la planification des indisponibilités affectés ainsi que par le GRD ou le GRFD, le cas échéant ;
- b) il n'apporte que les modifications strictement nécessaires pour atténuer les incompatibilités de la planification des indisponibilités ; et
- c) il notifie à son autorité de régulation, aux GRD et GRFD affectés le cas échéant et aux responsables de la planification des indisponibilités affectés ce nouveau plan de disponibilité, en indiquant les raisons de son élaboration ainsi que les impacts signalés par les responsables de la planification des indisponibilités affectés et, le cas échéant, par les GRD ou les GRFD.

20. L'article 96 du SOGL définit les obligations d'un GRT s'agissant de la coordination year-ahead de l'état de disponibilité des actifs pertinents pour lesquels le responsable de la planification des indisponibilités est bien un GRT participant à une région de coordination des indisponibilités, un GRD, ou un GRFD. La coordination des indisponibilités des éléments de réseau pertinents peut influencer la coordination des indisponibilités des actifs pertinents qui ne sont pas des éléments de réseau, conformément à l'alinéa 4 de cet article :

4. Lorsqu'un GRT détecte une incompatibilité dans la planification des indisponibilités, il est habilité à proposer une modification des plans de disponibilité des actifs internes pertinents pour lesquels le responsable de la planification des indisponibilités n'est ni un GRT associé à une région de coordination des indisponibilités, ni un GRD, ni un GRFD, et il détermine une solution en collaboration avec les responsables de la planification des indisponibilités, les GRD et les GRFD concernés, à l'aide des moyens dont il dispose.

21. L'article 97 du SOGL définit les obligations des GRT s'agissant de la fourniture de plans préliminaires de disponibilité à un an à tous les autres GRT, aux GRD et GRFD.

1. Avant le 1^{er} novembre de chaque année civile, chaque GRT fournit à tous les autres GRT, par l'intermédiaire de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation, les plans préliminaires de disponibilité year-ahead pour l'année civile suivante en ce qui concerne tous les actifs internes pertinents.

2. Avant le 1^{er} novembre de chaque année civile, pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau de distribution, le GRT fournit au GRD le plan préliminaire de disponibilité à un an.

3. Avant le 1^{er} novembre de chaque année civile, pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau fermé de distribution, le GRT fournit au GRFD le plan préliminaire de disponibilité à un an.

22. L'article 98 du SOGL définit les responsabilités des GRT s'agissant de la validation des plans de disponibilité à un an au sein des régions de coordination des indisponibilités.

1. Chaque GRT analyse tous les plans préliminaires de disponibilité à un an pour vérifier s'il existe des incompatibilités de la planification des indisponibilités.

2. S'il n'y a pas d'incompatibilités dans la planification des indisponibilités, tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités valident conjointement les plans de disponibilité à un an pour tous les actifs pertinents de cette région.

3. Si un GRT détecte une incompatibilité dans la planification des indisponibilités, les GRT affectés de la ou des régions de coordination des indisponibilités concernées emploient les moyens dont ils disposent pour déterminer ensemble une solution, en coordination avec les responsables de la planification des indisponibilités, les GRD et les GRFD concernés, en respectant dans la mesure du possible les plans de disponibilité présentés par les responsables de la planification des indisponibilités qui ne sont ni un GRT participant à une région de coordination des indisponibilités, ni un GRD, ni un GRFD, et élaborés conformément aux articles 95 et 96. Si une solution est trouvée, tous les GRT des régions de coordination des indisponibilités concernées mettent à jour et valident les plans de disponibilité à un an pour tous les actifs pertinents.

4. Si aucune solution n'est trouvée pour résoudre une incompatibilité dans la planification des indisponibilités, chaque GRT concerné, moyennant l'approbation de l'autorité de régulation compétente si l'État membre le prévoit :

a) fait passer de manière forcée à « disponible » tous les états « indisponible » ou « à l'essai » pour les actifs pertinents concernés par une incompatibilité dans la planification des indisponibilités durant la période visée ; et

- b) *signale les mesures prises aux autorités de régulation pertinentes, aux GRD ou aux GRFD affectés le cas échéant, et aux responsables de la planification des indisponibilités concernés, en indiquant leur justification ainsi que les impacts signalés par les responsables de la planification des indisponibilités et par les GRD ou les GRFD, le cas échéant.*

5. Tous les GRT des régions de coordination des indisponibilités concernées modifient en conséquence et valident les plans de disponibilité à un an pour tous les actifs pertinents.

23. L'article 99 du SOGL définit les obligations des GRT s'agissant de la fourniture des plans finaux de disponibilité à un an.

1. Avant le 1^{er} décembre de chaque année civile, chaque GRT :

- a) *finalise la coordination des indisponibilités à un an pour les actifs internes pertinents ; et*
- b) *finalise les plans de disponibilité à un an des actifs internes pertinents et les stocke dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.*

2. Avant le 1^{er} décembre de chaque année civile, le GRT fournit à son responsable de la planification des indisponibilités le plan final de disponibilité à un an pour chaque actif interne pertinent.

3. Avant le 1^{er} décembre de chaque année civile, le GRT fournit au GRD concerné le plan final de disponibilité à un an pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau de distribution.

4. Avant le 1^{er} décembre de chaque année civile, le GRT fournit au GRFD concerné le plan final de disponibilité à un an pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau fermé de distribution.

24. L'article 100 du SOGL définit la procédure à suivre s'agissant des mises à jour des plans finaux de disponibilité year-ahead. Le responsable de la planification des indisponibilités est en effet habilité à lancer une procédure de modification du plan final de disponibilité à un an dans l'intervalle entre la finalisation de la coordination des indisponibilités year-ahead et son exécution en temps réel.

25. La coordination de la planification des indisponibilités s'inscrit dans le cadre de l'analyse de sécurité d'exploitation générale au titre 2 du SOGL. Ce titre comprend les articles 72 à 81. L'article 80 traite spécifiquement de la coordination régionale des indisponibilités. Les GRT délèguent cette coordination régionale des indisponibilités aux coordinateurs de sécurité régionaux afin de soutenir les GRT dans l'exécution de leurs obligations prévues aux articles 98 et 100 conformément à l'article 77, paragraphe 3, a) du SOGL.

26. Enfin, les articles 101, 102 et 103 du SOGL spécifient les droits et obligations du propriétaire d'une installation de production d'électricité, d'une installation de consommation ou d'un élément de réseau pertinent et des GRT, GRD ou GRFD concernés dans l'exécution des plans de disponibilité :

- L'article 101 décrit la gestion de l'état « à l'essai » des actifs pertinents.
- L'article 102 définit la procédure de traitement des indisponibilités fortuites (anglais : forced outage).
- L'article 103 contient les dispositions relatives à l'exécution en temps réel des plans de disponibilité.

27. Elia est habilitée, en vertu des articles susmentionnés du SOGL, à établir les modalités et conditions pour le responsable de la planification des indisponibilités.

1.1.2. Règlement (UE) 2015/1222² (ci-après : « CACM »)

28. Enfin, l'Article 16 du CACM prévoit que les informations relatives à la disponibilité des unités de production et de consommation doivent être fournies aux GRT, ainsi que les informations pertinentes disponibles relatives au dispatching des unités de production. Cette obligation s'applique dans le cadre de l'obligation des GRT d'élaborer des modèles de réseau communs pour le calcul des capacités et la méthodologie prévue à cet effet. L'article 16 du CACM prévoit ce qui suit :

« 3. La proposition de méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation précise les informations que les unités de production et de consommation doivent fournir aux GRT. Ces informations comprennent au minimum :

a) des informations relatives à leurs caractéristiques techniques ;

b) des informations relatives à la disponibilité des unités de production et de consommation ;

c) des informations relatives aux programmes des unités de production ;

d) les informations pertinentes disponibles relatives au dispatching des unités de production.

4. La méthodologie précise les délais applicables aux unités de production et de consommation pour la fourniture des informations visées au paragraphe 3.

(...) »

² Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

1.2. CODE DE BONNE CONDUITE ÉLECTRICITÉ

29. Conformément à l'article 6.5 du SOGL (voir paragraphe 3 de la présente décision), l'article 3, § 1^{er}, 7° du Code de bonne conduite électricité prévoit que les modalités et conditions pour le responsable de la planification des indisponibilités doivent être soumises à l'approbation de la CREG.

30. L'article 123 du Code de bonne conduite électricité introduit les règles relatives à la planification des indisponibilités :

« Art. 123. §1^{er}. Le présent chapitre fixe les règles relatives à la planification des indisponibilités, à la programmation ainsi qu'à la coordination de certaines installations ou ensembles d'installations d'utilisateurs du réseau de transport en vue d'assurer la sécurité opérationnelle, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport.

§2. Les installations visées au présent chapitre sont toutes les installations qu'elles soient considérées comme existantes ou neuves conformément au code de réseau européen RfG, au code de réseau européen DCC, au code de réseau européen HVDC ou conformément au règlement technique, faisant partie d'une des catégories suivantes :

1° toute unité de production d'électricité d'une puissance maximale égale ou supérieure à 1 MW (ou de type B, C ou D conformément aux valeurs seuil maximales de capacité visées dans le règlement technique si cette unité se trouve dans un CDS) et, le cas échéant, comme unité locale de production d'électricité, raccordé(e) au réseau de transport ou situé(e) au sein d'un CDS lui-même raccordé au réseau de transport ;

2° toute installation de stockage d'énergie de type B, C ou D conformément aux valeurs seuil maximales de capacité visées dans le règlement technique, le cas échéant, comme parc local non synchrone de stockage, raccordé au réseau de transport ou situé au sein CDS lui-même raccordé au réseau de transport ;

3° toute installation de consommation raccordée au réseau de transport, ainsi que ;

4° tout ensemble d'installations de consommation d'un CDS raccordé au réseau de transport. »

31. L'article 124 du Code de bonne conduite électricité détermine qui peut agir en tant que responsable de la programmation ou responsable de la planification des indisponibilités de l'installation électrique :

« Art. 124. L'utilisateur du réseau de transport agit en tant que responsable de la programmation et responsable de la planification des indisponibilités de l'installation électrique faisant l'objet, respectivement, de la programmation et de la planification des indisponibilités, telles que visées aux sections 3.6.2.2. et 3.6.2.3. du présent Code de bonne conduite, ou désigne un tiers en cette qualité.

32. L'article 125 du Code de bonne conduite électricité fixe les obligations relatives à la planification des indisponibilités :

« Art. 125. Toute installation visée aux 1° à 3° de l'article 123, § 2, doit faire l'objet d'informations envoyées au gestionnaire du réseau de transport relatives à la planification des indisponibilités de l'installation.

Le responsable de la planification des indisponibilités de l'installation envoie ces informations selon les procédures prévues dans le contrat type de responsable de la planification des indisponibilités visé à l'article 126.

Les informations visées à l'alinéa 1^{er}, contiennent au moins le plan de disponibilité de l'installation, ainsi que les restrictions temporaires quant à la capacité maximale et

*minimale qui peut être déployée par cette installation en injection et/ou en prélèvement.
Les informations sont régulièrement mises à jour ».*

33. L'article 126 du Code de bonne conduite électricité détermine les éléments que le contrat type doit fixer pour le Responsable de la planification des indisponibilités.

Art.126. Le contrat type de responsable de la planification des indisponibilités décrit, dans le respect des dispositions de la ligne directrice européenne SOGL ou de documents et méthodologies qui en découlent, en termes de planification des indisponibilités, au moins :

1° les obligations opérationnelles applicables aux installations électriques ainsi qu'à leur responsable de la planification des indisponibilités et les responsabilités qui en découlent ;

2° les modalités selon lesquelles l'utilisateur de réseau désigne son responsable de programmation des indisponibilités ;

3° l'ensemble des informations pertinentes qui doivent être envoyées au gestionnaire de réseau de transport en ce y compris les informations visées à l'article 125, alinéa trois ;

4° les modalités et procédures relatives à la transmission des informations telles que le calendrier d'échange de données, la forme, le détail et la granularité des données échangées tenant compte de la taille, des caractéristiques, de la localisation ainsi que des limitations techniques de l'installation concernée ;

5° le mécanisme relatif aux adaptations du plan de disponibilité visé à l'article 125, alinéa 3, ainsi que les circonstances dans lesquelles ces adaptations mènent à une rémunération ;

6° le fait que ces rémunérations éventuelles visées au 5° doivent couvrir des coûts démontrables et raisonnables directement générés par la modification du plan de disponibilité ;

7° les modalités d'une éventuelle clause indemnitaire et les circonstances dans lesquelles elle est applicable. »

34. L'article 127 du Code de bonne conduite électricité décrit les dispositions particulières en cas d'indisponibilité fortuite :

« Art. 127. Le responsable de la planification des indisponibilités pour une installation communique au gestionnaire du réseau de transport, dans les plus brefs délais suivant l'arrêt de l'installation concernée, toute indisponibilité fortuite, individuelle, complète ou partielle de cette installation ; il précise également dans la mesure du possible toute information pertinente quant à la raison de cette indisponibilité fortuite ainsi que la meilleure prévision pour la durée de celle-ci. »

35. L'article 135 du Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité porte ensuite sur les interactions entre les différentes parties chargées de la fourniture d'informations sur une installation.

« Art. 135. § 1. Les différentes informations énumérées ci-dessous et soumises au gestionnaire du réseau de transport par les parties concernées au sujet d'une installation donnée doivent être cohérentes entre elles :

1° le plan de disponibilité soumis par le responsable de la planification des indisponibilités pour une installation en vertu de l'article 125 ;

2° les programmes et les offres de puissance présentés par le responsable de la programmation pour cette installation conformément à l'article 128 ;

3° la nomination soumise par le responsable d'équilibre chargé du suivi de cette installation en vertu du chapitre 3.5.4 ;

4° ainsi que, le cas échéant, les offres d'énergie d'équilibrage soumises en vertu du titre 9.2, par le fournisseur d'énergie d'équilibrage offrant de l'énergie d'équilibrage à partir de cette installation.

§ 2. L'utilisateur du réseau de transport pour l'installation concernée est tenu de veiller, à la bonne transmission vers les différentes parties citées au paragraphe 1^{er} des informations pertinentes et mises à jour quant aux indisponibilités et prévisions de production ou consommation d'électricité de l'installation dont chacune de ces parties a besoin pour assurer ses obligations.

Lorsqu'il constate des incohérences entre les informations prévisionnelles concernant une même installation qui lui sont transmises par les différents acteurs précités dans le cadre de leurs obligations, le gestionnaire du réseau de transport peut rejeter, demander une adaptation ou rectifier lui-même ces informations et dans ce dernier cas en informer les parties concernées.

36. Enfin, les articles 136 et 137 du Code de bonne conduite électricité traitent les équipements et données de mesure qui sont pertinents dans le cadre des contrats types :

Art. 136. Les équipements de mesure aux fins du présent livre sont les équipements sur lesquels le gestionnaire du réseau de transport doit exercer un contrôle en vue d'assurer l'exploitation du réseau de transport, les règlements financiers consécutifs à l'exercice de ses missions, ainsi que pour répondre à ses obligations légales.

Les équipements de mesure et leurs composants doivent répondre aux exigences des normes belges et internationales applicables.

Le contrat type de raccordement, le contrat type de responsable de la planification des indisponibilités, le contrat type de responsable de la programmation, et/ou le contrat type pour le service auxiliaire concerné régit la manière dont le comptage est effectué.

Art. 137. *Les contrats types conclus conformément au présent Code de bonne conduite et/ou la législation applicable déterminent notamment les règles régissant les équipements de mesure telles que les critères techniques de conformité et les règles relatives à la mise en œuvre et à l'utilisation des équipements de mesure, à la transmission et la mise à disposition des données de mesure, à l'accès aux installations et aux modalités de paiement.*

37. Enfin, les articles 240 à 244 du Code de bonne conduite électricité fixent les dispositions transitoires. L'article 240 et l'article 243 sont notamment pertinents pour la présente décision :

Art. 240. Les contrats types visés à l'article 3, les règles d'équilibrage et les règles de gestion de la congestion, approuvés par la CREG en application de la loi et/ou du règlement technique avant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, seront modifiés par le gestionnaire du réseau de transport afin de les rendre conformes aux dispositions du présent Code de bonne conduite. Les modifications ainsi apportées seront soumises par le gestionnaire du réseau de transport à l'approbation de la CREG lors de la prochaine modification du document concerné pour toute autre raison, mais au plus tard dans un délai de dix-huit mois suivant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, sauf convention préalable écrite et expresse avec la CREG.

Art. 243. Pour chaque installation visée à l'article 123, § 2, 1°, d'une puissance maximale supérieure ou égale à 25 MW, les obligations du responsable de la programmation et du responsable de la planification des indisponibilités sont assurées par le responsable d'équilibre chargé du suivi du point d'accès de cette unité pendant une période transitoire. Le gestionnaire du réseau de transport soumet à l'approbation de la CREG, dans les dix-huit mois suivant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, sauf convention préalable écrite et expresse avec la CREG, une proposition de modification des contrats types de responsable de la programmation et de responsable de la planification des

indisponibilités visés à l'article 3, afin qu'à terme le responsable d'équilibre ne soit plus chargé de cette obligation.

2. ANTÉCÉDENTS

38. Le 12 novembre 2020, la CREG s'est prononcée sur la proposition d'Elia relative aux conditions et modalités pour le responsable de la programmation (T&C OPA). La CREG a approuvé la proposition à l'exception de l'article I.7 des Conditions Générales et moyennant quelques modifications. Elia s'est conformée à la décision et a apporté les modifications demandées. La décision (B)2058 s'inscrit dans la phase transitoire prévue à l'article 377 du règlement technique fédéral (actuellement article 240 du Code de bonne conduite électricité). Il s'agit d'une première étape dans le passage du cadre contractuel et d'exploitation non régulé (contrat CIPU et contrat offshore CIPU) à un cadre régulé tel que stipulé dans le SOGL et dans le RTF, aujourd'hui dénommé Code de bonne conduite électricité. Durant cette phase transitoire, les procédures connues dans le cadre du contrat CIPU sont maintenues dans toute la mesure du possible.

39. En outre, le 12 novembre 2020, la CREG a approuvé la proposition d'Elia relative aux conditions et modalités pour le responsable de la programmation (T&C SA) par la décision (B)2057. La CREG a approuvé la proposition à l'exception de l'article I.7 des Conditions Générales et moyennant quelques modifications. Elia s'est conformée à la décision et a apporté les modifications demandées. Cette proposition s'inscrit également dans la phase transitoire prévue à l'article 377 du RTF. Il s'agit d'une première étape dans le passage du cadre contractuel et d'exploitation non régulé (contrat CIPU et contrat offshore CIPU) à un cadre régulé tel que stipulé dans le SOGL et dans le RTF. Durant cette phase transitoire, les procédures connues dans le cadre du contrat CIPU sont maintenues dans toute la mesure du possible.

40. En 2017, Elia a lancé le projet iCAROS afin de rationaliser le passage du cadre d'exploitation non régulé à un cadre régulé. Le projet iCAROS vise une mise en œuvre par phases des dispositions du SOGL et du RTF en matière de planification, programmation et coordination des indisponibilités d'unités techniques, en concertation étroite avec les parties prenantes.

41. Pour les T&C OPA et T&C SA, le projet iCAROS prévoit les trois phases suivantes

- Phase 1 (= période transitoire) : participation obligatoire uniquement pour les unités de production d'électricité synchrones (SPGM), Power Park Modules par source d'énergie primaire (PPM par source d'énergie primaire) et unités de stockage d'énergie (ESD) d'une puissance installée supérieure ou égale à 25 MW sur le réseau d'Elia ou raccordés au réseau d'Elia via un GRFD. [unités obligatoires dans le cadre du contrat CIPU]
- Phase 2 : participation obligatoire uniquement pour les SPGM, les PPM par source d'énergie primaire et les ESD d'une puissance installée d'1 MW ou plus, quel que soit leur raccordement pour l'obligation OPA et pour l'obligation SA sur le réseau Elia ou raccordés au réseau Elia via un GRFD, et participation obligatoire pour les installations de consommation directement raccordées au réseau d'Elia pour les obligations OPA mais pas pour les obligations SA, sauf si l'installation de consommation propose de la flexibilité de redispatching sur une base volontaire.
- Phase 3 : participation obligatoire uniquement pour les SPGM, les PPM par source d'énergie primaire et les ESD d'une puissance installée d'1 MW, quel que soit leur raccordement, et participation obligatoire pour les installations de consommation

directement raccordées au réseau d'Elia pour les obligations OPA mais pas pour les obligations SA, sauf si l'installation de consommation propose de la flexibilité de redispatching sur une base volontaire.

42. Les T&C OPA et T&C SA approuvées par la CREG s'insèrent dans le cadre de la première phase du projet iCAROS. Elle vise en premier lieu à réaliser la conversion nécessaire pour passer du cadre d'exploitation contractuel non régulé à ce jour (contrat CIPU signé par le BRP) à un cadre contractuel régulé qui distingue clairement les rôles et responsabilités de l'OPA (contrat OPA signé par le BRP/OPA) et du SA (contrat SA signé par le BRP/SA), conformément aux dispositions du SOGL et du RTF du 22 avril 2019.

43. Dans ces décisions, la CREG a affirmé que :

- les T&C OPA et T&C SA s'appliquent à toutes les unités de production et unités de stockage d'énergie raccordées directement ou via un GRFD au réseau de transport, d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW, à l'exception des unités de production d'électricité et aux parcs non synchrones de stockage qui servent à l'alimentation de secours, comme défini à l'article 2, §2 du RTF.
- tant le rôle d'OPA que le rôle de SA peuvent être assurés temporairement par le BRP, et que le BRP signe donc tant le contrat OPA que le contrat SA.
- les unités techniques suivantes sont exemptées de l'obligation de participer :
 - unités de production et unités de stockage d'énergie qui sont raccordées directement ou via un GRFD au réseau de transport d'une puissance nominale inférieure à 25 MW : L'échange de données visé aux articles 46(1), 110 et 111 du SOGL et aux articles 246 à 252 du RTF est basé sur des informations standard, à moins que l'OPA de ces installations décide, sur une base volontaire, de signer le contrat SA (Considérant (21) des T&C SA);
 - installations de consommation raccordées directement ou via un GRFD au réseau de transport : L'échange de données visé aux articles 52(1) et 53(1) du SOGL, limité aux installations de consommation d'intérêt transfrontalier, est basé sur des informations standard. Pour les installations de consommation, aucun contrat SA ne peut être conclu durant cette période transitoire (Considérant (22) des T&C OPA) ;
 - unités de production et unités de stockage d'énergie raccordées au réseau de distribution : L'échange de données visé à l'article 49(a) du SOGL est basé sur des informations standard, à moins que le SA décide, sur une base volontaire, de signer le contrat SA (Considérant (23) des T&C SA).

44. Dans ces décisions, la CREG a en outre affirmé que :

- Les procédures connues dans le cadre de l'ancien contrat CIPU sont maintenues et que seul l'échange d'informations est divisé pour se conformer au SOGL et au RTF.
- La terminologie utilisée est harmonisée avec celle du SOGL.
- L'article 252 du RTF, qui porte sur l'intégration de l'éolien offshore, notamment en raison d'intempéries à venir ou en cours, a été traité.

45. Par lettre du 30 octobre 2023, Elia a soumis la Proposition à la CREG pour approbation. Elle était accompagnée d'une proposition de modification des T&C SA et des règles de coordination et de gestion des congestions.

46. Les propositions de T&C OPA et T&C SA soumises à la CREG le 30 octobre 2023 s'inscrivent toujours selon Elia dans la phase 1 d'iCAROS (= période transitoire). Celle-ci doit être considérée comme une deuxième et dernière étape dans la période transitoire prévue à l'article 377 du RTF du 22 avril 2019 et reprise aux articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité.

47. Après cette période transitoire, les propositions de T&C OPA et de T&C SA seront révisées en vue d'élargir l'obligation de souscrire le contrat OPA et le contrat SA aux unités non-CIPU et de scinder les rôles de l'OPA, du SA et du BRP. Cette révision se fera en plusieurs phases (voir les phases 2 et 3 du projet iCAROS exposées au paragraphe 41). Chaque révision devra s'accompagner d'une nouvelle consultation publique et devra être soumise à l'approbation de la CREG et, le cas échéant, des régulateurs régionaux compétents.

48. La Proposition introduite est donc encore soumise aux dispositions transitoires définies dans les articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité et la conformité totale avec le cadre juridique européen et belge n'a pas encore été atteinte. Cette conformité avec le cadre juridique doit être atteinte avec la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS.

49. À la demande de la CREG, Elia a donc établi une planification pour l'élaboration et la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS.³ Cette planification a également été soumise pour consultation aux acteurs du marché. Cette planification ne fait toutefois pas partie de la demande d'approbation d'Elia.

50. Enfin, la nécessité de développer un cadre réglementaire pour les unités à accès flexible a également été identifiée en 2023. Ce cadre réglementaire doit être élaboré en 2024 et entraînera également entre autres des modifications aux règles de coordination et de gestion des congestions.

³ Voir https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, « Timing for iCAROS phase 2 » (en anglais)

3. CONSULTATION

51. Du mardi 6 juin 2023 au vendredi 25 août 2023, soit pendant plus de onze semaines, Elia a organisé une consultation publique sur la Proposition.

52. La consultation publique sur la Proposition a été menée en même temps que la consultation sur une modification des T&C SA et une proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

La planification et le contenu de la phase 2 d'iCAROS ont également été soumis pour consultation. Enfin, une note explicative en anglais a été jointe lors de la consultation⁴.

53. Pendant la consultation publique, Elia a reçu six remarques non confidentielles des parties prenantes suivantes (Annexe 2 de la présente décision) :

- la Belgian Offshore Platform (ci-après : « BOP ») ;
- Centrica ;
- Eneco Energy Trade SRL ;
- Febeg ;
- Febeliec ;
- Zandvliet Power SA.

54. La CREG examinera plus en détail les remarques et réponses des acteurs du marché et d'Elia dans la partie 4 de la présente décision, pour autant qu'elle ne soit pas d'accord avec ceux-ci. Les remarques et réponses figurant dans le rapport de consultation avec lesquels la CREG est d'accord ne sont pas incluses dans la présente décision.

55. Compte tenu de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1^{er}, de son règlement d'ordre intérieur, dans le cadre de la présente décision, de ne pas organiser, en application de l'article 40, 2°, de son règlement d'ordre intérieur, de consultation sur la présente décision.

56. Cette consultation organisée par Elia est considérée par la CREG comme une consultation publique effective, étant donné qu'elle s'est tenue sur le site Web d'Elia, était facilement accessible depuis la page d'accueil de ce site Web et était suffisamment documentée. De plus, Elia a organisé une session d'informations le 8 février 2023 et Elia a envoyé un courriel à toutes les personnes enregistrées sur son site Internet web.

57. Cette consultation publique a duré plus de onze semaines. La CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

⁴ Voir https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, « T&C OPA, SA, Coordination Rules – Explanatory document » (en anglais)

4. ANALYSE DE LA PROPOSITION

4.1. OBJECTIF DE LA PROPOSITION

58. Les T&C OPA constituent le contrat type applicable à l'OPA, tel que décrit à l'article 126 du Code de bonne conduite électricité. Les T&C OPA définissent entre autres les informations qui doivent être envoyées au GRT, les modalités et procédures de cet échange de données, les mécanismes d'adaptation du plan de disponibilité et les circonstances dans lesquelles ces adaptations donnent lieu à une indemnisation.

59. Tout comme les T&C SA, les T&C OPA s'insèrent dans le contexte de la gestion des congestions. Elles ont toutes les deux pour but de fournir au GRT les données nécessaires à l'exécution des analyses de sécurité et à la préservation de la sécurité d'exploitation du réseau. Les T&C OPA concernent les états de disponibilité des Installations Techniques.

60. Sur la base de ces informations, le coordinateur de sécurité régional effectue l'analyse de sécurité d'exploitation dans le cadre de la planification opérationnelle conformément à l'article 80 du SOGL, et valide, finalise et met à jour les plans des indisponibilités, conformément aux articles 98 à 100 du SOGL. Cette planification des indisponibilités vise une exploitation sûre et efficace du réseau. Ces données sont également utilisées pour établir les modèles de réseau communs pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 16 du CACM.

61. Comme expliqué aux paragraphes 40 à 48 de la présente décision, seules les unités de production d'électricité et les installations de stockage d'énergie d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW, raccordées directement ou via un CDS au réseau de transport, sont aujourd'hui obligées d'échanger des informations sur la programmation et le prix des offres de redispatching. Conformément à l'article 128 du Code de bonne conduite électricité, cette obligation est élargie à d'autres catégories d'unités techniques et les modalités et conditions doivent figurer dans les T&C SA. Le Code de bonne conduite électricité prévoit certes aux articles 240 et 243 une période transitoire afin de passer progressivement à un cadre contractuel régulé conforme au cadre législatif européen et national. Elia a lancé en 2017 le projet iCAROS pour rationaliser cette conversion par phases.

62. Les T&C OPA approuvées en 2020 par la CREG dans sa décision (B)2058 s'inscrivent dans la première phase de ce processus de conversion (« phase 1 iCAROS »), à savoir la période transitoire définie aux articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité.

63. La Proposition introduite par Elia le 30 octobre 2023 se situe également dans la période transitoire de la « phase 1 iCAROS » (voir le paragraphe 48 de la présente décision). Avec cette Proposition, l'obligation de participer à la planification des indisponibilités est toujours limitée aux unités de production d'électricité et aux installations de stockage d'énergie d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW, raccordées directement ou via un CDS au réseau de transport. Elia invoque à cet égard les dispositions transitoires de l'article 377 du RTF du 22 avril 2019 qui sont reprises à l'article 240 du Code de bonne conduite électricité. Toutefois, la Proposition prévoit déjà que le rôle d'OPA peut être assumé par une partie autre que le BRP du point d'accès concerné. Sur ce point, la disposition transitoire prévue à l'article 243 du code n'est donc plus invoquée pour les T&C OPA.

64. Les objectifs visés par cette proposition de T&C OPA sont :

- Garantir la conformité avec les états de disponibilité prévus à l'article 92 du SOGL ;

- Remplacer les procédures actuelles « Nomination » et « Intraday Nomination » par la procédure « Planification des disponibilités » en vue de simplifier et de faciliter les modifications de l'état de disponibilité des Installations Techniques en temps réel, c'est-à-dire après la Semaine S-1

65. Une profonde révision de la proposition T&C OPA est prévue lors des prochaines phases du projet iCAROS lorsque l'obligation de signer le contrat OPA sera élargie aux autres catégories figurant à l'article 123 du Code de bonne conduite sur l'électricité (voir paragraphe 41). Chaque révision nécessitera une nouvelle consultation publique et une approbation par la CREG.

66. La Proposition est divisée en deux volets : (i) les modalités et conditions qui définissent le cadre légal et (ii) le contrat OPA, comprenant (ii.a) les conditions générales, (ii.b) les conditions spécifiques et (ii.c) les annexes.

L'analyse de la CREG ci-dessous tient compte de la structure décrite ci-dessus des T&C OPA.

4.2. MODALITÉS ET CONDITIONS QUI DÉFINISSENT LE CADRE LÉGAL

4.2.1. Remarques préliminaires générales au niveau de la phase 1 d'iCAROS

67. En réponse à la consultation publique, les acteurs du marché ont formulé des remarques générales sur le processus suivi, le champ d'application et le design de la phase 1 d'iCAROS et le contenu des trois documents consultés (T&C OPA, T&C SA et les règles de coordination et de gestion des congestions).

68. **En ce qui concerne le processus suivi**, la BOP et la FEBEG s'inquiètent du fait que le design de la phase 1 d'iCAROS et son élaboration concrète dans les documents consultés n'ont pas été suffisamment discutés et ne sont pas suffisamment avancés pour conclure la phase 1 et approuver formellement les T&C et les règles. Non seulement il manque une note de design détaillée, mais des éléments supplémentaires ont été ajoutés qui, selon la FEBEG et la BOP, n'auraient pas été proposés lors des ateliers avec les acteurs du marché. Ainsi, selon eux, les commentaires honnêtes qu'ils ont donnés lors des workshops et des échanges bilatéraux avec Elia n'ont pas été inclus dans les documents consultés.

Dans sa réponse, Elia se dit surprise par la remarque selon laquelle le design d'iCAROS phase 1 n'aurait pas été suffisamment discuté, étant donné que le design a déjà été consulté en 2017 et que plusieurs workshops ont eu lieu au cours desquels des éléments clés tels que le Retour au Programme Journalier (RTS) et le Redispatching Gate Closure Time (RD GCT) ont été discutés et débattus. Elia dit ne pas vouloir rouvrir les discussions sur le design d'iCAROS phase 1.

La CREG ne peut pas juger si les éléments importants ont été suffisamment discutés ou non. La CREG constate d'un côté que la note de design de 2018 d'iCAROS introduisait déjà la nécessité d'appliquer des pénalités pour les activations de redispatching et le RTS, et qu'Elia a présenté les pénalités proposées lors de la session d'informations organisée le 15 février 2023. De l'autre côté, sur base des réponses à la consultation publique et des contacts bilatéraux avec la FEBEG et la BOP, la CREG constate qu'il existe le sentiment général que le contenu des documents consultés n'aurait pas été suffisamment discuté, que les propositions seraient perçues comme déséquilibrées et qu'il n'y aurait pas de consensus sur l'orientation/les principes proposés pour la gestion des congestions (voir également les remarques concernant le design et sa traduction dans les documents consultés, respectivement aux paragraphes 61 et 62).

La CREG est d'accord avec la proposition d'Elia de ne pas rouvrir les discussions sur le contenu du design dans le cadre de la phase 1 d'iCAROS. En effet, le lancement de la phase 1 d'iCAROS est nécessaire pour atteindre l'objectif formulé au paragraphe 64 de la présente décision, à savoir permettre au marché belge du mFRR de rejoindre la plateforme d'équilibrage européenne MARI. La CREG comprend également qu'un report ou un retard supplémentaire du lancement de la phase 1 d'iCAROS pour des raisons opérationnelles et organisationnelles est inacceptable pour les parties concernées.

En outre, la CREG estime que, comme le précise le paragraphe 60 de la présente décision, un retour d'expérience est nécessaire pour évaluer et, le cas échéant, améliorer ou réviser les éléments de design introduits. Enfin, la CREG estime que l'ensemble du design pour la gestion des congestions sera réexaminé dans les années à venir. Ceci notamment dans le cadre de l'extension prévue du domaine d'application dans la phase 2 d'iCAROS, mais aussi pour répondre aux besoins du marché dans un paysage énergétique en évolution caractérisé par davantage d'unités renouvelables et flexibles (à grande échelle), par le risque de congestions structurelles évalué par Elia et par la mise en œuvre de processus coordonnés de gestion des congestions au niveau européen.

69. **En ce qui concerne le design de la phase 1 d'iCAROS**, la BOP et la FEBEG estiment que la proposition est déséquilibrée et qu'elle constitue un pas en arrière par rapport à ce qui avait été convenu dans le « package deal ». Plus précisément, l'introduction de pénalités est considérée comme disproportionnée et non motivée, en particulier en combinaison avec une rémunération basée sur les coûts, ainsi que le risque d'une application généralisée du concept de « Retour au Programme Journalier » ou RTS à un niveau CRI moyen ou élevé sans rémunération. La BOP et la FEBEG estiment également que la spécificité des différents types d'unités de production d'électricité n'est pas suffisamment prise en compte dans le design, principalement la différence entre les unités dépendantes des conditions météorologiques et les unités planifiables/coordonnables, c'est-à-dire avec une flexibilité différente. La BOP estime que le design proposé (avec, en particulier, des pénalités en cas d'écarts et la non-rémunération des pertes de revenus en cas de RTS) pénalise les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques en raison de leur planifiabilité limitée et des erreurs de prévision intrinsèques propres à la production d'électricité dépendante des conditions météorologiques. La BOP et la FEBEG estiment que cette spécificité doit être reconnue et reflétée dans le design. En outre, la BOP et la FEBEG soulignent que le Règlement européen établit par défaut une rémunération basée sur le marché pour le redispatching et que l'on ne peut y déroger que dans certaines situations, sur la base d'une analyse et d'une justification approfondies de la nécessité et de l'efficacité d'une dérogation. Dans l'ensemble, la BOP estime que les révisions et les nouvelles procédures doivent être conçues pour maximiser les avantages des unités de production d'énergie renouvelable plutôt que de demander à ces unités de s'intégrer dans un cadre initialement développé pour des unités entièrement contrôlables et planifiables.

La CREG estime que le design proposé apporte des améliorations par rapport à la situation actuelle avec les zones rouges (en particulier en ce qui concerne la liberté de dispatching en infrajournalier). Les préoccupations identifiées par différents acteurs du marché concernant le principe du RTS et l'application des pénalités sont abordées aux paragraphes 117 à 121 de la Décision (B2750) relative à la demande d'approbation de la proposition d'Elia modifiant les T&C SA et aux paragraphes 117 à 121 de la présente décision.

La CREG estime également qu'un retour d'expérience du design proposé (y compris la qualité de la détermination des CRI, la fréquence et l'impact du RTS en général et sur différents types d'installations en particulier, l'impact sur le marché d'équilibrage du mécanisme de compensation proposé, l'impact du filtrage des offres d'équilibrage explicites dans les zones avec des niveaux de CRI moyens et/ou élevés) est nécessaire pour apporter d'autres améliorations ou modifications. Parallèlement à ce retour d'expérience, les alternatives proposées pour déterminer la base de

rémunération des unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, par exemple sur la base de mesures et de modèles validés de la production théorique ou de la puissance active disponible plutôt que sur la base de programmes, doivent être examinées et évaluées plus en détail. Tous ces éléments sont interdépendants et il n'est pas possible de considérer et/ou d'ajuster l'un d'entre eux séparément sans évaluer l'impact sur l'ensemble.

En outre, la CREG estime que de nombreux éléments de design proposés dans la phase 1 d'iCAROS devront être réévalués, justifiés et discutés dans le contexte de la phase 2 d'iCAROS, mais aussi déjà dans le contexte du développement d'un cadre réglementaire pour les unités à accès flexible. Alors que l'extension du champ d'application de la phase 2 d'iCAROS fournira plus de liquidité aux moyens de redispatching (et facilitera donc la possibilité d'une rémunération basée sur le marché), l'apparition des raccordements à accès flexible indique des risques de congestion structurelles évalués par Elia (et donc la possibilité d'une exemption d'une rémunération basée sur le marché). En outre, le marché évolue très rapidement et Elia s'attend, entre autres, à une augmentation significative des grandes batteries raccordées au réseau de transport à partir de 2024. La CREG s'attend à des défis spécifiques concernant l'intégration efficace et non-perturbatrice sur le marché de ces parcs de batteries au niveau de la gestion des congestions. Enfin, au niveau européen et régional pour l'horizon 2025-2026, la mise en œuvre des processus pour l'analyse coordonnée de la sécurité (CSA) et la coordination de la sécurité d'exploitation en journalier et infrajournalier (processus Core ROSC) et le partage des coûts associés (Core RD & CS) sont en cours de préparation. Ces processus, qui exigent que toutes les ressources disponibles pour la gestion des congestions sur le réseau 220kV et 380kV (actions topologiques et redispatching) soient mises à disposition par les GRT individuels, peuvent avoir et auront également un impact sur les procédures de gestion des congestions qui peuvent (encore) être mises en œuvre au niveau national.

La CREG constate une complexité croissante et des défis importants pour l'avenir, tant au niveau de la gestion des congestions sur le réseau de transport que du développement d'un cadre efficace, transparent, non discriminatoire et non perturbateur sur le marché. La CREG conclut qu'il sera nécessaire de commencer par une note de design complète, comme l'ont demandé à juste titre les acteurs du marché, dans la perspective des modifications prévues des documents dans le cadre de l'élaboration d'un cadre réglementaire fédéral pour les unités à accès flexible et dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS.

70. **En ce qui concerne la traduction du design dans les différents documents**, la BOP estime que les versions consultées des trois documents (T&C OPA, T&C SA, règles de coordination et de gestion des congestions) ne contiennent pas de description claire des situations, des limitations et des valeurs seuils qui doivent être respectées par Elia dans l'application des instruments et ressources décrits. D'un point de vue juridique, la protection de l'utilisateur du réseau/OPA/SA contre les abus d'Elia est faible, voire inexistante. La BOP demande donc que de tels principes soient clairement reflétés dans les documents. La FEBEG partage également le sentiment que le design, tel que proposé dans les documents consultés, favorise principalement les intérêts d'Elia au détriment du BRP, SA ou OPA. Enfin, la FEBEG note qu'une scission complète des rôles de BRP, SA et OPA (comme envisagé dans la phase 2 d'iCAROS) nécessite des définitions claires des responsabilités concernant les rôles. Ces définitions sont essentielles pour faciliter la scission des rôles sans créer de barrière à l'entrée sur le marché. Cela est également essentiel pour créer un design de marché et un cadre juridique solides. Tous ces éléments sont encore absents de la version actuelle des documents. Enfin, selon la BOP, les T&C doivent clairement indiquer que les instruments décrits ne peuvent être utilisés que dans le cadre de la gestion des congestions et non, par exemple, dans le cadre de l'équilibrage.

En ce qui concerne le risque d'abus des instruments disponibles, Elia répond que la coordination des unités par Elia, telle que décrite dans les processus inclus dans les T&C OPA et T&C SA, se fait selon les règles de coordination et de gestion des congestions qui sont également soumises à l'approbation du régulateur.

La CREG est d'accord avec cette réponse mais partage également l'avis des acteurs du marché selon lequel différents éléments des règles de coordination et de gestion des congestions doivent être plus transparents et clairement décrits et qu'Elia a le devoir, vis-à-vis des utilisateurs du réseau, de garantir la qualité des prévisions CRI. Si la qualité des prévisions CRI n'est pas précise, les restrictions imposées aux unités soumises au contrat SA dans la zone électrique considérée, par exemple via une demande de RTS, ne sont pas efficaces ou pas justifiées. La CREG se réfère à cet égard aux paragraphes 46 et 86 de la décision (B)2752 relative aux règles de coordination et de gestion des congestions dans lesquels la CREG demande qu'Elia – comme l'a demandé la FEBEG dans sa réponse à la consultation – élabore un plan d'action pour surveiller la qualité des CRI et utilise cette surveillance comme input pour une amélioration continue.

En ce qui concerne l'absence de délimitation claire des rôles et responsabilités du BRP, SA et OPA et la possibilité d'une scission complète de ces rôles, Elia indique qu'une scission complète ne sera pas encore introduite dans la phase 1 d'iCAROS. Elia reconnaît que le point soulevé par la FEBEG est crucial et qu'il sera inclus dans le calendrier de mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS. La CREG marque son accord sur ce point.

En ce qui concerne les instruments repris dans les T&C OPA et T&C SA, Elia confirme qu'ils sont uniquement utilisés dans le cadre de la gestion des congestions telle que repris dans les règles de coordination et de gestion des congestions, à l'exception de l'utilisation des RD Energy Bids dans des cas spécifiques tels que repris dans le LFC BOA. La CREG marque son accord sur ce point.

71. En ce qui concerne le domaine d'application de la phase 1 d'iCAROS, la FEBEG reconnaît que, pendant la période transitoire, elle limite les obligations du SA et de l'OPA aux unités de production d'électricité et aux installations de stockage d'énergie raccordées au réseau de transport d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW. Cependant, la FEBEG déclare que ce champ d'application limité complique l'identification et la gestion précises des congestions. En outre, la FEBEG affirme que ces unités - combinées aux éléments additionnels dans le design proposé pour la phase 1 d'iCAROS - sont discriminatoires à l'égard d'autres unités, y compris les unités de consommation raccordées au réseau de transport. La FEBEG souligne la nécessité d'une situation équitable pour tous les utilisateurs du réseau et demande, en attendant, une révision du design proposé (obligations, pénalités et cadre) dans la phase 1 d'iCAROS.

Elia est d'accord avec la FEBEG qu'une extension du champ d'application des obligations du SA et de l'OPA à toutes les unités de production d'électricité et aux installations de stockage d'énergie raccordées au réseau de transport d'une puissance nominale supérieure ou égale à 1 MW est toutefois juridiquement nécessaire et se réfère au calendrier proposé pour la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS. Elia rappelle que dans le cadre juridique européen et national, une distinction est autorisée en ce qui concerne l'échange de données prévisionnelles entre les GRT et les unités de production d'électricité raccordées au réseau de transport d'une part (article 46 du SOGL) (et par extension les installations de stockage d'énergie) et les installations de consommation raccordées au réseau de transport d'autre part (article 52(2) du SOGL et article 128, §2 du Code de bonne conduite électricité).

La CREG est d'accord avec la réponse d'Elia. La CREG souligne que l'extension du champ d'application des T&C SA est légalement requise sur la base de l'article 46 du SOGL et de l'article 123 du Code de bonne conduite électricité.

4.2.2. Remarques relatives aux Considérants

72. En ce qui concerne les considérants de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation.

73. La CREG note que le Considérant (12) fait référence aux unités auxquelles s'appliquent ces T&C OPA, ainsi qu'à l'utilisation de règles standard pour les unités de production d'électricité et les installations de stockage d'énergie raccordées au réseau de transport d'une puissance nominale inférieure à 25 MW mentionnées au Considérant (19) et aux installations de consommation ayant une pertinence transfrontalière au Considérant (22).

La CREG demande à Elia d'ajouter dans les Considérants (12), (21) et (22) une référence à la base légale pour cette situation exceptionnelle temporaire, à savoir les dispositions transitoires prévues aux articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité. Cet ajout doit être effectué avant qu'Elia ne publie la Proposition approuvée par la CREG sur son site web.

4.2.3. Article 1^{er} : objet et champ d'application

74. En ce qui concerne l'article 1^{er} de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.2.4. Article 2 : Date d'entrée en vigueur

75. En ce qui concerne l'article 2 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.2.5. Article 3 : Impact attendu sur les objectifs du SOGL

76. En ce qui concerne l'Article 3 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

77. Dans le cadre de la consultation sur la planification de la phase 2 d'ICAROS, FEBELIEC fait la remarque générale que la valeur ajoutée au niveau du système d'échanges de données supplémentaires doit toujours être clairement démontrée avant d'imposer une obligation d'échange de données aux acteurs du marché.

Sans préjudice des obligations légales prévues dans le SOGL, la CREG est d'accord avec ce principe. La CREG demande qu'Elia intègre cette remarque dans la préparation de la modification des T&C OPA dans le cadre de la phase 2 d'ICAROS.

4.2.6. Article 4 : Langue

78. En ce qui concerne l'Article 4 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.3. CONDITIONS SPÉCIFIQUES DES T&C OPA

4.3.1. Remarques générales

79. La CREG constate que pour la Proposition, Elia a effectué des simplifications importantes au niveau de la terminologie et des procédures pour la planification des indisponibilités à partir de 18h00 la Semaine S-1 jusqu'au temps réel, décrites sous le dénominateur « Plan de disponibilité » et élaborées à l'article II.9 de la Proposition. Dans cette procédure, seuls les états suivants sont utilisés, conformément à l'article 92 de la SOGL et avec l'extension d'un état supplémentaire des indisponibilités fortuites :

- disponible (« Available » ou A) ;
- indisponible (« Unavailable » ou U) ;
- test (« Testing » ou T) ; et
- arrêt imprévu (« Forced Outage » ou FO).

La communication entre Elia et l'OPA est également simplifiée dans cette phase et deux procédures électroniques sont possibles, soit via une couche de communication externe, soit via une application basée sur le web, comme spécifié à l'annexe 4.E.

La CREG accueille favorablement les simplifications introduites car elles améliorent sensiblement la lisibilité de la proposition de T&C OPA par rapport aux T&C OPA actuelles. En outre, la CREG s'attend à ce que la partie opérationnelle soit simplifiée par l'introduction de la procédure électronique pour le plan de disponibilité à partir de la Semaine S-1.

80. La CREG constate que les termes des contrats CIPU ont été conservés pour les procédures *Listed*, *Revision*, *Stand-by* et *Ready-to-Run*. Dans la Proposition, Elia a ajouté des tableaux de correspondance pour associer ces anciens termes aux états A et U, ce qui améliore la lisibilité de la proposition de contrat OPA. La communication se fait toujours par Excel et par e-mail.

La CREG demande à Elia d'évaluer, en concertation avec les acteurs du marché, les possibilités supplémentaires de simplifier et de faciliter les procédures de planification des indisponibilités. La CREG pense ici entre autres aux procédures *Listed*, *Revision*, *Stand-by* et *Ready-to-Run* dans lesquelles les termes des contrats CIPU sont encore largement conservés et la communication se fait via Excel et e-mail. En outre, la CREG demande d'examiner également les remarques formulées par la BOP dans le cadre de la consultation publique concernant les demandes de modification et leur validation plus proche du temps réel. La CREG demande à Elia d'en tenir compte dans une prochaine modification des T&C OPA.

81. La CREG constate que la Proposition ne spécifie aucune modalité ou condition concernant les plans indicatifs de disponibilité à long terme conformément à l'article 93 du SOGL, comme la CREG l'a demandé au paragraphe 143 de la Décision (B)2058). À cet égard, la CREG demande à nouveau à Elia d'intégrer les dispositions de l'article 93 du SOGL dans une prochaine modification des T&C OPA.

4.3.2. Article II.1 : Définitions

82. La BOP a identifié quelques incohérences ou imprécisions dans la réponse à la consultation publique. Elia les a corrigées et clarifiées.

83. La CREG constate que dans les définitions des paramètres exprimant une quantité de puissance ou d'énergie, l'unité (MW, MWh) n'est pas mentionnée de manière cohérente. La CREG propose qu'Elia complète ce point dans la version finale de la Proposition approuvée avant de la publier.

84. Comme indiqué dans la Décision (B)2058, paragraphe 146, la CREG constate que la définition reprise du « réseau Elia », à savoir :

« Le réseau électrique sur lequel ELIA détient un droit de propriété ou à tout le moins un droit d'utilisation et d'exploitation, et pour lequel ELIA a été désignée en tant que gestionnaire du réseau »

est plus large que le réseau de transport régulé au niveau fédéral et comprend également des parties du réseau de transport relevant de la compétence réglementaire régionale.

La CREG précise que la présente décision se prononce exclusivement sur l'application de ces T&C OPA au réseau de transport régulé fédéral et aux unités techniques qui y sont raccordées directement ou via un GRFD.

85. La CREG constate que de nouveaux paramètres ont été introduits et définis, tels que « DP_Pmax_inj », « DP_Pmin_inj », « DP_Pmax_off » et « DP_Pmin_off », qui remplacent les paramètres et définitions parfois confus des anciennes T&C OPA. La CREG estime qu'Elia a donné suite à la remarque de la CREG dans la Décision (B)2058, paragraphe 149, de définir plus clairement les termes lors de la révision des T&C OPA.

4.3.3. Article II.2 : Conditions pour l'OPA

86. Les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques dans le cadre de la consultation publique.

87. La Proposition prévoit, à l'article II.2.2, la possibilité de désigner une partie autre que le BRP en tant qu'OPA. Bien que l'article II.2.1. de la Proposition prévoie toujours que le BRP du point d'accès concerné assume par défaut le rôle d'OPA, l'article II.2. de la Proposition permet donc d'y déroger. Toutefois, la condition pour désigner un tiers en tant qu'OPA sur la base de l'article II.2.3. est la signature d'un accord d'Opt Out OPA/BRP conformément au modèle figurant à l'Annexe 2 de la Proposition.

La CREG constate que l'introduction des articles II.2.2 et II.2.3 permet une scission des rôles de BRP et d'OPA, conformément à l'article 124 du Code de bonne conduite électricité. La CREG accueille ceci favorablement étant donné la nécessité de scinder les rôles du BRP, de l'OPA et de la SA afin d'éliminer les entraves au marché.

La CREG constate toutefois que la formulation de l'article II.2.3, à savoir « pour soulager le BRP », suggère que le BRP doit explicitement tirer un avantage de la nouvelle répartition des rôles. La CREG n'est pas convaincue que cet ajout soit souhaitable ou nécessaire, même dans cette phase transitoire de la phase 1 d'iCAROS. La CREG demande à Elia de supprimer cet ajout de la Proposition approuvée avant qu'Elia ne procède à sa publication sur son site web.

88. La CREG demande également qu'Elia mette tout en œuvre, dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS, pour faciliter la scission des rôles de BRP, d'OPA et de SA afin d'éliminer – implicitement ou non – les barrières à l'entrée du marché. À cet égard, la CREG se réfère aux remarques générales formulées par la FEBEG et Centrica en réponse à la consultation publique concernant la scission des rôles.

4.3.4. Article II.3 : Conditions pour les points de livraison

89. FEBELIEC demande une définition plus claire, dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS, du niveau auquel l'OPA d'une installation de consommation doit fournir les informations pertinentes. Le document fixe l'exigence pour les échanges de données au niveau de l'Installation Technique, mais il n'est pas clair, sur la base de la définition d'une Installation Technique, s'il s'agit du niveau du site, du niveau d'une installation individuelle ou d'un actif. Une compréhension claire de la granularité requise est nécessaire, en particulier pour les consommateurs industriels.

Elia accueille favorablement ce feedback d'amélioration et confirme que la granularité de l'échange de données pour les installations de consommation sera discutée et élaborée avec les acteurs du marché dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS. La CREG est d'accord.

90. La CREG constate que l'article II.3.1 fait référence à l'« Installation Technique » pour l'obligation de participer à la planification des indisponibilités, sans faire de distinction entre les unités de production d'électricité, les installations de stockage d'énergie et les installations de consommation. Cependant, dans le Considérant (2) de la Proposition, Elia indique que les installations de consommation raccordées au réseau de transport dans la phase 1 d'iCAROS ne doivent pas signer de contrat OPA. L'article II.3.2 ne fait pas non plus de distinction entre les unités de production d'électricité/installations de stockage d'énergie et les installations de consommation. Toutefois, même dans ce cas, la distinction est pertinente tant sur le plan juridique que pratique, car le SOGL et le Code de bonne conduite établissent une distinction entre les deux catégories.

En outre, la CREG constate qu'il n'est pas fait référence à la disposition transitoire de l'article 230 du Code de bonne conduite électricité, ce qui est pourtant nécessaire aux articles II.3.1 et II.3.2.

Enfin, la CREG note que pour l'échange de données prévisionnelles (y compris l'indisponibilité planifiée) d'unités de production d'électricité de type B, C ou D raccordées au réseau de transport, il convient de faire référence à l'article 46 du SOGL au lieu de l'article 49 du SOGL.

La CREG demande à Elia d'améliorer la proposition des articles II.3.1 et II.3.2, en tenant compte des remarques ci-dessus, avant qu'Elia ne procède à la publication sur son site web de la Proposition approuvée.

91. Enfin, la CREG constate que l'article II.3.9 fait référence au SA dans la version néerlandaise et dans la version française des T&C OPA. La CREG part du principe que, à l'instar de la version anglaise, il s'agit d'une référence à l'OPA.

La CREG demande que cette erreur soit corrigée dans la version néerlandaise et dans la version française avant qu'Elia ne procède à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

4.3.5. Article II.4 : Test de communication

92. Les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques dans le cadre de la consultation publique.

93. La CREG constate que la version néerlandaise de la Proposition fait référence au contrat SA à l'article II.4.2. La CREG part du principe que, à l'instar des versions française et anglaise, il doit s'agir du contrat OPA.

La CREG demande que cette erreur soit corrigée dans la version néerlandaise avant qu'Elia ne procède à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

4.3.6. Article II.5 : Procédure Listed

94. Les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques dans le cadre de la consultation publique.

95. La CREG ne formule aucune remarque spécifique sur cet article. La CREG renvoie toutefois à sa remarque générale au paragraphe 80 de la présente décision, à savoir la demande que, dans une prochaine proposition de modification des T&C OPA, la terminologie et les procédures simplifiées mises en œuvre pour la planification des indisponibilités à partir de 18 h 00 Semaine S-1 jusqu'au temps réel, décrites sous le dénominateur « Plan de disponibilité » et élaborées à l'article II.9 et à l'annexe 4.E, soient également étendues aux procédures Listed, Revision, Stand-by et Ready-to-Run.

4.3.7. Article II.6 : Procédure Revision

96. Les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques dans le cadre de la consultation publique. La CREG ne formule pas non plus de remarques spécifiques et fait référence à la remarque générale au paragraphe 80 de la présente décision.

4.3.8. Article II.7 : Procédure Stand-by

97. Les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques dans le cadre de la consultation publique.

La CREG constate que le tableau Excel « Modèle 1 : Prévion » de l'annexe 4.C, qui est un modèle d'annexe pour la communication de l'état de disponibilité de la procédure stand-by, contient les champs « Peak Injection/Offtake (MW) » et « Peak Forecast Load [MW] » à remplir par l'OPA. Toutefois, ces paramètres ne sont pas mentionnés à l'article II.7.

La CREG demande qu'Elia clarifie ceci avant de procéder à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

Enfin, il est fait référence à la remarque générale au paragraphe 80 de la présente décision.

4.3.9. Article II.8 : Procédure Ready-to-run

98. Les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques dans le cadre de la consultation publique.

La CREG constate que le tableau Excel « Modèle 1 : Prévion » de l'annexe 4.D, qui est un modèle d'annexe pour la communication de l'état de disponibilité de la procédure ready-to-run, contient le champ « Power Injection/Offtake (MW) » à remplir par l'OPA, un champ « Pmin » et « Pmax » à remplir par le GRT et un champ général « (Off-Peak) Forecast Load [MW] ». Toutefois, ces paramètres ne sont pas mentionnés à l'article II.8.

La CREG demande qu'Elia clarifie ceci avant de procéder à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

Enfin, il est fait référence à la remarque générale au paragraphe 80 de la présente décision.

4.3.10. Article II.9 : Plan de disponibilité

99. À l'article II.9.1. de la Proposition, Elia a donné suite à la demande de la FEBEG d'adapter la mise à disposition du Plan de disponibilité pour la Semaine S, à savoir de J-7 au mardi 18 h 00 de la Semaine S-1. De cette manière, le début du Plan de disponibilité correspond à la fin de la procédure ready-to-run. La CREG accueille favorablement cette amélioration et l'approuve.

100. À l'article II.9.10 de la Proposition, Elia donne suite à la remarque de la FEBEG concernant l'impact d'un délai d'exécution de maximum 24h sur les états de disponibilité au Jour J+1 et au Jour J+2. Elia ajoute qu'une demande de modification pour le Jour J reçue avant 10 h le Jour J-1 sera approuvée ou rejetée au plus tard à 10 h le Jour J-1. La CREG estime qu'il s'agit d'une amélioration importante et marque son accord.

101. Elia confirme, à la demande de la BOP, que les demandes de modification du Plan de disponibilité soient possibles jusqu'au RD GCT, tel que prévu à l'article II.9.7 de la Proposition, c'est-à-dire 45 minutes avant le temps réel. Cependant, Elia s'attend surtout, si proche du temps réel, à ce que les demandes de modification concernent l'extension ou la réduction d'indisponibilités déjà planifiées. Elia confirme que même dans ce cas, la validation aura lieu 30 minutes avant le début du quart d'heure concerné, comme le prévoit l'article II.9.10 de la Proposition. La CREG ne formule aucune remarque en la matière.

102. La BOP constate que l'article II.9.10 prévoit qu'Elia doit approuver ou rejeter toute demande de modification du Plan de disponibilité après le mardi de la Semaine S-1 à 18 h 00, c'est-à-dire à la fin de la procédure ready-to-run, de façon manuelle. La BOP fait remarquer qu'un tel timing peut avoir du sens pour les unités de production d'électricité conventionnelles, mais qu'il n'est pas approprié pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques. La BOP souligne qu'en ce qui concerne l'offshore, la planification des travaux d'entretien est confirmée au plus tôt le Jour J-3 (ou même le Jour J-2), avec la décision finale Go/No Go le Jour J-1 en fonction des prévisions météorologiques. Par conséquent, pour les unités dépendantes des conditions météorologiques, l'approche proposée donnerait lieu à des demandes de modification fréquentes et donc à des validations manuelles multiples par Elia.

103. Pour que la procédure soit adaptée aux unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, la BOP suggère que, pour ces unités, les plans de disponibilité puissent être modifiés automatiquement sans validation manuelle (par exemple jusqu'à J-1 10:00) ou lorsque l'impact d'une modification devrait être inférieur à un certain seuil (par exemple 350 MW étant la capacité d'un câble offshore) ou une combinaison des deux ; ce qui réduirait également la charge de travail du côté d'Elia.

104. Elia a répondu qu'elle devait garder une vue d'ensemble de toutes les adaptations de l'état de disponibilité afin de garantir la sécurité d'exploitation du réseau. En effet, Elia planifie les travaux d'entretien sur le réseau d'Elia en fonction de l'état de disponibilité des installations techniques des utilisateurs du réseau.

105. En outre, la BOP s'inquiète du fait que la Proposition n'offre pas la garantie aux acteurs du marché que :

- Elia traitera une demande de modification aussi rapidement que possible (« best effort ») ;
- Elia refusera uniquement une demande de modification en cas de sérieux problèmes de réseau qui ne peuvent être résolus par d'autres mesures basées sur le marché ;
- en cas de refus d'une demande de modification, Elia le justifiera.

La BOP comprend qu'Elia a l'intention de l'appliquer effectivement de cette manière et estime qu'il ne peut donc pas y avoir de problème à formaliser ces éléments dans les T&C OPA.

106. Dans sa réponse, Elia confirme qu'elle :

- validera la demande de modification le plus rapidement possible et au plus tard dans les 24 heures suivant la demande ;
- effectuera la validation sur la base des dispositions de l'article 6.5 et de l'article 4 des règles de coordination et de gestion des congestions ;
- indiquera la raison de tout refus dans son message à l'OPA ;

et indique qu'elle explicitera ces éléments de la proposition de T&C OPA.

La CREG constate qu'Elia a apporté ces adaptations à l'article II.9.10 de la proposition de T&C OPA, mais que la référence aux articles spécifiques 6.5 et 4 des règles de coordination et de gestion des congestions fait défaut.

La CREG demande à Elia d'inclure la référence aux articles spécifiques dans les règles de coordination et de gestion des congestions avant qu'Elia ne procède à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

107. La CREG comprend les besoins définis tant par la BOP que par Elia.

La CREG s'attend à ce que l'application de la procédure proposée pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques se déroule en principe sans heurt et qu'Elia soit en mesure d'effectuer rapidement les validations manuelles.

En effet, pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, seul l'article 4.2.i. des règles de coordination et de gestion des congestions est pertinent pour le contrôle de compatibilité de la planification des indisponibilités, à savoir la coordination de l'entretien des éléments du réseau avec les états de disponibilité des unités techniques. Les critères énumérés à l'article 4.2.ii. qui déterminent les exigences de disponibilité des unités coordonnables dans le cadre des services d'équilibrage, des services de reconstitution et du risque de pénurie, ne sont pas applicables aux unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques et ne doivent donc pas être évalués. Par conséquent, la CREG part du principe que pour les unités dépendantes des conditions météorologiques, Elia peut uniquement refuser une demande de modification de l'état « indisponible » à l'état « disponible », étant donné qu'Elia ne peut pas compter sur la disponibilité des unités dépendantes des conditions météorologiques lors de la planification des travaux d'entretien. Le cas où les travaux d'entretien d'un parc éolien offshore ne pourraient pas avoir lieu en raison d'un refus d'Elia de passer de l'état « disponible » à l'état « indisponible » ne devrait donc pas a priori se présenter.

Compte tenu de l'analyse susmentionnée, la CREG s'attend donc à ce que l'application de la procédure proposée n'ait en pratique que peu ou pas d'impact négatif pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques par rapport à la situation actuelle, ce qui – sur la base des concertations bilatérales avec la BOP à ce sujet – est accueilli favorablement. La CREG n'exclut toutefois pas que la procédure puisse encore être améliorée sur la base de l'expérience pratique.

La CREG demande qu'Elia évalue et prépare les pistes d'amélioration proposées par la BOP dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS si le besoin est identifié par les acteurs du marché et/ou Elia.

108. La CREG souligne qu'elle est d'accord avec la disposition explicite selon laquelle Elia doit indiquer la raison d'un éventuel refus dans son message à l'OPA. Compte tenu du fait que, pour les

unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, il ne peut s'agir que d'une incompatibilité avec les travaux d'entretien prévus sur le réseau d'Elia, la CREG demande à Elia de mentionner explicitement le nom de l'élément réseau faisant l'objet de l'entretien dans sa justification au demandeur. Cette justification peut ensuite être vérifiée par l'OPA sur base de la publication des indisponibilités des éléments du réseau sur le site web d'Elia, au moins pour le niveau 220/380kV⁵.

109. La publication des indisponibilités planifiées des éléments du réseau pour la Semaine S-1 peut donc être considérée comme une contribution pertinente pour l'OPA. Le fait d'informer en temps utile les acteurs du marché des indisponibilités planifiées des éléments du réseau à des niveaux de tension inférieurs à 220 kV et 380 kV et qui sont déjà publiées aujourd'hui, constitue donc une piste possible permettant d'améliorer la transparence qui pourrait faciliter le rôle de l'OPA.

La CREG demande à Elia de tenir compte de cette remarque lors de la préparation de la phase 2 d'iCAROS.

110. En ce qui concerne la publication d'un indicateur CRI dans la Semaine S-1 dans le cadre de la planification des indisponibilités, la CREG partage l'avis d'Elia selon lequel cet indicateur ne sera normalement pas encore de bonne qualité pour estimer les risques de congestion ponctuelle. En outre, sur la base des critères de validation qu'Elia doit utiliser dans la procédure de compatibilité prévue à l'article 4 des règles de coordination et de gestion des congestions, les problèmes de congestion ne sont a priori pas pertinents lors de la validation des demandes de modification de l'état de disponibilité, à moins qu'ils ne soient liés à des indisponibilités planifiées sur le réseau d'Elia.

111. En réponse à la question de la FEBEG de savoir pourquoi l'article II.9.11 de la Proposition concernant l'introduction d'un état de disponibilité T (testing) contient toujours une référence à une demande par e-mail, Elia précise que la communication par e-mail est liée à l'introduction d'un plan de test. L'approbation d'un plan de test doit se faire à l'avance, c'est-à-dire avant la procédure du Plan de disponibilité et donc avant que la couche de communication externe (ECL) ne soit disponible. La CREG accueille favorablement cette clarification et n'a pas de remarque à formuler à ce sujet.

4.3.11. Article II.10 : Contrôle de la cohérence des données

112. Les acteurs du marché ont réagi à la fois aux principes et aux modalités lors de la consultation publique sur la Proposition relative à un contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données avec d'éventuelles conséquences financières.

113. La CREG est d'accord avec la proposition d'Elia d'effectuer un contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données, tel qu'aligné à l'article II.13 de la Proposition.

La CREG estime qu'un tel contrôle est nécessaire pour la sécurité du réseau. En outre, le suivi et le rapportage sont nécessaires pour évaluer si les définitions des responsabilités des différentes parties impliquées et les processus prévus pour l'échange de données sont adéquats et clairs.

114. La CREG estime toutefois que l'article II.10 de la Proposition n'est pas complet en ce qui concerne le niveau opérationnel. Il est difficile de comprendre quels moyens Elia utilisera pour informer le SA et l'OPA d'une incohérence, ce qu'Elia fera presque en temps réel lorsqu'il sera établi que l'incohérence entre les données de l'OPA et du SA n'a pas été corrigée, et quelle valeur Elia utilisera alors finalement comme base dans ses processus de gestion du système.

⁵ <https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/transport/indisponibilite-d-elements-du-reseau-380-220-kv>

La CREG demande que cette clarification ait lieu au plus tard lorsqu'Elia soumettra à l'approbation de la CREG une nouvelle proposition pour la phase 2 d'ICAROS.

115. Les remarques relatives à l'introduction d'un incitant en cas de données non cohérentes sont exposées aux paragraphes 117 à 121 de la présente décision. Les références aux incitants et pénalités à l'Article II.10 de la Proposition doivent être supprimées conformément au paragraphe 121 de la présente décision.

4.3.12. Article II.11 : Rémunération relative aux modifications dans l'état de disponibilité

116. La BOP formule la remarque qu'il n'est pas clair de savoir comment s'effectue la rémunération mentionnée dans les articles II.9.9 et II.11.3. Plus précisément, il semblerait qu'Elia peut demander une rémunération pour une demande de modification par l'OPA, mais qu'un OPA ne peut pas être rémunéré en cas de refus d'une demande de modification par Elia. La BOP estime qu'il s'agit d'une approche unilatérale, d'autant plus que la planification des indisponibilités pour les parcs éoliens offshore se fait dans l'horizon temporel de la procédure du « Plan de disponibilité ».

Dans sa réponse, Elia précise que la partie qui demande une modification d'un état de disponibilité préalablement convenu doit rembourser les coûts induits auprès de l'autre partie (si elle accepte la modification). Une modification tardive du côté de l'OPA peut induire des coûts chez Elia en raison des coûts liés aux travaux d'entretien.

La CREG est d'accord avec la réponse d'Elia. Toutefois, la CREG fait également référence au traitement des remarques de la BOP à l'article II.9, à savoir les paragraphes 101 à 110 de la présente décision.

4.3.13. Article II.12 : Incitants liés au contrôle de la cohérence des données

117. Elia propose un « incitant » de 200 € pour chaque jour où les données finales obtenues de l'OPA et du SA ne sont pas cohérentes (avec une exception pour les 3 premiers jours incorrects sur une base annuelle). L'incitant serait appliqué à la fois à l'OPA et au SA s'il s'agit de parties différentes (deux fois 200 €), ou à l'OPA/SA s'il s'agit de la même partie (une fois 200 €).

118. Pour l'application des incitants, Elia renvoie à l'article 55 du SOGL et à l'article 74 du CACM comme base pour l'introduction d'incitants pour 1) le contrôle de l'activation ; 2) le retour au Programme Journalier ; 3) la cohérence des données.

L'article 55 du SOGL stipule :

Tâches des GRT concernant l'exploitation du réseau

Chaque GRT est responsable de la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle et, en particulier, il :

a) développe et met en œuvre des outils d'exploitation adaptés à sa zone de contrôle et liés à l'exploitation en temps réel et à la planification de l'exploitation ;

b) développe et déploie des outils et des solutions en matière de prévention et de correction des perturbations ;

c) utilise les services fournis par des tiers, le cas échéant dans le cadre d'une procédure d'adjudication, tels que le redispatching ou l'échange de contrepartie, les services de gestion de la congestion, les réserves de production d'électricité et les autres services auxiliaires ;

d) respecte la classification des incidents adoptée par l'ENTSO pour l'électricité conformément à l'article 8, paragraphe 3, point a), du règlement (CE) n° 714/2009 et soumet à l'ENTSO pour l'électricité les informations requises pour exécuter les tâches de définition de la classification des incidents ; et

e) contrôle, sur une base annuelle, l'adéquation des outils d'exploitation du réseau établis en application des points a) et b) requis pour maintenir la sécurité d'exploitation. Chaque GRT détermine les éventuelles améliorations appropriées à apporter à ces outils d'exploitation du réseau, en tenant compte des rapports annuels établis par l'ENTSO pour l'électricité sur la base de l'échelle de classification des incidents conformément à l'article 15. Toute amélioration ainsi recensée est ensuite mise en œuvre par le GRT.

La CREG ne lit nulle part quelque chose sur des incitants qui peuvent être imposés à un OPA. De plus, l'article 55 énumère les tâches d'un GRT (Elia).

L'article 74 du CACM stipule que :

Méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie

1. Seize mois au plus tard après la décision relative aux régions pour le calcul de la capacité, les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité proposent une méthodologie commune pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.

2. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie comporte des solutions de partage des coûts pour les opérations ayant une incidence transfrontalière.

3. Les coûts du redispatching et des échanges de contrepartie éligibles à la répartition des coûts entre les GRT concernés sont déterminés d'une manière transparente et contrôlable par audit.

4. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie satisfait au minimum aux critères suivants :

a) elle détermine quels sont les coûts entraînés par l'application d'actions correctives qui sont éligibles à la répartition entre tous les GRT d'une région pour le calcul de la capacité, conformément à la méthodologie pour le calcul de la capacité prévue aux articles 20 et 21, compte tenu du fait que ces coûts doivent avoir été pris en compte dans le calcul de la capacité et qu'il doit exister un cadre commun relatif à l'application de telles actions ;

b) elle définit quels sont les coûts générés par le recours au redispatching ou aux échanges de contrepartie dans le but d'assurer la fermeté de la capacité d'échange entre zones, qui sont éligibles à la répartition entre tous les GRT d'une région pour le calcul de la capacité, conformément à la méthodologie pour le calcul de la capacité prévue aux articles 20 et 21 ;

c) elle fixe les règles de la répartition des coûts à l'échelle régionale, telle que déterminée conformément aux points a) et b).

5. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1 comporte :

a) un mécanisme de vérification des besoins réels en matière de redispatching ou d'échanges de contrepartie entre les GRT concernés ;

b) un mécanisme ex post permettant de contrôler l'utilisation des actions correctives avec frais ;

c) un mécanisme d'évaluation de l'impact des actions correctives, sur la base de critères liés à la sécurité d'exploitation et de critères économiques ;

d) un processus permettant l'amélioration des actions correctives ;

e) un processus de contrôle de chaque région pour le calcul de la capacité par les autorités de régulation compétentes.

6. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1 satisfait également aux critères suivants :

a) elle comporte des incitations en faveur de la gestion de la congestion, y compris des actions correctives, et des incitations à investir efficacement ;

b) elle est cohérente avec les responsabilités et les obligations des GRT concernés ;

c) elle assure une distribution équitable des coûts et des bénéfices entre les GRT concernés ;

d) elle est cohérente avec les autres mécanismes associés, à savoir, au minimum, avec :

i) la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion établie à l'article 73 ;

ii) le mécanisme de compensation entre GRT prévu à l'article 13 du règlement (CE) no 714/2009 et dans le règlement (UE) no 838/2010 de la Commission ;

e) elle facilite le fonctionnement et le développement efficaces à long terme du réseau interconnecté paneuropéen et le bon fonctionnement du marché paneuropéen de l'électricité ;

f) elle facilite l'adhésion aux principes généraux de gestion de la congestion tels que décrits à l'article 16 du règlement (CE) no 714/2009 ;

g) elle permet d'établir une planification financière raisonnable ;

h) elle est compatible avec les échéances du marché journalier et du marché intrajournalier ; et i) elle respecte les principes de transparence et de non-discrimination.

7. Pour le 31 décembre 2018, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité poursuivent autant que possible l'harmonisation, entre les régions, des méthodologies pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie qui sont appliquées dans leur région respective.

L'article 74 du CACM ne s'applique pas non plus aux T&C OPA. Il s'agit d'une disposition qui implique une méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie entre GRT. En d'autres termes, l'OPA n'entre pas en jeu ici.

119. La CREG souligne que le cadre légal belge ne prévoit pas non plus l'application d'incitants dans les T&C SA et les T&C OPA. Le Code de bonne conduite électricité prévoit uniquement la possibilité d'une clause indemnitaire.

Par conséquent, la CREG ne peut pas approuver l'application d'incitants dans les T&C OPA.

120. La CREG évalue ci-après l'« incitant » proposé afin de vérifier l'effet qu'il est censé produire. Plus particulièrement, la CREG examine s'ils ne peuvent viser que la neutralisation d'avantages potentiels en cas de non-respect des actions demandées (c'est-à-dire une compensation), ou si Elia démontre qu'il s'agit d'une clause indemnitaire.

121. FEBELIEC comprend l'approche d'Elia consistant à accorder des pénalités aux deux parties, étant donné qu'il est difficile pour Elia de déterminer si l'OPA ou le SA est responsable de l'incohérence. Bien que FEBELIEC soit favorable à la réalisation de contrôles, elle estime qu'une incohérence ne résultant pas d'une négligence de la part du SA ou de l'OPA ne peut pas être sanctionnée. FEBEG demande également de ne pas imposer d'amendes administratives injustifiées lorsque l'OPA/SA peut prouver qu'il a agi correctement.

En réponse à la remarque de FEBELIEC et de la FEBEG, Elia confirme que le contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données a été introduit pour soutenir la scission des rôles OPA et SA et pour garantir que les données correctes soient fournies à Elia afin de préserver la sécurité d'exploitation du réseau. En cas d'incohérence entre les données fournies par l'OPA et le SA, une correction par l'OPA et le SA est possible. Ce processus de correction est facilité par l'envoi de notifications par Elia dès que l'incohérence est détectée. Seules les incohérences qui n'ont pas été corrigées par l'OPA et/ou le SA donneront lieu à un incitant. Elia a tout mis en œuvre pour déclencher des améliorations en cas d'incohérences, avec la pénalité en dernier recours en vue d'obtenir de bonnes données.

La CREG n'accepte pas la réponse donnée par Elia. Tout d'abord, la CREG constate que le choix du terme « incitant » n'est pas approprié dans ce cas, mais qu'il s'agit plutôt d'une sorte d'amende administrative. La CREG constate que la base légale pour imposer une amende administrative fait défaut dans les T&C SA et les T&C OPA.

Un autre point sensible est qu'une partie non responsable d'une inconsistance identifiée peut également se voir infliger une amende. En effet, Elia indique qu'elle n'est pas en mesure d'identifier laquelle des deux parties est à l'origine de l'incohérence entre les données reçues.

En outre, les acteurs du marché indiquent que seuls les cas de négligence pourraient donner lieu à une telle amende administrative, ce qui n'est toutefois pas facile à vérifier dans la pratique.

Enfin, la CREG ne comprend pas clairement ce qu'Elia fera dans la pratique si, malgré plusieurs notifications, l'inconsistance n'est pas résolue, et comment la sécurité du réseau sera alors maintenue au niveau opérationnel. La CREG estime que la Proposition est incomplète sur ce point (voir aussi le paragraphe 42 de la présente décision). Le paiement d'une somme d'argent ne résout pas l'inconsistance identifiée.

Les actuelles T&C SA et T&C OPA, approuvées par la CREG dans les décisions (B)2057 et (B)2058, sont, selon la CREG, beaucoup plus claires sur ce point, à savoir que le Considérant (19) des T&C SA approuvées stipule qu'en cas d'incohérence entre les données de l'OPA et les données du SA, ce sont les données de l'OPA qui priment. La CREG ne prétend pas que ce principe doit nécessairement être conservé à l'avenir, mais elle estime que tant qu'il n'existe pas une description claire des responsabilités et des procédures d'échange de données entre les différents rôles, nécessaires pour permettre la scission des rôles, les modifications actuelles n'apportent pas d'amélioration, bien au contraire. L'amende administrative proposée n'y remédiera pas structurellement.

Par conséquent, la CREG n'approuve pas l'article II.12 relatif aux incitants liés au contrôle de consistance des données.

La CREG demande qu'Elia apporte les adaptations nécessaires aux différents articles du contrat OPA en tenant compte de ce qui précède avant de procéder à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

4.3.14. Article II.13 : Facturation et paiement

122. Par e-mail du 12 février 2024, Elia a informé la CREG de quelques erreurs matérielles qui s'étaient glissées dans cet article. La version corrigée a été jointe à l'e-mail. Elia a confirmé que les corrections n'introduisent pas de changements substantiels.

La CREG a ajouté la version corrigée soumise par Elia à l'annexe 3 de la présente décision. Les modifications sont indiquées dans les track changes.

La CREG ne formule aucune autre remarque sur les corrections proposées et approuve les modifications de l'article II 16.

La CREG demande à Elia d'apporter ces corrections dans la Proposition approuvée avant la publication sur son site web, y compris celles résultant des adaptations demandées et mentionnées au paragraphe 121 de la présente décision.

4.3.15. Annexes

123. Les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques sur les annexes dans le cadre de la consultation publique.

La CREG formule quelques remarques concernant l'Annexe 4 de la Proposition intitulée « Échange d'informations ». À cet égard, la CREG renvoie premièrement aux remarques formulées aux paragraphes 95, 97 et 98 de la présente décision. Deuxièmement, la CREG demande qu'Elia précise à l'Annexe 4, point 4.F « Transparence » les articles spécifiques des règles de coordination et de gestion des congestions auxquels il est fait référence pour la publication de la planification des indisponibilités.

Enfin, en ce qui concerne l'annexe 6 de la Proposition, la CREG constate que les catégories mentionnées dans la structure d'imputation ne peuvent pas être immédiatement reliées aux termes utilisés ailleurs dans le contrat. La CREG demande à Elia de clarifier les termes utilisés dans l'Annexe 6.

La CREG demande à Elia de procéder aux adaptations demandées ci-dessus avant de procéder à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

5. DÉCISION

En application de l'article 3, §1^{er}, du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions, la CREG approuve la proposition de la S.A. Elia Transmission Belgium relative aux Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités introduite par lettre du 30 octobre 2023, à l'exception de l'article II.12 portant sur les incitants liés au contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données, visés au paragraphe 121 de la présente décision.

La S.A. Elia Transmission Belgium est ensuite invitée, avant de procéder à la publication sur son site web de la proposition approuvée relative aux Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités, à donner suite aux remarques formulées aux paragraphes 73, 87, 90, 91, 93, 97, 98, 106, 115, 121, 122 et 123 de la présente décision. Cette version améliorée doit également être communiquée à la CREG avant la publication sur le site web de la S.A. Elia Transmission Belgium.

Enfin, la CREG demande qu'Elia tienne compte, lors de la révision des Conditions pour le Responsable de la Programmation, des remarques formulées aux paragraphes 80, 81, 88, 89, 107, 109 et 114 de la présente décision.

Les modifications approuvées relatives aux Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités introduites par lettre du 30 octobre 2023 entrent en vigueur à la date de leur publication sur le site web de la S.A. Elia Transmission Belgium.



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

Laurent JACQUET
Directeur

Ilse TANT
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Proposition de modification des T&C OPA

23 octobre 2023 – Version néerlandaise, française et anglaise

ANNEXE 2

Rapport de consultation concernant entre autres les T&C OPA

23 octobre 2023 – Version anglaise

ANNEXE 3

Adaptations apportées aux T&C SA et T&C OPA concernant la facturation

12 février 2024 – Version anglaise