

BULLETIN OFFICIEL

N°012

L'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) est une autorité administrative indépendante dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie financière et de gestion. Elle assure la régulation, le contrôle et le suivi des activités des exploitants et des opérateurs du secteur de l'énergie.

L'ARSE organise la mise à disposition du public, de l'ensemble des textes législatifs et réglementaires la concernant, ainsi que les décisions et actes pris par elle relatifs au secteur de l'énergie (article 7, Décret n°2020-0278, portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulateur du secteur de l'énergie).

SOMMAIRE

DECRET-----5

DÉCRET n°2025-0298/PRES/PM/MEMC/MEF portant adoption des règles techniques d'exploitation du réseau de transport de l'électricité (à titre de régularisation). -----6

DECISION ----- 73

DECISION N°2025-005/ARSE/CR du 25 février 2025 relatif au différend qui oppose l'entreprise DJABOROU ENERGIE à l'Agence burkinabè de l'électrification rurale (ABER) 6 pages----- 74

DECISION N°2025-006/ARSE/CR du 25 février 2025 relatif au différend qui oppose la société Groupe Energie-Eau-Agriculture (GEEA) SARL à l'Agence Burkinabè électrification rurale (ABER) -----80

PROCES VERBAL DE CONCILIATION N°2025-001/ARSE/CR du 17 avril 2025 relatif au différend qui oppose la Société Coopérative d'Electricité « NAYI NEERE » de Bokin (SCOOPS-N-N Bokin) et ZOUNGRANA Remy à la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL) 3 pages-----88

AVIS----- 92

AVIS CONFORMES ----- 93

AVIS CONFORME N°2025-001/ARSE/CR relatif à la demande de retrait de la gestion du service public de l'électricité à la Coopérative d'électricité de Bokin (4 pages) ----- 94

AVIS CONFORME N°2025-002/ARSE/CR du 04 juin 2025 relatif à la demande de licence pour l'installation et l'exploitation d'une centrale thermique de production d'une capacité de 20 MW à Dédougou par la société BIMA LIGHT SOLUTIONS SARL (7 pages)----- 98

AVIS CONFORME N°2025-003/ARSE/CR du 04 juin 2025 relatif à la demande de licence pour l'installation et l'exploitation d'une centrale thermique de production d'une capacité de 20 MW à Ouahigouya par la Société BIMA LIGHT SOLUTION SARL (7 pages)-----106

DÉCRETS

The background of the page is composed of several overlapping, wavy bands of green. The colors range from a light, vibrant green to a darker, forest green. The waves flow from the bottom left towards the top right, creating a sense of movement and depth. The top half of the page is white, providing a clean space for the title.

HK/AM

BURKINA FASO

La Patrie ou la Mort, nous Vaincrons

**DÉCRET N° 2025- 0298/PRES/PM/MEMC/
MEF portant adoption des règles techniques
d'exploitation du réseau de transport de
l'électricité (à titre de régularisation)**

**LE PRÉSIDENT DU FASO,
CHEF DE L'ÉTAT,
PRÉSIDENT DU CONSEIL DES MINISTRES,**

*Visa CF N°00250
du 19/03/2025*

Ilombrang


- Vu** la Constitution ;
- Vu** la Charte de la Transition du 14 octobre 2022 et son modificatif du 25 mai 2024 ;
- Vu** le décret n°2024-1565/PRES du 07 décembre 2024 portant nomination d'un Premier Ministre ;
- Vu** le décret n°2024-1566/PRES/PM du 08 décembre 2024 portant composition du Gouvernement ;
- Vu** le décret n° 2024-1022/PRES/PM du 02 septembre 2024 portant attributions des membres du Gouvernement ;
- Vu** le décret n°2024-1675/PRES/PM/MEMC du 31 décembre 2024 portant organisation du Ministère de l'énergie, des mines et des carrières ;
- Sur** rapport du Ministre de l'Énergie, des Mines et des Carrières ;
- Le** Conseil des ministres entendu en sa séance du 20 juin 2024 ;

DÉCRÈTE

- Article 1 :** Sont adoptées les règles techniques d'exploitation du réseau de transport de l'électricité dont le document est joint en annexe au présent décret.
- Article 2 :** Un comité mis en place par arrêté du Ministre chargé de l'énergie assure le suivi en vue de la révision des règles techniques d'exploitation du réseau de transport de l'électricité.
- Article 3 :** Le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Carrières et le Ministre de l'Economie et des Finances sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent décret.

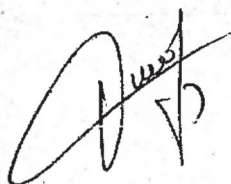
Article 4 : Le présent décret sera publié au Journal officiel du Faso.

Ouagadougou, le 21 mars 2025



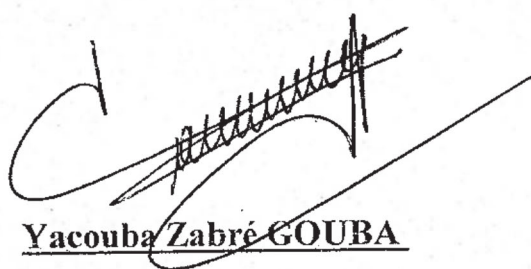
Capitaine Ibrahim TRAORE

Le Premier Ministre



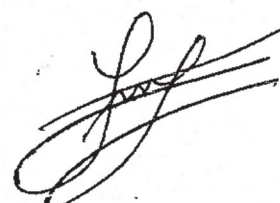
Rimtalba Jean Emmanuel OUEDRAOGO

Le Ministre de l'Énergie, des Mines
et des Carrières



Yacouba Zabré GOUBA

Le Ministre de l'Économie et des
Finances



Aboubakar NACANABO

REGLES TECHNIQUES D'EXPLOITATION DU
RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

TITRE 1. DISPOSITIONS GENERALES

Article 1.

Les terminologies suivantes s'appliquent aux expressions techniques, sigles et acronymes utilisés dans le présent code :

1. « A un an », l'année qui précède l'année civile d'exploitation ;
2. « A une semaine », la semaine qui précède la semaine civile d'exploitation ;
3. « Aléa », la défaillance inattendue ou la perte d'un composant du système, tel qu'un groupe de production, une ligne de transport, un disjoncteur, un interrupteur, ou tout autre composant électrique. Un aléa peut aussi comprendre de multiples composants, liés par des situations menant à des pertes simultanées de composants ;
4. « Analyse de la sécurité d'exploitation », l'ensemble des activités par ordinateur, manuelles et automatiques menées afin d'évaluer la sécurité d'exploitation du réseau de transport et de déterminer les actions correctives nécessaires pour maintenir cette sécurité d'exploitation ;
5. « Analyse des aléas », une simulation des aléas figurant sur la liste des aléas ;
6. « Antenne structurelle », une configuration permanente dans laquelle une seule liaison est raccordée à un poste électrique ;
7. « Autorité de régulation », Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie ;
8. « Bande morte », intervalle utilisé volontairement pour neutraliser le réglage de la fréquence ;
9. « Capacité de démarrage autonome (*black-start*) », capacité de redémarrage d'une unité de production d'électricité après un arrêt complet, au moyen d'une source d'électricité auxiliaire dédiée, sans aucun apport d'énergie électrique extérieure à l'installation de production d'électricité ;
10. « Capacité de réserve », le volume de réserve primaire, réserve secondaire ou réserve tertiaire dont doit disposer le GRT ;
11. « Charge nette », la valeur nette de la puissance active vue d'un point donné du réseau, calculée par (charge – production), généralement exprimée en kilowatt (kW) ou mégawatt (MW) à un instant donné ou en moyenne sur un intervalle de temps donné ;
12. « CIC », Centre d'Information et de Coordination de l'EEEOA ;
13. « Code de raccordement », le Code de raccordement du Burkina Faso adopté par l'arrêté n°2024/304/MEMC/SG/DGE du 18 juillet 2024 portant approbation des règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité ;
14. « Contrainte », une situation dans laquelle il est nécessaire de préparer et de mettre en œuvre une action corrective afin de respecter les limites de sécurité d'exploitation ;
15. « Convention d'exploitation », un document contractuel conclu entre, d'une part, le GRT et, d'autre part, le propriétaire d'une installation de production, de consommation, d'un système HVDC, un gestionnaire d'un réseau de distribution ou

- un GRT voisin, qui décrit les relations entre les personnes ou les entités de chaque partie pour assurer l'exploitation et la conduite des installations ;
16. « Courant », débit d'une charge électrique, mesuré par la valeur efficace de la composante directe du courant de phase à la fréquence fondamentale ;
 17. « Défaut » : tous les types de courts-circuits (mono-, bi- et triphasé, avec et sans mise à la terre), un conducteur brisé, un circuit interrompu, ou une connexion intermittente, entraînant la non-disponibilité permanente de l'Elément de réseau de transport touché ;
 18. « Délestage », désigne l'action d'interrompre la fourniture en électricité d'installations de consommation ;
 19. « Délestage automatique », désigne l'action automatique de délestage via des relais déclenchés sur critère fréquence ou tension ;
 20. « Délestage fréquence-métrique », désigne l'action automatique de délestage via des relais déclenchés sur critère fréquence ;
 21. « Délestage voltométrique », désigne l'action automatique de délestage via des relais déclenchés sur critère tension ;
 22. « Déséquilibre », condition dans un système polyphasé dans lequel la valeur efficace des tensions phase-phase (composante fondamentale), ou les déphasages entre phases consécutives, ne sont pas tous égaux ;
 23. « Ecart de fréquence », toute déviation de la fréquence du système par rapport à la Valeur de consigne de la fréquence ;
 24. « Ecart de fréquence en régime permanent », la valeur absolue de la variation de fréquence qui se produit après un déséquilibre, une fois que la fréquence du réseau est stabilisée ;
 25. « Ecart de réglage de zone » (ACE), la différence instantanée entre la valeur actuelle et la valeur de référence des échanges en puissance d'une zone de réglage (écart fortuit), en prenant en compte l'écart de fréquence en fonction de l'énergie réglante du réseau de cette zone de réglage ;
 26. « Ecart maximal de la fréquence en régime permanent », l'écart maximal de fréquence attendu après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'Incident de référence dans lequel la fréquence du réseau est conçue pour rester stable ;
 27. « Ecart maximal de la fréquence instantanée », la plus grande valeur absolue attendue d'un écart instantané de fréquence après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence, au-delà de laquelle des mesures d'urgence sont activées ;
 28. « EEEOA », Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (West African Power Pool ou « WAPP » en anglais) ;
 29. « Elément de réseau de transport », tout composant du réseau de transport ;
 30. « Equilibrage » : activité consistant à assurer l'égalité entre la production et la consommation d'une zone définie afin que la fréquence reste stabilisée ;

31. « Essais opérationnels », les essais exécutés par un GRT ou un GRD aux fins de la maintenance, du développement de pratiques de gestion du réseau et de formation à cette gestion, et en vue d'acquérir des informations sur le comportement du réseau de transport en conditions anormales, et les Essais exécutés par les USR à des fins analogues sur leurs installations ;
32. « Etat d'alerte », l'état du réseau dans lequel le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation mais un aléa figurant sur la liste des aléas a été détecté et, s'il survient, les actions correctives disponibles ne sont pas suffisantes pour maintenir l'état normal ;
33. « Etat de panne généralisée (*black-out*) », l'état du réseau dans lequel tout ou partie du réseau de transport est interrompu ;
34. « Etat de reconstitution », l'état du réseau dans lequel l'objectif de toutes les activités sur le réseau de transport est de rétablir le fonctionnement du réseau et de maintenir la sécurité d'exploitation après l'état de panne généralisée ou l'Etat d'urgence ;
35. « Etat de zone étendue », la qualification d'un état d'alerte, d'un état d'urgence ou d'un état de panne généralisée, lorsqu'il existe un risque de propagation aux réseaux de transport interconnectés ;
36. « Etat d'urgence », l'état du réseau dans lequel une ou plusieurs limites de sécurité d'exploitation sont franchies ;
37. « Etat du réseau », l'état de fonctionnement du réseau de transport en relation avec les limites de sécurité d'exploitation : état normal, état d'urgence, état de panne généralisée et état de reconstitution ;
38. « Facteur de puissance », le rapport entre la valeur absolue de la puissance active et la puissance apparente ;
39. « Fournisseur de réserves », une entité juridique ayant une obligation légale ou contractuelle de fournir des réserves primaires, réserves secondaires ou Réserves Tertiaires à partir d'au moins une unité ou un groupe de fourniture de réserves ;
40. « Fréquence », la fréquence électrique du réseau, exprimée en hertz, qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone ; on peut considérer que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec seulement des écarts minimales entre les différents points de mesure. Sa valeur nominale est de 50 Hz. La fréquence électrique du réseau qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone, en considérant que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec seulement des écarts minimales entre les différents points de mesure ;
41. « Gestionnaire de réseau compétent », le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution au réseau duquel une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution ou un système HVDC est ou sera raccordé ;
42. « Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) » : concessionnaire auquel a été délégué l'activité de transport d'énergie électrique incluant la conduite du réseau de transport ;

43. « Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) », concessionnaire auquel a été délégué l'exclusivité de l'activité de distribution dans un territoire donné ;
44. « GRT voisin », un gestionnaire de réseau de transport d'électricité directement raccordé au GRT par au moins une interconnexion transfrontalière à courant alternatif ou continu ;
45. « Incident de référence », l'écart de puissance positif ou négatif maximal survenant instantanément entre la production et la consommation dans une zone synchrone, pris en compte dans le dimensionnement des Réserves primaires FCR ;
46. « Incompatibilité dans la planification des indisponibilités », l'état dans lequel une combinaison, d'une part, de l'état de disponibilité d'un ou de plusieurs éléments de réseau pertinents, d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité, et/ou d'une ou de plusieurs installations de consommation et, d'autre part, de la meilleure estimation de la situation du réseau d'électricité prévue résulte en une violation des limites de sécurité d'exploitation, compte tenu des actions correctives non coûteuses dont dispose le GRT ;
47. « Indisponibilité », l'état d'une unité de production ou d'un élément du Réseau de Transport qui est déclaré non opérationnel ;
48. « Indisponibilité non programmée », aussi dénommée « indisponibilité fortuite », elle correspond à une indisponibilité d'un ouvrage du RPT résultant soit du fonctionnement d'un automatisme, soit d'une action volontaire pour assurer la sécurité des personnes ou des biens ou la sûreté de fonctionnement du système électrique. En cas d'action volontaire, l'origine de l'indisponibilité est soit un risque électrique de proximité d'un ouvrage vis-à-vis d'un tiers, soit une anomalie imprévisible et irrésistible identifiée sur un ouvrage, nécessitant la remise en état et conduisant à la mise hors service au plus tôt de l'ouvrage ;
49. « Indisponibilité programmée », indisponibilité résultant des opérations nécessaires à la maintenance, au renouvellement, au développement et à la réparation des ouvrages du réseau public de transport, dans les conditions visées au Chapitre 4 du présent Code ;
50. « Insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence », caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme de la grandeur minimale de la variation de la fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie ;
51. « Installation de consommation », une installation qui consomme de l'énergie électrique et qui est raccordée à un ou plusieurs points de raccordement avec le réseau de transport ou de distribution. Un réseau de distribution et/ou les alimentations auxiliaires d'une unité de production d'électricité ne constituent pas des installations de consommation ;
52. « Installation de production d'électricité », une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un réseau en un ou plusieurs points de raccordement ;

53. Interconnexion », désigne un ensemble de lignes électriques interconnectant le RPT avec le réseau d'un GRT voisin ;
54. « J-1 », journée correspondant à la veille de la journée d'exploitation ;
55. « Limites de stabilité », les valeurs extrêmes admissibles pour l'exploitation du réseau de transport en termes de respect des limites de stabilité en tension, de stabilité angulaire du rotor et de stabilité en fréquence ;
56. « Limites de transit », les valeurs limites admissibles de flux de puissance traversant un élément de réseau de transport ;
57. « Liste des aléas », la liste des aléas à simuler afin de tester la conformité avec les limites de sécurité d'exploitation ;
58. « Mode de réglage restreint à la sous-fréquence », ou « LFSM-U » (Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency), mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est augmentée en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est inférieure à une certaine valeur ;
59. « Mode de réglage restreint à la surfréquence » ou « LFSM-O » (Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency), mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est réduite en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est supérieure à une certaine valeur ;
60. « Mode de sensibilité à la fréquence ou « FSM » (Frequency Sensitive Mode) », mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est modulée en fonction d'une variation de la fréquence du réseau, de façon à contribuer au retour à la valeur de consigne de fréquence ;
61. « Partie » ou « Parties », les signataires de la convention d'exploitation
62. « Perturbation » : tout événement non planifié qui peut avoir pour effet que le réseau de transport s'écarte de son état normal ;
63. « Pilote de la fréquence », l'unité de production désignée et responsable de la gestion de la fréquence du réseau au sein d'une région ou d'une zone synchrone afin de rétablir la fréquence du réseau à sa fréquence nominale ;
64. « Plage de fréquence standard », un intervalle symétrique fixe situé autour de la fréquence nominale, dans lequel la fréquence du réseau d'une zone synchrone est présumée être exploitée ;
65. « Plan de défense du réseau », les mesures techniques et organisationnelles à prendre afin d'empêcher la propagation ou l'aggravation d'une perturbation sur le réseau de transport, afin d'éviter une perturbation avec état de zone étendue et un Etat de panne généralisée ;
66. « Point de raccordement », le ou les point (s) de raccordement de l'installation de production d'électricité, de l'installation de consommation coïncide(nt) avec la limite de propriété ou de concession entre les ouvrages électriques du producteur,

du consommateur, et les ouvrages électriques du réseau public. Le ou les point(s) de raccordement de l'installation d'un réseau de distribution coïncide(nt) avec la limite de concession entre les ouvrages de distribution et les ouvrages du réseau de transport. Le point de raccordement correspond généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil ;

67. « Plan de reconstitution », toutes les mesures techniques et organisationnelles nécessaires à la reconstitution du réseau à l'état normal ;
68. « Point de resynchronisation », le dispositif employé pour connecter deux régions synchronisées, habituellement un disjoncteur ;
69. « Poste électrique », ensemble des ouvrages électriques de même niveau de tension qui sont localisés dans un même Site électrique.
70. « Proche du temps réel », le laps de temps, inférieur à quinze minutes, entre la fermeture du dernier guichet infrajournalier et le temps réel ;
71. « Puissance active », composante réelle de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, exprimée en watts ou en multiples de watts, tels que les kilowatts (kW) ou les mégawatts (MW) ;
72. « Redispatching », action du GRT, qui prend la décision de modifier la répartition topologique des USR ou bien la production des groupes en temps réel pour éviter des congestions ou des tensions hors des plages autorisées ;
73. « Région synchronisée », la partie d'une zone synchrone couverte par un ou plusieurs GRT interconnectés qui ont une fréquence commune de réseau, et qui n'est pas synchronisée avec le reste de la zone synchrone ;
74. « Réglage de la fréquence », capacité d'une unité de production d'électricité à ajuster sa production de puissance active en réponse à une variation de la fréquence mesurée sur le réseau par rapport à une valeur de consigne, afin de maintenir la stabilité de la fréquence du réseau ;
75. « Réglage de la tension », les actions de réglage manuelles ou automatiques au nœud de production d'électricité, aux nœuds terminaux des lignes de courant alternatif ou des systèmes HVDC, sur les transformateurs, ou autres éléments, destinées à maintenir la tension de consigne ou la valeur de consigne de puissance réactive ;
76. « Réglage Fréquence Puissance (RFP) », le mode dans lequel les unités de production de la zone concernée participent au réglage de la fréquence ;
77. « Remise sous tension », la reconnexion de la production et de la consommation afin de mettre sous tension les parties du réseau ayant été déconnectées ;
78. « Réseau de distribution raccordé au réseau de transport » ou « Réseau de distribution », réseau de distribution raccordé au réseau de transport, y compris les installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau public de transport ;
79. « Réseau public de transport (RPT) », désigne le réseau de transport d'électricité ;

80. « Réserve de puissance active », les réserves de puissance active disponibles pour le réglage de la fréquence ;
81. « Réserve de puissance réactive », la puissance réactive disponible pour le maintien de la tension ;
82. « Réserves primaires », les réserves de puissance active disponibles pour stabiliser la fréquence du réseau à la suite d'un déséquilibre ;
83. « Réserves secondaires », les réserves de puissance active disponibles afin de ramener la fréquence du réseau à la fréquence nominale ;
84. « Réserves tertiaires », les réserves de puissance active disponibles pour restaurer ou maintenir le niveau requis de réserves secondaires afin d'être préparé en cas de déséquilibres supplémentaires sur le réseau ;
85. « Responsable de la Resynchronisation », le GRT désigné et responsable de la resynchronisation de deux régions synchronisées ;
86. « Resynchronisation », la reconnexion de deux régions synchronisées au point de resynchronisation ;
87. « Salle de contrôle », centre de conduite d'un gestionnaire de réseau assurant la conduite de son réseau ;
88. « Sécurité d'exploitation », la capacité du réseau de transport à conserver un état normal ou à revenir à un état normal dès que possible, et qui se caractérise par le respect de limites de sécurité d'exploitation ;
89. « Site électrique », lieu géographique qui regroupe l'ensemble des ouvrages électriques présents en ce lieu, tous niveaux de tension confondus ;
90. « Situation N », la situation dans laquelle aucun élément du réseau de transport n'est indisponible à la suite d'un aléa ;
91. « Situation (N-1) », la situation sur le réseau de transport où un aléa figurant sur la Liste des aléas est survenu ;
92. « Stabilisateur », une seule ou un groupement d'unités de production d'électricité et/ou d'unités de consommation raccordées à un point de raccordement commun satisfaisant aux exigences applicables pour fournir des réserves primaires, secondaires ou tertiaires ;
93. « Stabilité dynamique », une expression usuelle englobant la stabilité angulaire du rotor, la stabilité en fréquence et la stabilité en tension ;
94. « Statisme », rapport, en régime permanent, exprimé en pourcentage, entre une variation de fréquence et la variation de la production de puissance active résultante. La variation de fréquence est exprimée en pourcentage à la fréquence nominale, et la variation de puissance active sous la forme d'un rapport à la puissance maximale ou à la puissance active réelle lorsque le seuil applicable est atteint ;
95. « Stratégie ascendante de remise sous tension », une stratégie par laquelle tout ou partie du RPT peut être remise sous tension sans assistance des autres GRT et par le biais d'unités de production ;

96. « Stratégie descendante de remise sous tension », une stratégie nécessitant l'assistance d'autres GRT dans la remise sous tension de parties du réseau d'un GRT ;
97. « Temps d'activation complète des réserves secondaires automatiques », le temps qui s'écoule entre la fixation d'une nouvelle consigne par le régulateur de restauration de la fréquence et l'activation ou désactivation correspondante des réserves secondaires automatiques ;
98. « THD », la distorsion harmonique totale (THD) est le rapport de la moyenne quadratique du contenu harmonique incluant les composantes harmoniques jusqu'au 50e ordre et en excluant spécifiquement tout interharmonique, exprimé en pourcentage de la composante fondamentale. Les composantes harmoniques d'ordre supérieur à 50 peuvent être incluses si nécessaire ;
99. « Topologie », les données concernant la connectivité des différents éléments du réseau de transport ou de distribution dans un poste électrique, y compris la configuration électrique et la position des disjoncteurs et des sectionneurs ;
100. Under-frequency Load Shedding ou « UfLS », acronyme désignant le délestage fréquence-métrique ;
101. « Unité de production », unité de production d'électricité synchrone ou parc non synchrone de générateurs, quelle que soit la source d'énergie primaire, y compris les énergies renouvelables ;
102. « Unité fournissant des réserves », une seule ou un groupement d'unités de production d'électricité et/ou d'unités de consommation raccordées à un point de raccordement commun satisfaisant aux exigences applicables pour fournir des réserves primaires, réserves secondaires ou réserves tertiaires ;
103. « USR », Utilisateur Significatif du Réseau. Un utilisateur du réseau de transport considéré comme important par le GRT, en raison de son incidence sur le réseau de transport ;
104. « Utilisateur significatif du réseau (USR) de haute priorité », un USR auquel s'appliquent des conditions spécifiques de déconnexion et de remise sous tension ;
105. « UVLS », Under-Voltage Load Shedding. Acronyme désignant le délestage voltométrique ;
106. « Valeur de consigne », valeur de référence à atteindre pour chaque paramètre, habituellement utilisée dans les systèmes de contrôle-commande ;
107. « Zone de réglage », une partie d'une zone synchrone ou une zone synchrone entière du système électrique de l'EEEOA, exploitée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau s'acquittant des obligations de réglage. Lorsque la zone synchrone comprend plusieurs zones de réglage, celles-ci sont délimitées physiquement par des points de mesure aux interconnexions entre les différentes zones de réglages ;
108. « Zone isolée », réseau de transport ou de distribution qui n'est pas exploité de manière synchrone avec le réseau de la zone synchrone ;

109. « Zone synchrone », zone couverte par des GRT interconnectés de manière synchrone.

Article 2.

1. Afin de préserver la sécurité et la sûreté de fonctionnement du réseau électrique, la qualité de la fréquence, de la tension et l'utilisation efficace du réseau public de transport (RPT), le présent document d'exploitation détermine :
 - a. les exigences et les principes applicables en matière de sécurité opérationnelle en vue d'exploiter le RPT avec qualité, continuité et sécurité, dans des conditions normales et, face aux aléas ordinaires, pour maintenir l'approvisionnement en énergie électrique dans des paramètres de qualité et des conditions opérationnelles sûres, à condition que des ressources soient disponibles à cet effet ;
 - b. les exigences en matière de réglage de la fréquence et de gestion des réserves ;
 - c. les exigences en matière de réglage de la tension, du courant de court-circuit et des flux de puissance ;
 - d. les règles et responsabilités en matière de coordination et d'échange de données entre le gestionnaire de réseau de transport (GRT) et les utilisateurs significatifs du réseau (USR), dans la planification et en temps réel ;
 - e. les exigences relatives à la coordination de la maintenance et des Indisponibilités ; et
 - f. les exigences relatives à la gestion et à la coordination de l'exploitation en cas d'état d'urgence, de *black-out* ou de reconstitution du réseau.

Article 3.

1. Les règles et les exigences énoncées dans le présent document s'appliquent aux utilisateurs significatifs du réseau (USR) suivants :
 - a. les unités de production d'électricité existantes et nouvelles qui sont ou seraient classées types B et C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement ;
 - b. les installations de consommation existantes et nouvelles raccordées à un réseau de transport ; et
2. Le présent document s'applique à tous les réseaux de transport, réseaux de distribution et interconnexions transfrontalières.

TITRE 2. SECURITE D'EXPLOITATION

CHAPITRE 1. TACHES DU GRT

Article 4.

1. Le 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 USR dans le cadre des obligations du présent Code, afin de gérer les congestions, les réserves de réglage de la fréquence et les autres services système ; et
 - d. 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.

CHAPITRE 2. ÉTATS DU RESEAU, ACTIONS CORRECTIVES ET LIMITES DE SECURITE D'EXPLOITATION

Article 5.

1. Un réseau de transport est en état normal lorsque toutes les conditions suivantes sont remplies :
 - a. les tensions et les flux de puissance se situent dans les plages de limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'Article 12, que ces plages soient permanentes ou temporaires avec respect du temps autorisé par la plage temporaire ;
 - b. l'écart de fréquence en régime permanent se situe dans la plage de fréquence limitée par l'écart de fréquence maximal en régime permanent défini à l'Article 39 ;
 - c. l'exploitation de la zone de contrôle du GRT concerné se trouve dans les plages de limites de sécurité d'exploitation (temporaires ou permanentes) après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 et l'activation des actions correctives permet de retrouver les plages de limites de sécurité d'exploitation permanentes dans les délais impartis ;
 - d. les réserves de puissance active et réactive sont suffisantes pour supporter les aléas figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation ; et
 - e. sous réserve des délais de mise en place prévus à l'Article 72 paragraphe 1 et à l'Article 82 paragraphe 1, le plan de défense et le plan de

reconstitution sont disponibles et permettent de limiter les conséquences d'aléas ne figurant pas sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64.

2. Un réseau de transport est en état d'alerte lorsque :
 - a. les tensions et les flux de puissance se situent dans les plages de limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'Article 12, que ces plages soient permanentes ou temporaires avec respect du temps autorisé par la plage temporaire ;
 - b. l'écart de fréquence en régime permanent est inférieur au seuil défini conformément à l'Article 39 ;
 - c. au moins l'une des conditions suivantes est réunie :
 - i. la réserve de puissance du GRT est inférieure à la capacité de réserve durant plus de trente minutes sans moyen de compenser cette réduction en exploitation en temps réel ;
 - ii. au moins un aléa figurant sur la liste des aléas établie conformément à l'Article 64 entraîne le franchissement des plages de limites de sécurité d'exploitation du GRT, même après l'activation des actions correctives ; ou
 - iii. le plan de défense ou le plan de reconstitution ne permet pas de limiter les conséquences d'aléas ne figurant pas sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64.
3. Un réseau de transport est en état d'urgence lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :
 - a. au moins une limite de sécurité d'exploitation du GRT définie conformément à l'Article 12 a été franchie sans action corrective permettant de revenir dans les plages de limites de sécurité d'exploitation permanentes ;
 - b. l'écart de fréquence en régime permanent est supérieur au seuil défini conformément à l'Article 39 ; ou
 - c. dans le cas de la zone synchrone au moins une des mesures du plan de défense du réseau du GRT est activée.
4. L'état d'urgence d'un réseau de transport comprend les sous-états de :
 - a. État de panne généralisée, dans le cas de la zone synchrone, lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :
 - i. au moins 50 % de la demande dans la zone de contrôle du GRT concerné n'est plus alimentée ;
 - ii. absence totale de tension pendant au moins cinq minutes dans la zone de contrôle du GRT concerné, entraînant le déclenchement des Plans de reconstitution ;

- b. état de reconstitution, dans le cas de la zone synchrone, lorsqu'un GRT se trouvant en état d'urgence a commencé l'activation des mesures de son plan de reconstitution.

Article 6.

1. Le GRT détermine, en exploitation en temps réel, l'état de son réseau de transport.
2. Le GRT surveille les paramètres suivants du réseau de transport en temps réel dans sa zone de contrôle, sur la base des informations en temps réel ou de valeurs calculées à partir de sa zone d'observabilité, compte tenu des données structurelles et en temps réel :
 - a. flux de puissance active et réactive ;
 - b. tension des jeux de barres ;
 - c. fréquence ;
 - d. réserves de puissance active et réactive ;
 - e. production et consommation.
3. Afin de spécifier l'état du réseau, le GRT effectue régulièrement et au minimum quotidiennement une analyse de la sécurité d'exploitation conformément à l'Article 65, en adaptant la fréquence des analyses aux contraintes vues en planification.
4. Pour toutes les zones synchrones, le GRT surveille également le niveau des réserves disponibles par rapport à la capacité de réserve.

Article 7.

Le GRT garantit que son réseau demeure à l'état normal et est responsable de la gestion des atteintes à la sécurité d'exploitation. Afin de réaliser cet objectif, le GRT définit, prépare et active des actions correctives en tenant compte de leur disponibilité, du temps et des ressources nécessaires pour leur activation et de toutes les conditions externes au réseau de transport qui sont pertinentes pour chaque action corrective.

Article 8.

1. Le GRT applique les principes suivants lors de l'activation des actions correctives conformément à l'Article 10 du présent document :
 - a. pour les atteintes à la sécurité d'exploitation qui ne nécessitent pas une gestion coordonnée, le GRT définit, prépare et active des actions correctives pour ramener le réseau à son état normal et empêcher la propagation de l'état d'urgence en dehors de sa zone de contrôle sur la base des catégories définies à l'Article 9 du présent document ;
 - b. pour les atteintes à la sécurité d'exploitation qui nécessitent une gestion coordonnée, le GRT définit, prépare et active des actions correctives en coordination avec le CIC de l'EEOA et les autres GRT concernés.

2. Afin de sélectionner les actions correctives appropriées, le GRT applique les critères suivants :
 - a. activer les actions correctives les plus efficaces et économiquement efficientes ;
 - b. activer les actions correctives aussi près que possible du temps réel en tenant compte du délai d'activation attendu et de l'urgence de la situation d'exploitation du réseau qu'elles visent à résoudre ; et
 - c. prendre en considération les risques d'échec des actions correctives envisageables et leur incidence sur la sécurité d'exploitation, notamment :
 - i. les risques de défaillance ou de court-circuit en raison de modifications de la topologie ;
 - ii. les risques d'indisponibilité due aux modifications de la puissance active ou réactive sur des unités de production d'électricité ou des installations de consommation ;
 - iii. les risques de dysfonctionnement dû au comportement des équipements ; et
 - iv. les risques de dysfonctionnement dû à des problèmes de communication.

Article 9.

1. Le GRT utilise les catégories suivantes d'actions correctives :
 - a. modification de la durée ou annulation des indisponibilités programmées ou remise en service des éléments du réseau de transport pour assurer leur disponibilité opérationnelle ;
 - b. action directe sur les flux de puissance active par les moyens suivants :
 - i. changement de prises des transformateurs déphaseurs ;
 - ii. modification des topologies ;
 - c. réglage de la tension et gestion de la puissance réactive par les moyens suivants :
 - i. changement de prises des transformateurs de puissance ;
 - ii. utilisation des condensateurs et des bobines d'inductance des réseaux de transport ou de distribution ;
 - iii. utilisation des dispositifs fondés sur une électronique de puissance pour la gestion de la tension et de la puissance réactive ;
 - iv. demande de modification de la production de puissance réactive ou de la valeur de consigne de la tension des unités de production d'électricité synchrones raccordées au réseau de transport ;

- v. demande de modification de la production de puissance réactive des convertisseurs des unités de production d'électricité non synchrones raccordées au réseau de transport ;
 - vi. couplage de moyens de production avec démarrage rapide pour réglage de la tension.
 - d. redispatching, entre deux ou plusieurs postes électriques, des utilisateurs du réseau raccordés au réseau de transport ou de distribution au sein de la zone de contrôle du GRT pour influencer sur la tension ou les flux de puissance active;
 - e. s'il existe une procédure de gestion des écarts de fréquence pour le réseau concerné par les actions correctives, activation de ladite procédure ; et
 - f. le cas échéant, délestage manuel.
2. Lorsque cela est nécessaire et justifié afin de maintenir la sécurité d'exploitation, le GRT peut préparer et activer des actions correctives supplémentaires. Le GRT signale et justifie ces situations à l'autorité de régulation, au moins une fois par an.

Article 10.

1. Le GRT prépare et active des actions correctives conformément aux critères énoncés à l'Article 8 du présent document, paragraphe 2, afin de prévenir la dégradation de l'état du réseau, sur la base des éléments suivants :
- a. la surveillance et la détermination des états du réseau conformément à l'Article 6 ; et
 - b. l'analyse de la sécurité d'exploitation aux différentes échéances conformément à l'Article 65.
2. Lors de la préparation et de l'activation d'une action corrective, ou d'une procédure d'un plan de défense du réseau d'un GRT qui affecte un ou des GRT(s) voisin(s), le GRT évalue, en coordination avec le CIC de l'EEEOA et les GRT concernés, l'impact de cette action corrective ou de cette mesure à l'intérieur et à l'extérieur de sa zone de contrôle et communique au CIC de l'EEEOA et aux GRT voisins concernés les informations relatives à cet impact.
3. Lors de la préparation et de l'activation des actions correctives qui ont un impact sur les USR raccordés au réseau de transport, le GRT évalue, si son réseau de transport est en état normal, l'impact de ces actions correctives, en coordination avec les USR affectés, et sélectionne les actions correctives qui contribuent à maintenir l'état normal et à sécuriser l'activité de toutes les parties concernées. Chaque USR affecté communique au GRT toutes les informations nécessaires pour cette coordination.
4. Lors de la préparation et de l'activation des actions correctives, le GRT, si son réseau de transport ne se trouve pas en état normal, coordonne dans la mesure du possible ces actions correctives avec les USR raccordés au réseau de transport, afin de maintenir la sécurité d'exploitation et l'intégrité du réseau de transport. Lorsque le GRT active une action corrective, chaque USR concerné exécute les instructions données par le GRT.

Article 11.

1. Le GRT a le droit de mettre hors tension le ou les points de raccordement d'un USR ou d'un GRD s'il identifie l'une des causes suivantes :
 - a. risque pour la sécurité du personnel ;
 - b. risque pour la sécurité des tiers ;
 - c. risque pour la stabilité du réseau électrique ;
 - d. risque pour le réseau électrique ou tout élément de l'USR raccordé au réseau de transport ;
 - e. toute violation substantielle d'une exigence de raccordement de la part de l'USR ;
 - f. toute action (ou inaction) qui place le GRT en violation de toute obligation légale, statutaire ou réglementaire.
2. Suite à la mise hors tension, le GRT informe immédiatement l'USR, via l'un de ses interlocuteurs habilités, dans un délai qui ne peut excéder une heure à compter de la mise hors tension.
3. De même, le GRT a le droit de demander à un USR de mettre hors tension tout ou partie de ses installations s'il identifie l'une des causes mentionnées au paragraphe 1, dans un délai maximal qui ne peut être inférieur à cinq minutes.
4. De même, un USR dans le périmètre de ses ouvrages raccordés au réseau de transport a le droit de mettre hors tension son installation s'il identifie l'une des causes suivantes :
 - a. risque pour la sécurité du personnel ;
 - b. risque d'endommagement de son installation ;
 - c. variations de fréquence en dehors des limites spécifiées à l'Article 39 paragraphe 3 ;
 - d. fluctuations de tension sur le réseau électrique en dehors des plages spécifiées ;
 - e. toute violation substantielle d'une exigence de raccordement de la part du GRT ; et
 - f. toute action (ou inaction) qui place l'USR en violation de toute obligation légale, statutaire ou réglementaire.
5. Suite à la mise hors tension, l'USR informe immédiatement le GRT dans un délai qui ne peut excéder une heure à compter de la mise hors tension.

Article 12.

1. Les limites de fréquence sur le réseau sont fixées conformément à l'Article 39 du présent document;
2. Le GRT fixe les limites de sécurité d'exploitation pour chaque élément de son réseau de transport, en tenant compte au moins des caractéristiques suivantes :

- a. les limites de tension conformément à l'Article 38 du présent document;
 - b. les limites de courant de court-circuit conformément à l'Article 32 du présent document ;
 - c. les limites de transit, y compris les plages temporaires admissibles conformément à l'Article 34 du présent document.
3. Lors de la fixation des limites de sécurité d'exploitation, le GRT tient compte des capacités des USR raccordés au RPT à empêcher que les plages de tension et les limites de fréquence en état normal n'entraînent leur déconnexion.
4. Pour chaque interconnexion transfrontalière, le GRT convient avec le GRT voisin de limites communes de sécurité d'exploitation, conformément aux paragraphes 1 et 2.
5. En cas de changement d'un des éléments de son réseau de transport, le GRT valide et si nécessaire met à jour les limites de sécurité d'exploitation.
6. Toute modification de limites de sécurité d'exploitation doit être prise en compte et les impacts étudiés dans les analyses de la sécurité d'exploitation.

Article 13.

1. Le GRT veille à la disponibilité et à la fiabilité des éléments suivants :
 - a. installations de surveillance de l'état du RPT ;
 - b. capacité de manœuvre et de surveillance des disjoncteurs, des disjoncteurs de couplage, des changeurs de prise en charge de transformateurs et des autres équipements servant au réglage des éléments du réseau de transport ;
 - c. les moyens de communication avec le CIC de l'EEEOA, les centres de conduite d'autres GRT et des USR ;
 - d. les éventuels outils pour l'analyse de sécurité d'exploitation ; et
 - e. les éventuels outils et moyens de communication nécessaires pour les GRT afin de faciliter les opérations transfrontalières sur le marché de l'électricité.
2. L'autorité de régulation a le droit d'exiger la redondance des moyens, dispositifs ou outils de communication du GRT.
3. Lorsque les outils, moyens et installations du GRT visés au paragraphe 1 affectent les USR raccordés au réseau de transport participant à la fourniture de services d'équilibrage ou de services système, à la défense du réseau, à la reconstitution ou à la livraison de données d'exploitation en temps réel conformément aux articles 52, 54 et 56 du présent document, le GRT et l'USR coopèrent et se coordonnent afin de spécifier et de garantir la disponibilité, la fiabilité et la redondance le cas échéant de ces outils, moyens et installations.

CHAPITRE 3. EXIGENCES GENERALES EN MATIERE DE REGLAGE DE LA FREQUENCE

Article 14.

1. Afin de maintenir la sécurité et l'intégrité du RPT, le GRT participe au réglage de la fréquence de manière à maintenir en permanence la fréquence dans les limites applicables conformément à l'Article 39 du présent document.
2. Le GRT s'assure que les fournisseurs de réserve de puissance active mettent à sa disposition une réserve de puissance active suffisante pour lui permettre de participer au réglage de la fréquence selon les modalités définies dans le présent chapitre.
3. Le système électrique du Burkina Faso étant opéré au sein de la zone synchrone de l'EEEOA, le GRT participe au réglage de fréquence selon les règles définies au niveau régional par l'EEEOA.
4. Dans le cas où des accords bilatéraux ou conventions d'exploitation respectant les règles définies au niveau régional par l'EEEOA sont en vigueur, le GRT participe au réglage de fréquence selon les règles convenues dans ces accords bilatéraux ou conventions d'exploitation.
5. Pendant les périodes où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, le GRT est responsable du réglage de la fréquence. Ce réglage se fera *a minima* grâce à un réglage primaire de fréquence conformément aux articles 17, 18, 19 et 20 du présent document. Dans ce cas, les fournisseurs de réserves devront passer en mode de réglage de fréquence « FSM » selon les instructions du GRT ou selon les modalités définies dans leur convention d'exploitation.
6. Dans le cas d'une zone isolée, le gestionnaire de réseau compétent est responsable du réglage de la fréquence. Ce réglage se fera *a minima* grâce à un réglage primaire de fréquence conformément aux dispositions établies de l'Article 17 à l'Article 20. Dans ce cas, les fournisseurs de réserves devront passer en mode de réglage de fréquence « FSM » selon les instructions du gestionnaire de réseau compétent ou selon les modalités définies dans leur convention d'exploitation.

Article 15.

1. La réserve de puissance active est la capacité de modification à la hausse et à la baisse de la puissance active des installations des fournisseurs de réserves qui peut être mobilisée en temps réel par le GRT pour stabiliser la fréquence du système ou corriger les écarts de fréquence par rapport à la fréquence nominale (50 Hz) dus à un déséquilibre entre l'offre et la demande survenant au sein d'un réseau synchronisé.
2. La réserve de puissance active est composée de :
 - a. la réserve primaire dont l'activation en temps réel permet au GRT de mettre en œuvre le réglage primaire selon les modalités des articles 17, 18, 19 et 20 du présent document ;

- b. la réserve secondaire manuelle et éventuellement automatique dont l'activation en temps réel permet au GRT de mettre en œuvre le réglage secondaire selon les modalités des articles 21, 22, 23 et 24 du présent document ;
- c. la réserve tertiaire dont l'activation en temps réel permet au GRT de mettre en œuvre le réglage tertiaire selon les modalités des articles 25, 26, 27 et 28 du présent document.

Article 16.

1. Les fournisseurs de réserve primaire sont :

- a. les nouvelles unités de production d'électricité classée type C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement ;
- b. les unités de production d'électricité identifiées comme pouvant fonctionner en mode sensible à la fréquence (mode FSM) à l'issue de l'état des lieux spécifié à l'Article 5, paragraphe 2 du Code de raccordement ;
- c. les installations de consommation et les installations de stockage connectées au réseau de transport dont la capacité à fonctionner en mode sensible à la fréquence (mode FSM) a été validée conformément aux essais définis à l'Article 44.

2. Les fournisseurs de réserve secondaire sont :

- a. les nouvelles unités de production d'électricité classées type C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement dans les limites de leur capacité de réglage de la puissance active. Cette dernière est la plage de puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable dans un délai de quinze minutes d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve ;
- b. les unités de production d'électricité identifiées pendant l'état des lieux spécifié dans le Code de raccordement à l'Article 5, paragraphe 2 comme disposant d'une capacité de réglage de la puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable dans un délai de quinze minutes d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve.

3. Les fournisseurs de réserve tertiaire sont :

- c. les nouvelles unités de production d'électricité de type C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement dans les limites de leur capacité de réglage de la puissance active. Cette dernière est la plage de puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve, déduction faite de la capacité de réglage de la puissance active requise par le GRT au titre de la réserve secondaire ;

- d. les unités de production d'électricité identifiées pendant l'état des lieux spécifié à l'Article 5, paragraphe 2 du Code de raccordement comme disposant d'une capacité de réglage de la puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve. La capacité de réglage de la puissance active requise par le GRT au titre de la réserve secondaire doit être déduite de la capacité de réglage de la puissance active offerte par le fournisseur de réserve au titre de la réserve tertiaire.

Article 17.

1. Le réglage primaire est basé sur le principe d'action conjointe des fournisseurs de réserve primaire visant à stabiliser la fréquence du système à une valeur stationnaire, à la suite d'un déséquilibre entre la consommation et la production. La fréquence sera considérée comme stabilisée dès que l'écart de fréquence est inférieur à l'écart de fréquence maximal en régime permanent défini à l'Article 39, et ceci pendant une durée supérieure à cinq minutes.
2. L'action du réglage primaire commence en l'espace de quelques secondes à la suite de l'apparition d'un écart de fréquence, et prend pleinement effet en moins de trente (30) secondes.
3. Le GRT s'assure que les fournisseurs de réserve primaire mettent à sa disposition une réserve de puissance active suffisante pour lui permettre de participer au réglage de la fréquence.

Article 18.

1. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso est interconnecté avec la zone de l'EEEOA, le GRT assurera la capacité de réserve primaire nécessaire conformément aux accords transnationaux convenus avec l'EEEOA et l'opérateur de la zone de réglage définie par le CIC de l'EEEOA ;
2. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, les dispositions suivantes s'appliquent :
 - a. le GRT définit la puissance active requise pour la réserve primaire dont il a besoin pour l'exploitation ;
 - b. la Capacité de réserve primaire définie doit être au moins égale au plus grand déséquilibre de puissance active pouvant résulter de la perte d'une unité de production connectée au réseau synchronisé ;
3. Dans l'ensemble des cas ci-dessus, les dispositions suivantes s'appliquent également :
 - a. si le GRT définit une puissance active requise supérieure à la valeur définie conformément aux règles de dimensionnement prévues au paragraphe précédent, il doit être capable de transmettre à l'autorité de régulation les éléments technico-économiques justifiant ce choix ;

- b. le délestage automatique peut être utilisé en guise de réserve primaire à condition que le ou les seuils de fréquence déclenchant le délestage soient compris dans la plage de fréquence correspondante à l'écart de fréquence maximal en régime permanent défini dans Article 39 paragraphe 1 du présent document. Il s'agit d'un mécanisme différent du délestage fréquence métrique du plan de défense tel que défini à l'Article 74 du présent document.

Article 19.

1. Les fournisseurs de réserve primaire définis conformément à l'Article 16 du présent document participent au réglage primaire.
2. Les fournisseurs de réserve primaire garantissent la disponibilité continue de leurs réserves primaires, sauf en cas d'indisponibilité fortuite d'une unité fournissant de la réserve primaire.
3. Les fournisseurs de réserves primaires satisfont aux exigences définies à l'Article 43 du présent document.
4. Les prescriptions suivantes s'appliquent aux fournisseurs de réserves primaires :

Tableau 1 : Propriétés des réserves primaires

Précision minimale des mesures de fréquence	10 mHz
Effet maximal combiné de l'insensibilité inhérente de la réponse à une variation de la fréquence et de la bande morte volontaire éventuelle de cette réponse au niveau du régulateur des unités ou des installations fournissant une réserve primaire	20 mHz
Délai maximal d'activation complète des réserves primaires	30 s
Durée minimale de maintien de l'activation complète des réserves primaires	15 min
Écart de fréquence déclenchant l'activation complète des réserves primaires	± 200 mHz

5. Chaque fournisseur de réserves primaires informe dès que possible le GRT de tout changement concernant tout ou partie de la disponibilité réelle de son unité fournissant des réserves primaires.
6. Chaque fournisseur de réserve primaire met à la disposition du GRT *a minima* les informations suivantes :
 - a. l'état opérationnel, avec horodatage, indiquant la disponibilité de la réserve ;

- b. les données relatives à la puissance active, horodatées, nécessaires pour vérifier l'activation de la réserve primaire, y compris la puissance active instantanée, horodatée ; et
- c. le statisme pour les unités de production d'électricité des types C, telles que définies à l'Article 4 du Code de raccordement, intervenant en tant qu'unités fournissant des réserves primaires.

Article 20.

1. Le GRT, définit au plus tard en « J-1 » le montant de réserve primaire dont il a besoin pour l'exploitation d'un réseau synchronisé de sa responsabilité.
2. Le GRT répartit la puissance active requise pour la réserve primaire définie conformément à l'Article 18 du présent document entre les fournisseurs de réserve primaire.
3. Le GRT donne des instructions en « J-1 » aux fournisseurs de réserve primaire afin qu'ils mettent à sa disposition les réserves primaires dont il a besoin. Le fournisseur de réserve primaire est informé de l'intervalle de temps et de la capacité de réglage de la puissance active requis.
4. Le GRT peut envoyer des instructions en temps réel aux fournisseurs de réserve primaire pour modifier leur capacité de réglage requis pour le réglage primaire de fréquence dans la mesure où le fournisseur de réserves dispose de capacité supplémentaire.
5. Le GRT doit s'assurer que le réglage primaire de fréquence est conforme aux propriétés énumérées dans l'Article 19 paragraphe 4 du présent document.
6. Le GRT veille à ce que la réponse combinée des réserves primaires soit conforme aux exigences suivantes :
 - a. l'activation des réserves primaires n'est pas artificiellement retardée et débute dès que possible après un écart de fréquence ;
 - b. en cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, au moins 50 % de la pleine capacité de réserve primaire est fournie au plus tard après quinze secondes ;
 - c. en cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, 100 % de la pleine capacité de réserve primaire est fournie au plus tard après trente secondes ;
 - d. en cas d'écart de fréquence égal ou supérieure à 200 mHz, l'activation de la pleine capacité de réserve primaire augmente au moins linéairement de quinze à trente secondes ;
 - e. en cas d'écart de fréquence inférieur à 200 mHz, la capacité de réserve primaire activée correspondante est au moins proportionnelle à celle visée aux points a à d et avec les mêmes délais.
7. Le GRT veille à ce que la perte d'une unité de production fournissant des réserves primaires ne mette pas en péril la sécurité d'exploitation, en remplaçant dès que cela est techniquement possible les réserves primaires rendues indisponibles.

Article 21.

1. Le réglage secondaire est un réglage qui vise à ramener la fréquence à 50 Hz et, lorsque le Burkina Faso est interconnecté, à rétablir les échanges aux frontières à la suite d'un déséquilibre entre l'offre et la demande survenant au sein d'un réseau synchronisé exploité par le GRT après action du réglage primaire. Ce double objectif revient à ramener à zéro l'écart de réglage de zone (ACE).
2. L'action du réglage secondaire commence après 30 secondes, et prend pleinement effet en moins de 15 minutes.
3. Le GRT a le droit de proposer à l'autorité de régulation la mise en place d'un réglage secondaire automatique.

Article 22.

1. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso est interconnecté avec la zone de l'EEEOA, le GRT assurera la capacité de réserve secondaire nécessaire conformément aux accords transnationaux convenus avec l'EEEOA et l'opérateur de la zone de réglage définie par le CIC de l'EEEOA.
2. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'Interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, le GRT définit la puissance active requise pour la Réserve secondaire dont il a besoin pour l'exploitation.

Article 23.

1. Les exigences techniques minimales en matière de réserves secondaires sont les suivantes :
 - a. un fournisseur de réserve secondaire maintient disponible sa capacité de réglage de la puissance active pendant les intervalles de temps convenus avec le GRT. Il active sa réserve secondaire conformément aux instructions reçues du GRT ;
 - b. un fournisseur de réserve secondaire veille à ce que l'activation des réserves secondaires puisse être surveillée. À cette fin, le fournisseur de réserve secondaire est capable de fournir au GRT des mesures en temps réel en ce qui concerne les éléments suivants :
 - i. la production de puissance active programmée horodatée ;
 - ii. la production de puissance active instantanée horodatée pour chaque unité fournissant des réserves secondaires ;
 - c. une unité de production d'électricité fournissant des réserves secondaires est capable d'activer l'ensemble de sa capacité de réserve secondaires dans le délai de reconstitution de la fréquence défini à l'Article 39.
2. Chaque fournisseur de réserves secondaires informe dès que possible le GRT de tout changement concernant tout ou partie de la disponibilité réelle de son unité de production d'électricité fournissant des réserves secondaires.
3. Les fournisseurs de réserves satisfont aux exigences définies à l'Article 43 du présent document.

Article 24.

1. Le GRT, définit au plus tard en « J-1 » le montant de réserve secondaire dont il a besoin pour l'exploitation d'un réseau synchronisé de sa responsabilité.
2. Le GRT répartit la puissance active requise pour la réserve secondaire définie conformément à l'Article 22 entre les fournisseurs de réserve secondaire.
3. Le GRT donne des instructions aux fournisseurs de réserve secondaire en « J-1 » afin qu'ils mettent à sa disposition les réserves secondaires dont il a besoin. Le fournisseur de réserve secondaire est informé de l'intervalle de temps et de la capacité de réglage de la puissance active requise.
4. Le GRT peut envoyer en temps réel des instructions aux fournisseurs de réserve secondaire, afin de fournir une puissance active de consigne répondant aux besoins de réglage du système électrique.
5. Le GRT doit s'assurer que le réglage secondaire de fréquence est conforme aux propriétés énumérées dans l'Article 23 paragraphe 1 du présent document.

Article 25.

La réserve tertiaire permet, à la suite d'un aléa sollicitant de manière prolongée la réserve secondaire, de rétablir les capacités de réserves primaires et secondaires.

Article 26.

1. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso est interconnecté avec la zone de l'EEEOA, le GRT assurera la capacité de réserve tertiaire nécessaire conformément aux accords transnationaux convenus avec l'EEEOA et l'opérateur de la zone de réglage définie par le CIC de l'EEEOA ;
2. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, le GRT définit la puissance active requise pour la réserve tertiaire dont il a besoin pour l'exploitation.

Article 27.

1. Les fournisseurs de réserve tertiaire garantissent la disponibilité continue de leurs réserves tertiaires, sauf en cas d'indisponibilité fortuite d'une unité fournissant de la réserve tertiaire.
2. Les fournisseurs de réserves tertiaires satisfont aux exigences définies à l'Article 43 du présent document.
3. Les fournisseurs de réserves tertiaires assurent un temps de démarrage compris entre quinze minutes et six heures.
4. Chaque fournisseur de réserves tertiaires informe dès que possible le GRT de tout changement concernant tout ou partie de la disponibilité réelle de son unité de production d'électricité fournissant des réserves tertiaires.

Article 28.

1. Le GRT, définit au plus tard en « J-1 » le montant de réserve tertiaire dont il a besoin pour l'exploitation d'un réseau synchronisé de sa responsabilité.

2. Le GRT répartit la puissance active requise pour la réserve tertiaire définie conformément à l'Article 25 du présent document entre les fournisseurs de réserve secondaire.
3. Le GRT peut envoyer en temps réel des instructions aux fournisseurs de réserve tertiaire, afin de fournir une puissance active de consigne répondant aux besoins de réglage du système électrique.
4. Le GRT doit s'assurer que le réglage secondaire de fréquence est conforme aux propriétés énumérées dans l'Article 27 du présent document.

CHAPITRE 4. GESTION DE LA TENSION ET DE LA PUISSANCE REACTIVE

Article 29.

1. Le GRT maintient à tout moment les tensions du réseau aux points de raccordement dans la plage de tension spécifiée dans l'Article 38 du présent document.
2. Pour respecter les tensions spécifiées dans l'Article 38 du présent document aux points de raccordement ou pour faire face à des contraintes matérielles sur le RPT, le GRT peut définir des plages de tensions plus contraignantes sur les ouvrages du RPT.
3. Le GRT peut exceptionnellement conclure des accords avec les USR raccordés au RPT, afin de définir aux points de raccordement des plages de tension élargies au-delà des seuils définis conformément à l'Article 38 paragraphes 1 et 2 du présent document. Ces accords sont soumis à acceptation de toutes les parties sans quoi les plages de tension définies dans l'Article 38 du présent document font foi.

Article 30.

1. Si la tension à un point de raccordement au RPT se situe en dehors des plages conformément à l'Article 29 du présent document, le GRT applique des actions correctives de réglage de la Tension et de gestion de la puissance réactive conformément à l'Article 9 du présent document afin de restaurer la tension au point de raccordement dans la plage spécifiée dans l'Article 29 du présent document.
2. Le GRT tient compte, dans son analyse de la sécurité d'exploitation, des valeurs de tension auxquelles les USR raccordés au réseau de transport sont susceptibles de se déconnecter. Ces valeurs de tension sont conformes aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement pour les installations existantes et aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations.
3. Le GRT veille à disposer d'une réserve de puissance réactive d'un volume et avec un délai de réaction adéquats, afin de maintenir les tensions dans sa zone de contrôle et aux interconnexions transfrontalières dans les plages indiquées à l'Article 29.
4. Le GRT doit contrôler les tensions du réseau afin de maximiser la fiabilité du réseau électrique en essayant, dans la mesure du possible, de minimiser les pertes du réseau de transport et le coût des services système.

5. Le GRT a le droit d'utiliser toutes les capacités de puissance réactive raccordées au RPT disponibles dans sa zone de contrôle aux fins de la gestion efficace de la puissance réactive et du maintien de la tension dans les plages indiquées à l'Article 29 du présent document.
6. Le Gestionnaire de réseau compétent exploite directement ou indirectement, en coordination le cas échéant avec les GRD raccordés au réseau de transport, les ressources de puissance réactive à l'intérieur de sa zone de contrôle, y compris le blocage de la régulation automatique en tension/puissance réactive des transformateurs, l'abaissement de la tension et le système de déconnexion automatique de la charge nette en tension basse, afin de respecter les limites de sécurité d'exploitation et de prévenir un effondrement de la tension sur le RPT.
7. Le GRT détermine les actions de réglage de la tension en coordination avec les USR raccordés au RPT et avec les GRT voisins via le CIC de l'EEEOA.
8. Lorsque le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive sur le RPT le justifient, le GRT peut demander à un USR raccordé à un RPD, en coordination avec le GRD correspondant, de suivre des instructions de réglage de la tension.

Article 31.

1. Chaque USR qui est une installation de consommation raccordée au RPT, respecte un facteur de puissance de 0,9 au point de raccordement.
2. Chaque USR qui est un réseau de distribution raccordé au RPT, respecte un facteur de puissance de 0,9 au point de raccordement tant en situation d'injection que de soutirage.
3. Le GRT, et le GRD peuvent convenir d'une valeur de facteur de puissance différente sans dépasser la valeur minimale de 0,85, dans les situations pour lesquelles des avantages techniques ou financiers sont démontrés par une analyse conjointe.
4. Afin de faire en sorte que les paramètres soient maintenus, chaque GRD raccordé au réseau utilise ses sources de puissance réactive et a le droit de donner des instructions de réglage de la tension aux USR raccordés à son réseau.
5. Les USR existants qui sont des installations de production de type B ou C au sens de l'Article 4 du Code de raccordement et les installations de production existantes aptes à participer au réglage de la tension à l'issue de l'état des lieux prévu à l'Article 5, paragraphe 2, du Code de raccordement, sont tenus de participer au réglage de la tension selon les instructions du GRT.

CHAPITRE 5. GESTION DU COURANT DE COURT-CIRCUIT

Article 32.

1. Le GRT détermine :
 - a. le courant maximal de court-circuit pour lequel la capacité nominale des disjoncteurs et d'autres équipements est dépassée ;
 - b. le courant minimal de court-circuit nécessaire au bon fonctionnement des équipements de protection.

2. Si l'analyse de la sécurité d'exploitation révèle un risque de dépassement du seuil de courant de court-circuit maximum ou minimum sur un défaut figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 du présent document, le GRT applique les mesures correctives conformément à l'Article 9 du présent document pour réduire ou augmenter le courant de court-circuit vers des valeurs acceptables.

Article 33.

1. Le GRT effectue des calculs de courant de court-circuit afin d'évaluer l'impact sur les niveaux de courant de court-circuit sur le réseau de transport occasionné par les GRT voisins, les USR s'ils ont un impact sur les niveaux de courant de court-circuit, raccordés au réseau de transport.
2. Les calculs de courant de court-circuit sont actualisés :
 - a. sur l'ensemble du réseau de transport du Burkina Faso *a minima* une fois par an ;
 - b. sur la zone d'influence à chaque fois qu'une évolution réseau est susceptible de significativement modifier les valeurs des courants de court-circuit ;
 - c. sur la zone d'influence lors de modifications de réglage des protections.
3. Aux fins des calculs de courant de court-circuit, le GRT :
 - a. utilise les données les plus précises et de la meilleure qualité disponible;
 - b. tient compte des normes internationales et en particulier de la CEI 60-909 ; et
 - c. prend pour base du calcul du courant maximal de court-circuit les conditions d'exploitation qui donnent le niveau maximal de courant de court-circuit, notamment le courant de court-circuit provenant d'autres réseaux de transport et de distribution.
4. Le GRT applique des mesures afin de prévenir le dépassement des limites maximales et minimales du courant de court-circuit visées à l'Article 32 du présent document, à toutes les échéances et pour tous les équipements de protection. En cas de dépassement d'une de ces limites, le GRT active les actions correctives ou applique d'autres mesures assurant le rétablissement des limites visées à l'Article 32 du présent document. Le dépassement de ces limites n'est autorisé que lors des séquences de manœuvres ou suite à aléa.

CHAPITRE 6. GESTION DES FLUX DE PUISSANCE

Article 34.

1. Le GRT définit pour chaque ouvrage électrique de sa zone de contrôle des plages permanentes de flux de puissance acceptables ainsi que des plages temporaires de flux de puissance acceptables.
2. Le GRT maintient les flux de puissance dans les limites de sécurité d'exploitation définies lorsque le système est en état normal et après la survenue d'un aléa figurant sur la Liste des aléas visée à l'Article 64 du présent document.

3. Dans la situation (N), en état normal, le GRT, s'assure que les flux de puissance sont dans les plages permanentes de limites visées au paragraphe 1.
4. Dans la situation (N-1), en état normal, le GRT s'assure que les flux de puissance sont dans les plages permanentes ou temporaires de limites visées au paragraphe 1. Dans le cas où les flux de puissances sont dans les plages temporaires de limites, sur occurrence d'un aléa, le GRT ayant préparé les actions correctives à appliquer, il les exécute afin de ramener les flux de puissances dans les plages permanentes de limites dans le délai alloué par les plages temporaires admissibles.

Article 35.

1. Si les flux de puissance sur un élément du RPT ou aux interconnexions transfrontalières se situent en dehors des plages conformément à Article 34 du présent Code, le GRT applique des actions correctives de réglage des flux de puissance conformément à l'Article 9 du présent document afin de restaurer les flux de puissance dans la plage spécifiée à l'Article 34 du présent document.
2. Le GRT doit contrôler les flux de puissance du réseau afin de maximiser la fiabilité du réseau électrique en essayant, dans la mesure du possible, de minimiser les pertes du RPT.
3. Le GRT détermine les actions de contrôle des flux de puissance en coordination, si cela est pertinent, avec les USR raccordés au RPT et avec les GRT voisins via le CIC de l'EEEOA.

CHAPITRE 7. PROTECTIONS

Article 36.

1. Le GRT exploite son réseau de transport avec les équipements de protection et de protection de secours afin d'empêcher automatiquement la propagation des Perturbations qui pourraient menacer la sécurité d'exploitation de son propre réseau de transport et du réseau transfrontalier.
2. Au moins une fois tous les cinq ans, le GRT réexamine sa stratégie et ses concepts de protection et les met à jour si nécessaire afin de garantir le bon fonctionnement des équipements de protection et le maintien de la sécurité d'exploitation.
3. A chaque évolution de réseau, le GRT réexamine les paramètres des protections de la zone impactée et effectue les modifications nécessaires afin de garantir le bon fonctionnement des équipements de protection et le maintien de la sécurité d'exploitation.
4. Après chaque opération de protection, le GRT évalue si les équipements de protection dans sa zone de contrôle ont fonctionné comme prévu et exécute des actions correctives si nécessaire.
5. Le GRT fixe pour les équipements de protection de son réseau de transport des paramètres de réglage qui garantissent une élimination fiable, rapide et sélective des défauts, y compris la protection de secours permettant d'éliminer un défaut en cas de dysfonctionnement du système de protection primaire.

6. Avant l'entrée en service des équipements de protection et de protection de secours ou à la suite d'éventuelles modifications, le GRT convient avec les GRT voisins de la définition des paramètres de réglage pour la protection des interconnexions transfrontalières et se coordonne avec ces GRT avant de modifier ces valeurs.
7. Le GRT et l'USR raccordé au RPT s'accordent à propos de toute modification affectant les systèmes de protection appropriés pour l'installation de production ou de consommation ou pour le réseau de distribution, et conviennent des modalités applicables aux systèmes de protection de ladite installation ou dudit réseau.

Article 37.

Le GRT et l'USR raccordé au RPT s'accordent à propos de toute modification affectant le système de contrôle-commande de l'installation de production, de consommation ou du réseau de distribution, et conviennent des modalités applicables aux systèmes de protection de ladite installation ou dudit réseau.

TITRE 3. PERFORMANCE DU RPT

Article 38.

1. La tension se situe en situation (N), en régime permanent aux points de raccordement du RPT dans la zone synchrone, dans les plages spécifiées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Tableau des plages de tension acceptables en exploitation normale

Tension Nominale U_n (en kV)	Exploitation Normale (en %)	Exploitation Normale (en kV)
330	± 5	[313,5 – 346,5]
225	± 5	[214 – 236]
132	± 5	[125,5 – 138,5]
90	± 5	[85,5 – 94,5]

2. A la suite d'un aléa, la tension se situe aux points de raccordement du réseau de transport dans les plages spécifiées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Tableau des plages permanentes et temporaires de tension autorisées à la suite d'un aléa

Tension nominale (en kV)	Un	Plage de Tension (en kV)	Plage de Tension (pu)	Durée de fonctionnement (en min)
330		[297 – 313,5[	[0,9 – 0,95[	60
		[313,5 – 346,5]	[0,95 – 1,05]	Illimitée
		]346,5 – 363]	]1,05 – 1,1]	1
225		[202,5 – 214[	[0,9 – 0,95[	60
		[214 – 236 kV]	[0,95 – 1,05]	Illimitée
		]236 – 247,5]	]1,05 – 1,1]	5
132		[119 – 125,5[	[0,9 – 0,95[	60
		[125,5 – 138,5]	[0,95 – 1,05]	Illimitée
		]138,5 – 142]	]1,05 – 1,1]	10
90		[81 – 85,5[	[0,9 – 0,95[	60
		[85,5 – 94,5]	[0,95 – 1,05]	Illimitée
		]94,5 – 99]	]1,05 – 1,1]	10

Ces plages ne s'appliquent cependant pas en cas d'accord sur des plages élargies tel que prévu par l'Article 29 du présent document.

3. Le GRT doit être en mesure de fournir à l'autorité de régulation des statistiques de variation de la tension au point de raccordement des USR raccordés au RPT, en particulier le temps passé en dehors des plages de fonctionnement normales conformément au présent article.

Article 39.

1. Les paramètres définissant la qualité de la fréquence sont les suivants :
 - a. la fréquence nominale pour toutes les zones synchrones ;
 - b. la plage de fréquence standard pour toutes les zones synchrones ;

- c. l'écart maximal de fréquence instantané pour toutes les zones synchrones;
 - d. l'écart maximal de fréquence en régime permanent pour toutes les zones synchrones ;
 - e. le délai de reconstitution de la fréquence pour toutes les zones synchrones ;
 - f. le nombre annuel maximal de minutes en dehors de la plage de fréquence standard.
2. Les valeurs par défaut des paramètres définissant la qualité de la fréquence énumérés au paragraphe 1 sont indiquées dans le tableau ci-après :

Tableau 4 : Paramètres définissant la qualité de la fréquence

Fréquence nominale de toutes les zones	50 Hz
Plage de fréquence standard	+/- 100 mHz
Ecart de fréquence instantané maximal	800 mHz
Ecart de fréquence maximal en régime permanent	200 mHz
Délai de reconstitution de la fréquence	15 minutes
Nombre annuel maximal de minutes en dehors de la plage de fréquence standard	15 000

- 3. En état d'urgence, le contrôle de fréquence sur le système électrique sera exercé dans les limites de 47,5 – 51,5 Hz.
- 4. La valeur de la fréquence est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 « compatibilité électromagnétique » avec un intervalle de temps de mesure de 10 secondes.
- 5. En cas de demande de l'autorité de régulation, le GRT doit être en mesure de lui fournir les éléments relatifs à la qualité de la fréquence, en particulier les cas de non-respect des paramètres par défaut définis au paragraphe 2.

Article 40.

- 1. Les aléas liés à la production et au transport d'électricité ou à des causes extérieures (notamment climatiques) conduisent à définir des niveaux acceptables de Perturbation qui permettent à la plupart des équipements raccordés au RPT de fonctionner dans de bonnes conditions. Ces niveaux acceptables de perturbation sont les suivants :

a. fluctuations rapides de Tension

- i. Le niveau de sévérité de longue durée du flicker (dit « Plt ») doit être inférieur ou égal aux valeurs recommandées dans la norme internationale IEC-TS-62749, c'est-à-dire 1, pendant 95 % du temps ou plus.
- ii. Le niveau de sévérité de longue durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 2 heures.

b. déséquilibres de la Tension

- i. Le taux de déséquilibre ne doit pas dépasser 2 % pour les réseaux de niveau de tension 90 kV et ne doit pas dépasser 1 % pour les réseaux de niveau de tension supérieur ou égal à 132 kV.
- ii. Le taux de déséquilibre est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

c. harmoniques

Le gestionnaire de réseau définit la valeur maximum attendue de THD exprimée en pourcentage pour chaque niveau de tension nominale du réseau de transport. Les limites de THD sont celles spécifiées dans les normes IEEE 519, EN 50160, et IEC/TR3 61000-3-6.

d. A-coups de tension

Les exigences à respecter en matière d'à-coups de tension sont celles figurant dans la norme IEC-61000-3-7. Les limites dépendent de la fréquence d'apparition des à-coups de tension.

Tableau 5 : Valeurs indicatives d'à-coups de tension admissibles sur le RPT sur une période donnée

Nombre d'à-coups de tension N	$\Delta U/U_N$ %
$n \leq 4$ par jour	3 à 5
$n \leq 2$ par heure et >4 par jour	3
$2 < n \leq 10$ par heure	2,5

e. creux et dépassements de tension

Le gestionnaire de réseau définit le nombre annuel maximum attendu d'événements de creux et de dépassements de tension pour chaque point de raccordement et rend cette information publique.

Article 41.

1. Dans le cadre de ses compétences, l'autorité de régulation propose à l'autorité concédante du réseau de transport d'électricité es indicateurs de performance et de continuité du service public de l'électricité liés au transport d'énergie électrique à appliquer par le GRT.
2. La liste des indicateurs peut comporter :
 - a. le temps de coupure équivalent (TCE) ;
 - b. le volume d'énergie non distribuée (END) ;
 - c. l'indice de durée moyenne d'interruption du service liée à une indisponibilité du réseau de transport : SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ;
 - d. l'indice de fréquence moyenne d'interruption du service liée à une indisponibilité du réseau de transport : SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) ;
 - e. indicateurs de qualité de l'ACE.
3. Le GRT fait ses meilleurs efforts pour respecter les critères établis par l'autorité concédante mettant en œuvre, à ses frais, les moyens humains et techniques dont il dispose.
4. Le GRT, en coordination avec l'autorité de régulation, met en place des mesures de suivi des indicateurs qu'il fournit au Ministère en charge de l'Energie annuellement et sur demande de ce dernier.

Article 42.

1. Le GRT réalise mensuellement une analyse *a posteriori* des événements d'exploitation pour lesquels le plan de défense a été activé, ou pour lesquels une perte de production ou de consommation a été constatée. Sur demande de l'autorité de régulation, le GRT transmet pour information cette analyse.
2. L'autorité de régulation a le droit de demander au GRT de réaliser une analyse approfondie visant à identifier les causes directes et les causes profondes de l'incident, ainsi qu'à recommander des actions d'amélioration. Le GRT réalise cette analyse approfondie dans un délai de six mois.
3. Les USR apportent leurs contributions aux analyses *a posteriori* sur demande du GRT.
4. Le GRT et les USR, via le GRT, apportent leurs contributions aux analyses *a posteriori* sur demande du CIC de l'EEEOA.

TITRE 4. CONFORMITE**Article 43.**

1. L'USR prend les dispositions nécessaires afin de s'assurer que chaque unité de production d'électricité soit conforme aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement et

- aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations, pendant toute la durée de vie de l'installation.
2. Chaque USR notifie au gestionnaire de réseau avec lequel il dispose d'un point de raccordement, toute modification de ses capacités techniques qui pourraient avoir une incidence sur la conformité avec les exigences du présent document, avant son exécution.
 3. Chaque USR notifie dès que possible au gestionnaire de réseau avec lequel il dispose d'un point de raccordement, toute perturbation dans l'exploitation de son installation qui pourrait avoir une incidence sur la conformité aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement et aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations.
 4. Chaque USR notifie au gestionnaire de réseau avec lequel il dispose d'un point de raccordement, en temps utile et avant leur lancement, le programme d'essais et les procédures à suivre pour la vérification de la conformité de son installation aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement et aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations. Le gestionnaire de réseau compétent approuve au préalable et en temps utile les programmes d'essais et les procédures ; cette approbation ne peut pas être refusée sans raison valable. Lorsque l'USR possède un point de raccordement avec le GRD et n'entre en contact, en application du paragraphe 2, qu'avec ce dernier, le GRT est habilité à demander au GRD concerné les résultats des essais de conformité pertinents pour la sécurité d'exploitation de son réseau de transport.
 5. L'USR procède aux essais et simulations de conformité, sur demande du gestionnaire de réseau compétent, en particulier après toute défaillance, modification ou remplacement de tout équipement qui pourrait avoir une incidence sur la conformité de l'installation aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 6 du Code de raccordement aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations, ainsi que la conformité de l'installation aux performances convenues dans des contrats conclus avec le gestionnaire de réseau compétent.
 6. Le gestionnaire de réseau compétent peut participer à ces essais et enregistrer les performances des unités de production d'électricité.

Article 44.

Les fournisseurs de réserve à partir d'installations de consommation ou d'installation de stockage réalisent des essais de conformité en vue de s'assurer que leurs installations satisfont aux exigences suivantes en ce qui concerne la réponse en mode de sensibilité à la fréquence (FSM) :

- a. la capacité technique de l'installation de consommation ou de l'installation de stockage à moduler en permanence la puissance active sur toute la plage de fonctionnement convenue avec le GRT ou le GRD afin de contribuer au réglage de la fréquence est démontrée ; les

paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que statisme et bande morte, et les paramètres dynamiques, notamment la robustesse associée à la réponse aux échelons de fréquence et aux variations importantes et rapides de fréquence, sont vérifiés ;

- b. l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte, ainsi que de la capacité d'augmentation ou de baisse effective de la production de puissance active à partir de chaque point de fonctionnement considéré ;
- c. l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
 - i. la durée d'activation de la plage de réponse complète en puissance active aux variations de fréquence consécutivement à un échelon de fréquence n'est pas plus longue que celle fixée à l'Article 24 paragraphe 3 point e du Code de raccordement ;
 - ii. il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence ;
 - iii. le retard initial est conforme aux dispositions de l'Article 24 paragraphe 3 point e du Code de raccordement ;
 - iv. les valeurs de statisme sont disponibles dans la plage spécifiée à l'Article 24, paragraphe 3, point e du Code de raccordement, et la bande morte (seuil) n'est pas supérieure à la valeur spécifiée dans ledit article ; et
 - v. l'insensibilité de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en tout point de fonctionnement pertinent n'excède pas les exigences établies à l'Article 24, paragraphe 3, point e du Code de raccordement.

Article 45.

1. Le Gestionnaire de réseau avec lequel un USR possède un point de raccordement a le droit de contrôler la conformité de l'USR avec les exigences du présent Code, les injections et soutirages attendus de la part de l'USR et ses prestations contractuelles de services système. Ce contrôle peut se faire à tout moment pendant la durée d'exploitation de l'installation.
2. Le contrôle de conformité peut s'effectuer :
 - a. par le biais d'essais d'exploitation. La procédure applicable pour ces essais d'exploitation est notifiée en temps utile à l'USR par le GRT ou le GRD préalablement à l'exécution de l'essai. Si un écart est confirmé lors de cet essai, le coût de ce dernier est à la charge de l'USR. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau compétent assume le coût de l'essai ;
 - b. par le biais d'une inspection sur site. Si un écart est confirmé lors de cette inspection, le coût de ce dernier est à la charge de l'USR. Dans le cas

contraire, le gestionnaire de réseau compétent assume le coût de l'inspection ;

- c. par le biais de la surveillance continue de grandeurs et paramètres en temps réel, de manière transparente pour l'USR. Aucune information préalable n'est requise.

Article 46.

1. En cas de non-conformité avérée d'un utilisateur du réseau, le GRT a le droit de suspendre l'accès au RPT d'un utilisateur du réseau. Cette suspension peut concerner un ou plusieurs points de raccordement.
2. La suspension de l'accès au RPT est décidée par le GRT et ne peut s'appliquer que lorsqu'*à minima* une des conditions suivantes est satisfaite :
 - a. il existe un risque réel et sérieux pour la sûreté du système électrique
 - b. en cas de dépassement prolongé ou répété de la puissance de raccordement
 - c. en cas de non-respect des engagements contractuels
 - d. en cas de fraude
3. La suspension de l'accès au RPT doit être levée dès lors que l'ensemble des conditions précédentes ne sont plus satisfaites.

TITRE 5. ECHANGES DE DONNEES ET D'INFORMATIONS

CHAPITRE 1. EXIGENCES GENERALES SUR LES ECHANGES DE DONNEES ET D'INFORMATIONS

Article 47.

1. Le GRT est responsable de la fourniture et de l'utilisation de données et d'informations de haute qualité.
2. Le GRT échange des données avec les autres GRT dans la mesure où cela est nécessaire pour exécuter des analyses de la sécurité d'exploitation conformément à l'Article 65 du présent document.
3. Le GRT échange des données avec le CIC de l'EEEOA conformément aux règles régionales applicables en la matière définies par l'EEEOA.
4. En coordination avec les USR, le GRT détermine l'applicabilité et le champ des échanges de données sur la base des catégories suivantes :
 - a. données structurelles conformément aux articles 51, 53 et 55 du présent document;
 - b. données prévisionnelles et de programmation conformément aux articles 62 et 63 du présent document ;
 - c. données en temps réel conformément aux articles 52, 54 et 56 du présent document ;
 - d. données complémentaires convenues entre le GRT et l'USR.
5. Les USR raccordés au réseau de transport ont accès aux données relatives à leurs installations de réseau en service au point de raccordement. Les GRD dotés d'un point de raccordement à un réseau de transport sont habilités à recevoir les informations pertinentes structurelles, prévisionnelles et en temps réel de la part des GRT concernés et peuvent rassembler les informations structurelles, prévisionnelles et en temps réel provenant des GRD voisins. Les GRD voisins déterminent d'une manière coordonnée l'étendue des informations qui peuvent être échangées.
6. Le GRT peut demander aux USR des contributions à la suite d'un incident faisant l'objet d'une analyse d'incident tel que défini à l'Article 42 du présent document. Les USR fournissent l'ensemble des informations en leur possession permettant de comprendre les conséquences ainsi que les causes directes et causes profondes de l'incident en question.

Article 48.

1. Le propriétaire des données échangées – GRT ou USR – précise au destinataire des données si les données échangées sont publiques ou confidentielles.
2. Un propriétaire de données confidentielles peut exiger la signature d'un accord de confidentialité avec le destinataire des données confidentielles.

3. Le destinataire des données s'engage à :

- a. ne pas divulguer les données à des personnes tierces sans le consentement écrit du propriétaire des données ;
- b. ne pas utiliser les données une fin autre que celle pour laquelle les données ont été collectées ; et
- c. ne pas permettre l'accès à des données confidentielles à des personnes non autorisées.

Article 49.

- 1. Tout échange d'information relatif à la sécurité des personnes et des biens vers l'autre partie est tracé.
- 2. La traçabilité des relations entre les deux parties est assurée par l'utilisation de documents écrits pour la planification et le retour d'expérience, ou de messages dans les autres cas.
- 3. Les USR et le GRT ont l'obligation de demeurer joignables par téléphone en permanence, y compris le week-end et les jours fériés, avec un temps de réponse le plus court possible et en tout état de cause inférieur à quinze minutes.
- 4. Les parties sont autorisées à procéder à l'enregistrement des conversations téléphoniques, en conformité avec la réglementation en vigueur. Ces informations sont :
 - a. conservées deux mois ;
 - b. accessibles uniquement aux personnes ayant reçu une mission de contrôle.

Article 50.

- 1. En cas d'indisponibilité non programmée provenant du RPT et entraînant une limitation totale ou partielle de l'injection ou soutirage au point de raccordement d'un USR, le GRT informe immédiatement l'USR, via l'un de ses interlocuteurs habilités, dans un délai qui ne peut excéder une heure à compter du début de l'incident.
- 2. A la suite de la remise en service de l'ouvrage concerné par l'indisponibilité, le GRT informe l'interlocuteur précité dans les meilleurs délais. En outre, à la demande de l'USR, le GRT notifie à l'USR un compte rendu factuel sur l'incident sous dix jours.
- 3. En cas d'indisponibilité non programmée provenant de son installation, l'USR informe immédiatement le GRT et dans un délai qui ne peut excéder une heure à compter du début de l'incident.
- 4. A la suite de la remise en service de l'ouvrage concerné par l'indisponibilité, l'USR informe le GRT dans les meilleurs délais. En outre, à la demande du GRT, l'USR notifie au GRT un compte rendu factuel sur l'incident sous dix jours.

CHAPITRE 2.ÉCHANGE DE DONNEES ENTRE LE GRT ET LES GRD AU SEIN DE LA ZONE DE CONTROLE D'UN GRT

Article 51.

1. Le GRT détermine la zone d'observabilité des réseaux de distribution raccordés au réseau de transport pertinent dont il a besoin pour déterminer l'état du réseau avec exactitude et efficacité.
2. Si le GRT considère qu'un réseau de distribution non raccordé au réseau de transport a une influence significative en termes de tension, de flux de puissance ou d'autres paramètres électriques pour la représentation du comportement du réseau de transport, ce réseau de distribution est défini par le GRT comme faisant partie de la zone d'observabilité.
3. Les informations structurelles liées à la zone d'observabilité visée aux paragraphes 1 et 2 fournies au GRT par chaque GRD comprennent au moins :
 - a. les postes électriques, par ordre de niveau de tension ;
 - b. les lignes qui relient les postes électriques ;
 - c. les transformateurs des postes électriques ;
 - d. les USR ; et
 - e. les réactances et condensateurs reliés aux postes électriques visés au point a.
4. Chaque GRD raccordé au réseau de transport communique au GRT une mise à jour des informations structurelles présentées au paragraphe 3, au moins une fois tous les douze mois.
5. Au moins une fois par an, chaque GRD raccordé au réseau de transport fournit au GRT auquel il est raccordé, pour chaque source d'énergie primaire les éléments suivants :
 - a. la capacité de production d'électricité totale agrégée des unités de production d'électricité de type A soumises aux exigences du Code de raccordement, et
 - b. les meilleures estimations de la capacité de production des unités de production d'électricité de type A non soumises ou dérogeant au Code de raccordement, raccordés à son réseau de distribution, ainsi que
 - c. les informations associées concernant leur comportement en fréquence.

Article 52.

Sauf indication contraire du GRT, chaque GRD fournit au GRT, en temps réel, les informations liées à la zone d'observabilité du GRT, notamment :

- a. la puissance active et réactive des transformateurs de la zone d'observabilité ;
- b. la tension des jeux de barres de la zone d'observabilité ;
- c. les meilleures données disponibles pour la production agrégée par source d'énergie primaire dans la zone du GRD ; et

- d. les meilleures données disponibles pour la consommation agrégée dans la zone du GRD.

CHAPITRE 3. ECHANGES DE DONNEES ENTRE LE GRT ET UNITES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE RACCORDEES AU RPT

Article 53.

1. Chaque USR qui est propriétaire d'une installation de production d'électricité comprenant une unité de production d'électricité de type C communique au GRT au moins les données suivantes :
 - a. les données générales de l'unité de production d'électricité, notamment la puissance installée et la source d'énergie primaire ;
 - b. les données relatives à la turbine et à l'installation de production d'électricité, notamment les délais de démarrage à froid et à chaud ;
 - c. les données pour le calcul du courant de court-circuit ;
 - d. les données relatives aux transformateurs de l'installation de production d'électricité ;
 - e. les données relatives au réglage primaire des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service ;
 - f. les données nécessaires à la reconstitution du réseau de transport ;
 - g. les données et modèles nécessaires aux simulations dynamiques ;
 - h. les données relatives aux protections ;
 - i. si un marché d'ajustement est mis en place par le GRT, les données nécessaires pour déterminer le coût des actions correctives ;
 - j. la capacité de réglage de la tension et de la puissance réactive.
2. Chaque USR qui est propriétaire d'une installation de production d'électricité comprenant une Unité de production d'électricité de type B communique au GRT au moins les données suivantes :
 - a. les données générales de l'unité de production d'électricité, notamment la puissance installée et la source d'énergie primaire ;
 - b. les données pour le calcul du courant de court-circuit ;
 - c. les données relatives au réglage primaire des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service ;
 - d. les données relatives aux protections ;
 - e. la capacité de réglage de la puissance réactive ;
 - f. si un marché d'ajustement est mis en place par le GRT, les données nécessaires pour déterminer le coût des actions correctives ;
 - g. les données nécessaires à l'évaluation de la stabilité dynamique.

3. Chaque USR propriétaire d'une installation de production d'électricité comprenant une unité de Production d'électricité communique au GRT une mise à jour des informations structurelles présentées aux paragraphes 1 ou 2 dès lors que l'une d'entre elles est modifiée.
4. Le GRT peut demander au propriétaire d'une installation de production d'électricité raccordée au réseau de transport de communiquer d'autres données nécessaires à l'analyse de la sécurité d'exploitation, conformément au CHAPITRE 2 du TITRE 6 du présent document.

Article 54.

Sauf indication contraire du GRT, chaque USR qui est propriétaire d'une installation de production comprenant une unité de production d'électricité de type B ou C communique au GRT, en temps réel, au moins les données suivantes :

- a. position des disjoncteurs au point de raccordement ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT ;
- b. puissance active et réactive au point de raccordement ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT ;
- c. tension au point de raccordement ou à un autre point convenu entre le GRT et l'USR ; et
- d. dans le cas d'une installation de production d'électricité comprenant une unité de consommation autre que la consommation auxiliaire, la puissance active et réactive en sortie de la/des unités de production d'électricité.

CHAPITRE 4. ECHANGE DE DONNEES ENTRE LES GRT ET LES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION

Article 55.

1. Sauf indication contraire du GRT, chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique au GRT les données structurelles suivantes :
 - a. les données électriques des transformateurs raccordés au réseau de transport;
 - b. les caractéristiques de charge de l'installation de consommation.
2. Chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique au GRT une mise à jour des informations structurelles présentées au paragraphe 1 dès lors que l'une de ces informations est modifiée.

Article 56.

1. Le GRT a le droit de demander à un propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport de lui communiquer en temps réel les données de puissance active, de puissance réactive et de tension au point de raccordement.
2. Le GRT a le droit de demander à un propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport qui comprend une ou plusieurs unités de production d'électricité (autoproduction) de lui communiquer en temps réel les données de puissance active, de puissance réactive et de tension en sortie de la/des unités de production d'électricité.

Article 57.

1. Les échanges de données entre le GRT et les installations de consommation raccordées au réseau de distribution associées à la participation active de la demande s'appliquent si le GRT met en place un ou des services de participation active de la demande conformément à l'Article 70 du Code de raccordement.
2. Sauf disposition contraire du GRT, chaque installation de consommation raccordée à un réseau de distribution associée à la participation active de la demande communique les données suivantes programmées et en temps réel, directement au GRT et au GRD :
 - a. la puissance active minimale et maximale disponible pour la participation active de la demande et la durée maximale et minimale de toute utilisation potentielle de cette puissance aux fins de la participation active de la demande ;
 - b. une prévision de la puissance active non restreinte disponible pour la participation active de la demande et de toute participation active de la demande planifiée ;
 - c. la puissance active et réactive en temps réel au point de livraison ; et
 - d. une confirmation que les estimations des valeurs réelles de la participation active de la demande sont appliquées.

TITRE 6. PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION

CHAPITRE 1.COORDINATION DE LA MAINTENANCE

Article 58.

1. Les USR déclarent au GRT leurs intentions de réaliser des interventions sur leurs installations raccordées au RPT qui vont entraîner l'indisponibilité de ces dernières. Ces déclarations seront notifiées au GRT le plus tôt possible et au plus tard le 30 juin de l'année N pour l'année N+1. Les USR peuvent modifier leurs demandes pour l'année N+1 sans condition jusqu'au 30 juin de l'année N. Le GRT est responsable de la coordination et collecte des programmes d'indisponibilité des interconnexions transfrontalières avec les GRT voisins et s'assurera qu'il a connaissance de ces indisponibilités au plus tard le 30 juin de l'année N pour l'année N+1.
2. Pour satisfaire aux besoins de maintenance de son propre réseau, le GRT s'efforcera de limiter la fréquence et la durée des interventions entraînant une interruption du service et de les programmer, dans la mesure du possible, aux dates et heures susceptibles de causer le moins de gêne possible aux USR. A cette fin, le GRT consultera les USR lors de l'élaboration de son programme d'intervention. Une fois ce programme établi selon ces principes, le GRT déclare aux USR concernés les indisponibilités d'ouvrages du RPT susceptibles de leur apporter une gêne. Ces déclarations seront notifiées aux USR le 31 août de l'année N pour l'année N+1.

3. Le GRT établit un calendrier prévisionnel des indisponibilités incluant les indisponibilités déclarées par les USR, les indisponibilités programmées des interconnexions transfrontalières avec les GRT voisins qu'il aura collectées ainsi que les indisponibilités d'ouvrages du RPT qu'il a lui-même programmées. Ce calendrier prévisionnel est établi au plus tard le 31 août de l'année N pour l'année N+1. Le GRT informe les USR des indisponibilités ayant un impact sur leur point de raccordement.
4. Durant la semaine S, le GRT consolide le calendrier prévisionnel des indisponibilités de la semaine S+1 et tient compte de ce calendrier lors de la réalisation de l'analyse de la sécurité d'exploitation hebdomadaire visée à l'Article 65.
5. Durant la journée J, le GRT intègre les dernières informations à sa disposition pour consolider le calendrier prévisionnel des indisponibilités du jour J et J+1 et tient compte de ce calendrier lors de la réalisation des analyses de la sécurité d'exploitation visées à l'Article 65 du présent document.
6. En état d'alerte ou d'urgence tel que visé à l'Article 5, le GRT peut décider de réaliser des analyses de la sécurité d'exploitation conformément à l'Article 65 du présent document avant d'autoriser toute intervention prévue dans le programme général. Consécutivement à ces analyses de la sécurité d'exploitation, le GRT peut reporter une ou plusieurs interventions programmées si les limites de sécurité d'exploitation sont atteintes.
7. Les USR devront avoir l'accord préalable du GRT avant toute déconnexion dans le cadre de travaux programmés.

Article 59.

1. Le GRT peut à tout moment, en fournissant les motifs pertinents, demander à un USR de changer le calendrier ou la durée d'arrêt d'une Indisponibilité programmée incluse dans le calendrier prévisionnel des indisponibilités, tant pour les installations appartenant aux USR que pour les ouvrages du RPT susceptibles d'avoir un impact sur le point de raccordement de ces derniers. Dans ce cas :
 - a. l'USR peut répondre soit par refus motivé de la demande, soit en accédant à la demande de changement. Les USR sont tenus de coopérer autant que possible avec le GRT ;
 - b. si un USR répond en acceptant la demande sous réserve de conditions spécifiques, le GRT doit réagir en acceptant ou non ces conditions. Lorsque le GRT accepte les conditions, il modifie le calendrier prévisionnel des indisponibilités en conséquence. Lorsque le GRT refuse les conditions, il peut négocier avec l'USR de nouvelles conditions ou alternatives acceptables.
2. Un USR peut à tout moment demander au GRT de changer le calendrier ou la durée d'arrêt d'une de ses installations incluses dans le calendrier prévisionnel des indisponibilités. Dans ce cas :

- a. le GRT peut répondre soit par refus motivé de la demande, soit en accédant à la demande de changement. Le GRT est tenu de coopérer autant que possible avec les USR ;
 - b. si le GRT répond en acceptant la demande sous réserve de conditions spécifiques, l'USR concerné doit réagir en acceptant ou non ces conditions. Lorsque l'USR concerné accepte les conditions, le GRT modifie le calendrier prévisionnel des indisponibilités en conséquence. Lorsque l'USR concerné refuse les conditions, il peut négocier avec le GRT de nouvelles conditions ou alternatives acceptables.
3. Le GRT recense l'ensemble des modifications et annulations d'indisponibilités postérieures à l'établissement du planning prévisionnel des indisponibilités visé au paragraphe 3 de l'Article 58 du présent document et établit un rapport annuel de l'année précédente avant le 31 mars de l'année en cours. Ce rapport est tenu à disposition de l'autorité de régulation en vue d'assurer l'amélioration des performances futures du GRT.

CHAPITRE 2.DONNEES POUR L'ANALYSE DE LA SECURITE D'EXPLOITATION

Article 60.

1. Les études de réseaux sont basées sur le développement de modèles de réseaux individuels contenant les informations structurelles et les données visées aux articles 51, 53 et 55 du présent document.
2. Afin de mener une analyse de la sécurité d'exploitation conformément au Chapitre 3 du TITRE 6, le GRT effectue la programmation de la production et des études de réseaux, pour chacune des échéances ci-dessous :
 - a. A un an, conformément à l'Article 61 paragraphe 1 du présent document;
 - b. A une semaine, conformément à l'Article 61 paragraphe 2 du présent document;
 - c. Journalière et infra journalière, conformément à Article 61 Paragraphe 3 du présent document;

Article 61.

1. Le GRT crée un modèle de réseaux à un an aux fins de la planification de l'exploitation en tenant compte des éléments suivants :
 - a. la demande d'électricité ;
 - b. les conditions relatives à la contribution des sources d'énergie renouvelables;
 - c. la détermination des importations et exportations, y compris les valeurs de référence partagées ;
 - d. le plan de production d'électricité ;
 - e. la description du réseau disponible en tenant compte des opérations de maintenance programmées ;
 - f. les limites de sécurité d'exploitation.

2. Le GRT crée un modèle de réseaux à une semaine aux fins de la planification de l'exploitation en mettant à jour son modèle de réseaux à un an, et en y intégrant les indisponibilités fortuites.
3. Le GRT crée un modèle de réseaux journalier et infra journalier aux fins de la planification de l'exploitation en mettant à jour son modèle de réseaux à une semaine.
4. Lors de la création du modèle de réseaux visé au paragraphe 2 et 3, le GRT indique :
 - a. les prévisions actualisées en matière de demande et de production d'électricité notamment renouvelable ;
 - b. les résultats disponibles des opérations de programmation ;
 - c. la topologie actualisée du réseau ;
 - d. toutes les actions correctives déjà décidées avec les GRT voisins.

Article 62.

1. Les USR comprenant des unités de production de types B et C fournissent au plus tard le dernier jour ouvrable de chaque semaine avant 9h00, leurs données prévisionnelles de disponibilité au pas horaire, pour la semaine à venir.
2. Les USR comprenant des unités de production de types B et C ayant comme source d'énergie primaire l'énergie solaire ou éolienne ainsi que les unités de production hydraulique fil de l'eau de types B et C fournissent au plus tard le dernier jour ouvrable de chaque semaine avant 9h00 leurs données prévisionnelles de production au pas demi-horaire, pour la semaine à venir.
3. Les USR informent le GRT de toute modification apportée aux informations déjà fournies dès que ces informations sont disponibles. Cette information doit être fournie par écrit ou de toute autre manière convenue entre les USR et le GRT.
4. Le GRT est responsable de la collecte des données d'échange d'énergie avec les GRT voisins.

Article 63.

1. Les USR comprenant des unités de production de types B et C fournissent chaque jour au plus tard à 12h00 l'actualisation de leurs données prévisionnelles de disponibilité au pas demi-horaire, pour le jour à venir.
2. Les USR comprenant des unités de production de types B et C ayant comme source d'énergie primaire l'énergie solaire ou éolienne ainsi que les unités de production hydraulique fil de l'eau de types B et C fournissent chaque jour au plus tard à 12h00 l'actualisation de leurs données prévisionnelles de production au pas demi-horaire, pour le jour à venir.
3. Le GRT effectue des prévisions de la consommation en J-1 en tenant compte des facteurs suivants :
 - a. données historiques de la consommation ;
 - b. les conditions météorologiques prévisionnelles ;

- c. l'incidence d'événements ou d'activités d'envergure nationale et locale qui sont connus à l'avance par le GRT ;
- d. les pertes du réseau de transport ;
- e. les unités de production intégrées à la demande. Le GRT est chargé de définir le seuil de puissance à partir duquel les unités de production sont prises en compte ;
- f. autres informations fournies par les USR ;
- g. Flux de puissances au niveau des interconnexions transfrontalières.

CHAPITRE 3. ANALYSE ET TRAITEMENT DES ALEAS

Article 64.

1. Le GRT établit une liste des aléas à étudier lors des analyses de la sécurité d'exploitation. Cette liste comprend les aléas internes et externes de sa zone d'observabilité qui menacent la sécurité d'exploitation de la zone de contrôle du GRT.
2. La liste des aléas à étudier lors des analyses de la sécurité d'exploitation est constituée des deux catégories suivantes :
 - a. « Aléas normaux » comprenant *a minima* les aléas suivants :
 - i. la perte d'une liaison unique du RPT ;
 - ii. la perte d'une unité de production ;
 - iii. la perte d'un transformateur unique ; et
 - iv. la perte d'un moyen de compensation réactive.
 - b. « Aléas exceptionnels » comprenant des aléas chacun correspondant à la perte de plus d'un élément en raison d'une cause commune
3. La liste des aléas visée au paragraphe 2 peut être complétée par le GRT par une liste d'aléas supplémentaires considérés comme suffisamment probables et pouvant impacter la sûreté de fonctionnement du réseau.
4. Tout aléa n'appartenant pas à la liste des aléas visée au paragraphe 2 est considéré comme un « aléa hors dimensionnement ». Il ne fait pas partie de la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 du présent document.

Article 65.

1. Le GRT effectue une analyse de la sécurité d'exploitation dans sa zone d'observabilité afin de déterminer les aléas qui menacent ou pourraient menacer la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle, et les actions correctives qui pourraient être nécessaires pour faire face à ces aléas.
2. Lorsqu'il effectue une analyse de la sécurité d'exploitation, le GRT tient compte de l'effet des actions correctives et des mesures du plan de défense du réseau.
3. Le GRT s'efforce d'effectuer une analyse de la sécurité d'exploitation sur la base du modèle de réseaux présenté à l'Article 61 du présent document correspondant à l'échéance.

4. Le GRT veille à ce que les franchissements potentiels des limites de sécurité d'exploitation dans sa zone de contrôle qui sont révélés par l'analyse de sécurité en exploitation ne menacent pas la sécurité d'exploitation de son réseau de transport ou des réseaux de transport interconnectés. En particulier, il vérifiera le respect du Critère (N-1) qui consiste *a minima* à vérifier qu'un aléa figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 du présent document ne cause pas :
 - a. une sortie des plages de sécurité d'exploitation définies à l'Article 12, que ces plages soient permanentes ou temporaires, avec respect du temps autorisé par la plage temporaire ;
 - b. une impossibilité de reprise d'au moins 50 % de la production ou de la charge coupée en moins de 5 heures ;
 - c. la séparation d'une partie du réseau (sauf antenne structurelle) ;
 - d. la sortie des limites de stabilité ;
 - e. des déclenchements en cascade.
5. En ce qui concerne le critère (N-1), l'autorité de régulation peut demander au GRT d'utiliser des critères supplémentaires visant à améliorer la continuité de l'alimentation des USR en plus des critères détaillés au paragraphe 4 ci-dessus.
6. Le GRT effectue des analyses de la sécurité d'exploitation au moins pour les échéances suivantes :
 - a. A un an ;
 - b. A une semaine ;
 - c. Journalière ;
 - d. Infra journalière ; et
 - e. En temps réel.

Article 66.

Quand le GRT détecte une contrainte possible, il prévoit des actions correctives conformément à l'Article 10 du présent document. Si toutes les actions correctives entraînent des coûts jugés trop conséquents et que la contrainte est liée à l'indisponibilité programmée de certains actifs pertinents, cette contrainte constitue une incompatibilité dans la planification des indisponibilités. Le GRT lance alors une modification du calendrier prévisionnel des Indisponibilités, telle que décrite à l'Article 59 du présent document.

Article 67.

1. Lorsque le GRT juge que les risques associés à un aléa sont si importants qu'il pourrait ne pas être en mesure de préparer et d'activer des actions correctives en temps utile pour prévenir la non-conformité avec le critère (N-1) ou qu'il existe un risque de propagation d'une perturbation au réseau de transport interconnecté, il prépare et active les actions correctives pour se mettre en conformité avec le critère (N-1) défini à l'Article 65 paragraphe 4 du présent document dès que possible.

2. Dans le cas où le critère (N-1) ne peut être satisfait du fait de la structure du réseau, le GRT s'assure qu'en situation N, les grandeurs physiques se situent à l'intérieur des plages de fonctionnement normales. Dans le cas contraire où en situation N des grandeurs physiques se situeraient à l'extérieur des plages de fonctionnement normales, le GRT prépare et met en œuvre des actions correctives.
3. En cas de situation (N-1) provoquée par une perturbation, le GRT active une action corrective afin de garantir que le réseau de transport revienne à un état normal dès que possible et que cette situation (N-1) devienne la nouvelle situation N.
4. Un GRT n'est pas tenu de respecter le critère (N-1) dans les situations suivantes :
 - a. au cours de séquences de manœuvres ;
 - b. lorsqu'une situation réseau est établie pour une raison éphémère avec une durée inférieure à deux (2) heures ;
 - c. pendant la période de temps requise pour préparer et activer les actions correctives suite à la survenue d'un aléa.

Article 68.

Les capacités d'échanges entre GRT sont calculées à partir d'analyses de la sécurité d'exploitation conformément aux règles applicables en la matière définies par l'EEEOA.

TITRE 7. FORMATION

Article 69.

1. Au plus tard dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent code, le GRT élabore et adopte :
 - a. un programme initial de formation pour la certification et un programme de formation continue de son personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport ;
 - b. un programme de formation de son personnel chargé de la planification de l'exploitation.
 - c. un programme de formation de son personnel chargé de l'équilibrage.
2. Les programmes de formation du GRT comprennent la connaissance des éléments du réseau de transport, de l'exploitation du réseau de transport, de l'utilisation des systèmes et processus disponibles en conditions réelles, des opérations inter-GRT, de la coordination avec le CIC de l'EEEOA, de l'organisation des marchés, de la reconnaissance et du traitement des situations exceptionnelles d'exploitation du réseau, et des activités et outils de programmation de l'exploitation.
3. Le programme de formation continue pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport doit comporter un système de certification périodique. Tous les deux ans, chaque membre de ce personnel doit valider une certification dédiée aux personnels expérimentés.

4. Le GRT inclut dans son programme de formation pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport, avec une indication de la fréquence des formations, les éléments suivants :
 - a. une description des éléments du réseau de transport ;
 - b. l'exploitation du réseau de transport dans tous les états du réseau, y compris la reconstitution ;
 - c. les règles et limitations techniques liées à la manœuvre des ouvrages électriques ;
 - d. l'utilisation des systèmes et processus disponibles en conditions réelles ;
 - e. la coordination des opérations inter-GRT notamment via le CIC de l'EEEOA ;
 - f. la reconnaissance et le traitement des situations d'exploitation exceptionnelles ;
 - g. les domaines pertinents d'ingénierie électrique ;
 - h. les aspects pertinents du marché régional de l'électricité de l'EEEOA ;
 - i. les aspects pertinents des codes de réseau ;
 - j. la sécurité des personnes et la sûreté des installations et des autres équipements dans la gestion du réseau de transport ;
 - k. la coopération et la coordination inter-GRT dans l'exploitation en temps réel et dans la planification de l'exploitation au niveau des principaux centres de conduite ;
 - l. la formation conjointe avec les USR raccordés au réseau de transport, le cas échéant ;
 - m. les aptitudes comportementales, en mettant l'accent sur la gestion du stress, le comportement humain en situation critique, la responsabilité et la motivation ;
 - n. les pratiques et outils de la planification de l'exploitation, notamment ceux utilisés avec les coordinateurs régionaux de la sécurité pour la planification de l'exploitation ; et
 - o. des analyses *a posteriori* d'incidents.
5. Le programme de formation pour le personnel chargé de la planification de l'exploitation aborde au moins les aspects visés au paragraphe 4, points d, e, f, g, h, i, k, n et o du présent document.
6. Le programme de formation pour le personnel chargé de l'équilibrage aborde au moins les aspects visés au paragraphe 4, points d, h, i et o du présent document.
7. Le GRT tient des registres des programmes de formation suivis et des certifications reçues par les membres du personnel pendant leur période d'emploi. À la demande de l'autorité de régulation, le GRT communique le cadre général et le détail de ses programmes de formation.

8. Le GRT réexamine ses programmes de formation au moins une fois par an, ou à la suite de modifications importantes de contenus présentés en formation. Le GRT met à jour ses programmes de formation afin de tenir compte de l'évolution des conditions d'exploitation, des règles du marché, de la configuration et des caractéristiques du réseau, en particulier en ce qui concerne les nouvelles technologies, l'évolution des schémas de production d'électricité et de consommation et l'évolution du marché.

Article 70.

1. Les programmes de formation du GRT pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel comprennent, en plus des formations théoriques, un volet en conditions réelles et un volet en salle de simulation. La formation en conditions réelles est dispensée sous la supervision d'un employé certifié chargé de l'exploitation en temps réel. La formation en salle de simulation est dispensée dans un environnement qui reproduit la salle de contrôle réelle du GRT, avec des détails de modélisation du réseau à un niveau approprié pour les tâches faisant l'objet de la formation.
2. Le GRT met en œuvre une formation du personnel chargé de l'exploitation en temps réel sur la base d'un modèle complet de son réseau comprenant des données d'autres réseaux, dont au moins ceux de la zone d'observabilité, à un niveau de détail suffisant pour reproduire les aspects de l'exploitation inter-GRT. Les scénarios de formation sont basés sur des conditions de réseau réelles et simulées. Le cas échéant, les rôles des autres GRT, des GRD raccordés au réseau de transport et des autres USR sont également simulés, sauf s'ils peuvent être directement représentés dans le cadre de formations conjointes.
3. Le GRT coordonne la formation en salle du personnel chargé de l'exploitation en temps réel avec les GRD raccordés au réseau de transport et les autres USR en ce qui concerne l'impact de leurs installations sur l'exploitation en temps réel du réseau de transport, d'une manière complète et proportionnée, en tenant compte de la topologie la plus récente du réseau et des caractéristiques des équipements secondaires. Le cas échéant, les GRT, les GRD raccordés au réseau de transport et les USR mettent en œuvre des simulations conjointes en salle de formation ou des ateliers de formation conjoints.

TITRE 8. ETAT D'URGENCE ET RECONSTITUTION DU RESEAU

CHAPITRE 1.PLAN DE DEFENSE DU RESEAU

Article 71.

1. Le plan de défense a pour objectif de limiter les conséquences des aléas exceptionnels et hors dimensionnement afin de maintenir le meilleur fonctionnement possible du RPT en situation d'alerte et d'urgence. Il contient notamment l'ensemble des actions automatiques permettant de protéger le système électrique en cas d'évènement dont la rapidité d'apparition et d'évolution ne permet pas d'intervention humaine
2. Le GRT doit élaborer et tenir à jour un plan de défense *a minima* tous les deux ans.

Article 72.

1. Dans les trois années suivant l'entrée en vigueur du présent Code, le GRT conçoit un plan de défense du réseau en consultation avec les USR concernés notamment les GRD, l'autorité de régulation, les GRT voisins et les autres GRT de la zone synchrone concernée.
2. Le GRT adapte les modalités du plan de défense à la nature du réseau
3. Le GRT tient compte au minimum des éléments suivants dans la conception de son plan de défense du réseau :
 - a. les limites de sécurité d'exploitation fixées conformément à l'Article 12 du présent document ;
 - b. le comportement et les capacités de réaction au niveau de la consommation et de la production dans chaque zone synchrone ;
 - c. les besoins spécifiques des USR de haute priorité, en vertu de l'Article 82, paragraphe 4, point d du présent document ;
 - d. les caractéristiques de son réseau de transport, des réseaux sous-jacents des GRD et des interconnexions transfrontalières avec les réseaux des GRT voisins ; et
 - e. la coordination des mesures du plan de défense avec l'ensemble des GRT de la zone synchrone conformément aux exigences du code d'exploitation de l'EEEOA.
4. Le GRT élabore un plan de défense qui contient *a minima* les dispositions suivantes :
 - a. les procédures du plan de défense du réseau émises par le GRT ; et
 - b. les mesures soumises à une consultation ou coordination en temps réel avec les parties identifiées.

Article 73.

1. Le GRT a la charge de mettre en œuvre les mesures de son plan de défense du réseau. Il maintient par la suite les mesures mises en œuvre.

2. Le GRT notifie directement aux USR raccordés au RPT les mesures devant être mises en œuvre sur leurs installations et les échéances de mise en œuvre.
3. Lorsqu'un GRT informe un GRD, conformément au paragraphe 2, le GRD notifie à son tour et sans tarder aux USR, aux GRD raccordés à son réseau de distribution les mesures du plan de défense du réseau qu'ils doivent mettre en œuvre sur leurs installations respectives, ainsi que les échéances de cette mise en œuvre.
4. Chaque USR, ayant reçu une notification :
 - a. met en œuvre les mesures notifiées conformément au présent article au plus tard douze mois après la date de notification ;
 - b. confirme la mise en œuvre des mesures au gestionnaire de réseau émetteur de la notification, qui, lorsqu'il est distinct du GRT, notifie au GRT cette confirmation ;
 - c. maintient les mesures ayant été mises en œuvre sur ses installations.

CHAPITRE 2. MESURES DU PLAN DE DEFENSE DU RESEAU

Article 74.

1. Le système de réglage automatique de la sous-fréquence du plan de défense du réseau comporte un système de délestage fréquence-métrique (UfLS) et l'action du mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U).
2. Le GRT prévoit, dans la conception de son plan de défense du réseau, l'activation du mode LFSM-U avant l'activation du système de délestage fréquence-métrique (UfLS), lorsque la vitesse de variation de la fréquence le permet.
3. Le GRT conçoit le système de délestage fréquence-métrique (UfLS). Le système prévoit la déconnexion automatique de la charge nette à différents seuils de fréquence, depuis un « seuil de départ obligatoire » jusqu'à un « seuil final obligatoire » qui délimitent une plage d'exécution, en incluant au moins un pas intermédiaire.
4. Au moins 50 % de la charge de pointe doit être disponible pour le système de délestage fréquence-métrique (UfLS). La charge disponible et sa répartition dans les différents seuils doit être priorisée selon les types de clients. Les installations vitales (hôpitaux, ...) ne doivent pas être disponibles pour le système de délestage fréquence-métrique (UfLS).
5. Le GRT définit la liste des postes dans lesquels le système de délestage fréquence-métrique (UfLS) sera installé.
6. Le GRT ou USR installe les relais nécessaires à un délestage fréquence-métrique (UfLS) en tenant compte au moins du comportement de la charge ainsi que de la production dispersée.
7. Le système de Délestage fréquence-métrique (UfLS) défini dans le plan de défense du réseau peut prévoir une déconnexion automatique de la charge nette sur la base d'un gradient de fréquence, à condition :
 - a. qu'il ne soit activé que :

- i. lorsque l'écart de fréquence est supérieur à l'écart maximal de fréquence en régime permanent et que le gradient de fréquence est supérieur à celui produit par l'incident de référence ;
 - ii. jusqu'à ce que la fréquence atteigne celle du niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette.
- b. qu'il soit nécessaire et justifié afin de maintenir la sécurité d'exploitation de façon efficace.

Article 75.

Le système de réglage automatique de la surfréquence défini dans le plan de défense du réseau est l'action du mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O).

Article 76.

1. Le plan de défense du réseau inclut un système de délestage voltométrique (UVLS) en tension basse.
2. Le GRT conçoit le système de délestage voltométrique (UVLS). Le système prévoit la déconnexion automatique de la charge nette selon différents niveaux de tension ou différentes temporisations.
3. Le GRT définit la liste des postes dans lesquels le système de délestage voltométrique sera installé.
4. Le système de délestage voltométrique ne doit pas déconnecter de charge nette en un point lorsque la tension en ce point est supérieure à 90% de la tension nominale.

Article 77.

Pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence, le GRT :

- a. est habilité à établir une consigne de puissance active à maintenir par un USR, sous réserve que ladite consigne satisfasse aux contraintes techniques de l'USR. Les USR exécutent les consignes données par le GRT directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD sans délai indu et maintiennent ledit état jusqu'à une nouvelle consigne. Lorsque les instructions sont données directement, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés ;
- b. est habilité à déconnecter les USR de façon directe, ou indirecte par les GRD. Les USR restent déconnectés jusqu'à nouvel ordre. Lorsque les USR sont déconnectés directement, le GRT en informe les GRD concernés sans délai indu ;
- c. doit être en mesure de fournir à l'autorité de régulation, les éléments justifiant l'envoi de l'instruction de changement de consignes de puissance ou de déconnexion dans le cadre du plan de défense.

Article 78.

Pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence, le GRT est habilité à établir une plage de puissance réactive ou une plage de tension et à donner instruction de la maintenir aux USR, sous réserve que ladite consigne satisfasse aux contraintes techniques de l'USR.

Article 79.

1. La procédure de gestion du flux de puissance prévue dans le plan de défense du réseau comporte un ensemble de mesures de gestion d'un flux de puissance situé en dehors des limites de sécurité d'exploitation définies à l'Article 12 du présent document.
2. Pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence,
 - a. Le GRT est habilité à fixer une valeur de consigne de puissance active à maintenir par un USR, sous réserve que cette valeur de consigne respecte les contraintes techniques de l'USR. Les USR exécutent les instructions données par le GRT directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD sans délai indu et maintiennent ledit état jusqu'à la transmission de nouvelles instructions. Lorsque les USR sont directement déconnectés, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés.
 - b. Le GRT est habilité à déconnecter les USR de façon directe, ou indirecte via les GRD. Les USR restent déconnectés jusqu'à la transmission de nouvelles instructions. Lorsque les instructions sont données directement, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés.
3. Le GRT tient à disposition de l'autorité de régulation, les éléments justifiant l'envoi de l'instruction de changement de consignes de puissance ou de déconnexion dans le cadre du plan de défense.

Article 80.

1. Outre les mesures énoncées aux articles 77, 78 et 79 du présent document, le GRT peut fixer la quantité de charge nette d'un USR pouvant être déconnectée manuellement, soit directement par le GRT, soit indirectement par l'intermédiaire des GRD, lorsque cela est nécessaire pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence. Lorsqu'il prévoit de déconnecter directement la charge, le GRT en informe sans délai indu les USR concernés.
2. Le GRT active la déconnexion manuelle de la charge nette visée au paragraphe 1 afin de :
 - a. remédier aux situations de sortie des plages permanentes de flux de puissance ou de tension ;
 - b. remédier aux situations entraînant un risque de dégradation de la fréquence dans la zone synchrone.
3. Le GRT notifie aux GRD la quantité de charge nette fixée en vertu du paragraphe 1 à déconnecter sur leurs réseaux de distribution. Chaque GRD déconnecte sans délai indu la quantité de charge nette notifiée.
4. Dans les dix jours ouvrables jours suivant l'incident, le GRT rédige un rapport contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet pour information à l'autorité de régulation.

CHAPITRE 3. PLAN DE RECONSTITUTION

Article 81.

1. Le plan de reconstitution du réseau contient l'ensemble des actions mises en œuvre suite à une panne généralisée pour réalimenter l'ensemble du réseau du Burkina Faso avec pour objectifs :
 - a. de garantir la sécurité des actions mises en œuvre ;
 - b. d'ordonner la reprise d'alimentation afin de prioriser les utilisateurs les plus importants ; et
 - c. de reconstituer le réseau dans les plus brefs délais.
2. Le GRT doit élaborer et tenir à jour un plan de reconstitution *a minima* tous les deux ans.

Article 82.

1. Dans les trois années suivant l'entrée en vigueur du présent Code, le GRT conçoit un plan de reconstitution du réseau en consultation avec les USR concernés, l'autorité de régulation, les GRT voisins et les autres GRT de la zone synchrone concernée notamment via le CIC de l'EEEOA.
2. Le GRT tient compte au minimum des éléments suivants dans la conception de son plan de reconstitution :
 - a. le comportement et les capacités de consommation et de production ;
 - b. les besoins spécifiques des USR de haute priorité listés en vertu du paragraphe 4 ci-dessous ; et
 - c. les caractéristiques de son réseau et des réseaux sous-jacents des GRD.
3. Le plan de reconstitution contient au minimum les éléments suivants :
 - a. les conditions d'activation du plan de reconstitution, telles que prévues à l'Article 84 du présent document ;
 - b. les instructions du plan de reconstitution émises par le GRT ;
4. En particulier, le plan de reconstitution du réseau contient les éléments suivants :
 - a. une liste des mesures devant être mises en œuvre par le GRT sur ses installations ;
 - b. une liste des mesures devant être mises en œuvre par les GRD et une liste des GRD responsables de la mise en œuvre de ces mesures sur leurs installations ;
 - c. une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant du plan de reconstitution ;
 - d. la liste des USR de haute priorité et les modalités et conditions pour leur déconnexion et remise sous tension ;
 - e. une liste des postes électriques essentiels pour les procédures de reconstitution prévues ;

- f. une liste des sources d'alimentation capables de démarrer en autonome (black-start) dans la zone de contrôle du GRT ;
 - g. les échéances de mise en œuvre de chaque mesure listée.
- 5. Le plan de reconstitution du réseau contient au minimum, pour la zone synchrone, une procédure de remise sous tension, conformément à l'Article 86 du présent document;
- 6. Le plan de reconstitution doit contenir une procédure de resynchronisation, conformément à l'Article 90 du présent document.
- 7. Les mesures comprises dans le plan de reconstitution du réseau sont conformes aux principes suivants :
 - a. leur impact sur les utilisateurs du réseau est minimal ;
 - b. elles sont efficaces sur le plan économique ;
 - c. seules les mesures nécessaires sont activées ;
 - d. elles n'entraînent pas l'état d'urgence sur les réseaux de transport interconnectés.
- 8. Le plan de reconstitution du réseau comporte *a minima* les étapes suivantes :
 - a. détermination de l'état du système ;
 - b. préparation des unités de production d'électricité ;
 - c. préparation du réseau ;
 - d. remise sous tension progressive du réseau par un réseau sous tension ou par des unités de production d'électricité capables de démarrer en autonome (black-start) ;
 - e. reprise de charge progressive.

Article 83.

- 1. A la suite de la conception du plan de reconstitution conformément à l'Article 82 du présent document, le GRT met en œuvre les mesures de son plan de reconstitution concernant le réseau de transport. Il maintient par la suite les mesures mises en œuvre.
- 2. Le GRT notifie directement aux USR raccordés au RPT les mesures devant être mises en œuvre sur leurs installations et les échéances associées.
- 3. Lorsqu'un GRT adresse une notification à un GRD, conformément au paragraphe 2, le GRD notifie à son tour et sans tarder aux USR, et aux GRD connectés à son réseau de distribution les mesures du plan de reconstitution qu'ils doivent mettre en œuvre sur leurs installations respectives, ainsi que les échéances de mise en œuvre, en vertu de l'Article 82, paragraphe 4, point g du présent document.
- 4. Chaque USR ayant reçu une notification :
 - a. met en œuvre les mesures notifiées dans un délai de 12 mois à compter de la date de la notification ;

- b. confirme la mise en œuvre des mesures à l'opérateur du réseau ayant émis la notification, qui, lorsqu'il est distinct du GRT, adresse une notification au GRT ;
- c. maintient les mesures ayant été mises en œuvre sur ses installations.

Article 84.

1. Le GRT active les procédures de son plan de reconstitution en coordination avec les USR identifiés en vertu de l'Article 82, paragraphe 4 du présent document, dans les cas suivants :
 - a. lorsque le réseau est en état d'urgence, conformément aux critères de l'Article 5 paragraphe 3 du présent document;
 - b. après stabilisation du réseau à la suite de l'activation des mesures du plan de défense du réseau.
2. Chaque USR identifié en vertu de l'Article 82, paragraphe 4 du présent document, exécute sans délai indu les instructions du Plan de reconstitution données par le GRT, en vertu de l'Article 82, paragraphe 3, point b du présent document, conformément aux procédures du Plan de reconstitution.

Article 85.

1. Les nouvelles unités de production de type C, et les unités de production aptes au démarrage en autonome identifiés lors de l'état des lieux prévu dans le Code de raccordement du Burkina Faso conformément à son Article 5, paragraphe 2 sont capables de démarrer en autonome (*black-start*).
2. Le GRT s'assure en permanence de disposer d'unités de production aptes au démarrage en autonome (*black-start*) conformément à ses besoins. Il maintient à jour en temps réel la liste de toutes les unités de production disponibles aptes au démarrage en autonome (*black-start*).
3. Lors d'un état d'urgence de l'Article 5 paragraphe 3 du présent Code, le GRT peut solliciter les unités de production capables de démarrer en autonome (*black-start*) pour remettre sous tension tout ou partie du réseau conformément à son Plan de reconstitution.

CHAPITRE 4.REMISE SOUS TENSION

Article 86.

1. La procédure de remise sous tension du plan de reconstitution contient un ensemble de mesures permettant au GRT d'appliquer :
 - a. une stratégie descendante de remise sous tension ;
 - b. une stratégie ascendante de remise sous tension.
2. En ce qui concerne la stratégie ascendante de remise sous tension, la procédure contient au minimum des mesures :
 - a. de gestion des écarts de tension et de fréquence dus à la remise sous tension ;
 - b. de surveillance et de gestion du fonctionnement en réseau séparé ;

- c. de resynchronisation des zones fonctionnant en réseau séparé, telles que décrites dans le CHAPITRE 5 du TITRE 8 du présent document.

Article 87.

1. Lors de l'activation de la procédure de remise sous tension, le GRT met en place la stratégie devant être appliquée en tenant compte :
 - a. de la disponibilité des sources d'électricité ayant une capacité de remise sous tension dans sa zone de contrôle ;
 - b. de la durée et des risques attendus des stratégies de remise sous tension possibles ;
 - c. des conditions des réseaux électriques ;
 - d. des conditions des réseaux directement raccordés, y compris *a minima* l'état des interconnexions transfrontalières ;
 - e. des USR de haute priorité listés en vertu de l'Article 82, paragraphe 4 du présent document;
 - f. de la possibilité d'associer les stratégies descendantes et ascendantes de remise sous tension.
2. Lors de la mise en œuvre d'une stratégie descendante de remise sous tension, le GRT gère l'adéquation de la consommation et de la production afin de réguler la fréquence vers la fréquence nominale avec une tolérance maximale correspondant à l'écart maximal de la fréquence en régime permanent.
3. Lors de la mise en œuvre d'une stratégie ascendante de remise sous tension, le GRT gère l'adéquation de la consommation et de la production afin de régler la fréquence vers la fréquence cible fixée conformément à l'Article 88, paragraphe 3, point c du présent document.
4. Pendant la remise sous tension, le GRT, après consultation avec les GRD, fixe et notifie la quantité de charge nette à reconnecter sur les réseaux de distribution. Le GRD reconnecte la quantité notifiée de charge nette, dans le respect de la reprise de la charge par blocs de puissance et en tenant compte de la reconnexion automatique de la charge et de la production sur son réseau.
5. Le GRT informe ses GRT voisins de sa capacité à supporter une stratégie descendante de remise sous tension.
6. Pour activer une stratégie descendante de remise sous tension, le GRT demande à ses GRT voisins de soutenir la remise sous tension.

Article 88.

1. La procédure de gestion de la fréquence du plan de reconstitution contient un ensemble de mesures visant à rétablir la fréquence du réseau à la fréquence nominale du réseau.
2. Le GRT active sa procédure de gestion de la fréquence :
 - a. en préparation de la procédure de resynchronisation, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées ;

- b. en cas d'écart de fréquence dans la zone synchrone ;
 - c. en cas de remise sous tension.
3. La procédure de gestion de la fréquence contient au minimum :
- a. une liste des actions de paramétrage de la zone synchrone avant la désignation du pilote de la fréquence ;
 - b. la désignation du pilote de la fréquence ;
 - c. l'établissement d'une fréquence cible en cas de stratégie ascendante de remise sous tension ;
 - d. la gestion de la fréquence après un écart de fréquence ;
 - e. la gestion de la fréquence après une séparation de zone synchrone.
 - f. la détermination du volume de consommation et de production à reconnecter, compte tenu des réserves de puissance active disponibles dans la région synchronisée, afin de se prémunir de grands écarts de fréquence.

Article 89.

1. Pendant la reconstitution du réseau, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées, le GRT désigne un pilote de la fréquence pour chaque région synchronisée, conformément au paragraphe 2.
2. L'unité de production ayant la plus forte puissance mais aussi et surtout le plus de marge à la hausse ou à la baisse en fonction du besoin, est désigné comme pilote de la fréquence, sauf si le GRT de la région synchronisée ou de la zone synchrone désigne en coordination avec le CIC de l'EEEOA un GRT voisin comme pilote de la fréquence. Dans ce cas, le GRT tient compte des critères suivants :
 - a. la quantité des réserves de puissance active disponibles ;
 - b. les capacités disponibles sur les interconnexions transfrontalières ;
 - c. la disponibilité de mesures de la fréquence dans la région synchronisée.

CHAPITRE 5.RESYNCHRONISATION

Article 90.

La procédure de resynchronisation contient au minimum :

- a. la désignation d'un responsable de la resynchronisation ;
- b. les mesures permettant au GRT d'appliquer une stratégie de resynchronisation ; et
- c. les limites maximales d'écart angulaire, de fréquence et de tension pour les lignes de connexion.

Article 91.

1. Avant la resynchronisation, le responsable de la resynchronisation :
 - a. fixe, conformément aux limites maximales visées à l'Article 90 du présent document ;

- i. la valeur cible de la fréquence aux fins de la resynchronisation ;
 - ii. la différence de fréquence maximale entre deux régions synchronisées ;
 - iii. l'échange maximal de puissance active et réactive ;
 - iv. Le mode d'exploitation à appliquer au RFP.
- b. sélectionne le point de resynchronisation en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation dans les régions synchronisées ;
 - c. établit et prépare l'ensemble des actions nécessaires pour la resynchronisation de deux régions synchronisées ou entre une région synchronisée et le réseau d'un GRT voisin au point de resynchronisation ; et
 - d. en cas de besoin, établit et prépare un ensemble d'actions à mener par la suite pour établir des connexions supplémentaires entre les régions synchronisées.
- 2. Lorsque l'ensemble des conditions établies conformément au paragraphe 1, point a, sont réunies, le responsable de la resynchronisation exécute la resynchronisation en activant les mesures établies conformément au paragraphe 1, points c et d.
 - 3. Lorsque les conditions d'exploitation ne permettent pas de réaliser la resynchronisation, le GRT peut décider de patienter ou mettre hors tension le réseau isolé dans l'optique de le réalimenter via le réseau général.

CHAPITRE 6. ECHANGES D'INFORMATION ET COMMUNICATION, OUTILS ET INSTALLATIONS

Article 92.

1. Outre les dispositions des articles du TITRE 5, le GRT en état d'urgence est habilité à recueillir les informations suivantes :
 - a. Auprès des GRD identifiés conformément à l'Article 82, paragraphe 4 du présent document, les informations nécessaires concernant, au minimum :
 - i. la portion de leur réseau qui fonctionne en réseau séparé ;
 - ii. la capacité à synchroniser des parties du réseau qui fonctionnent en réseau séparé ;
 - iii. la capacité à lancer un fonctionnement en réseau séparé ;
 - b. Auprès des USR, conformément à l'Article 82, paragraphe 4 du présent document, des informations concernant au minimum les conditions suivantes :
 - i. l'état actuel de l'installation ;
 - ii. les limites d'exploitation ;
 - iii. la durée totale d'activation et le temps nécessaire à l'augmentation de la production ;
 - iv. les processus pour lesquels le facteur temps est critique.
2. Dans les états d'urgence, le GRT fournit en temps utile les informations suivantes dont il dispose aux fins des procédures du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution :
 - a. Au pilote de la fréquence, des informations concernant au minimum :
 - i. les restrictions pour le maintien d'un fonctionnement en réseau séparé ;
 - ii. la consommation et la production supplémentaires disponibles ; et
 - iii. la disponibilité de réserves d'exploitation ;
 - b. Aux GRD raccordés au réseau de transport identifiés conformément à l'Article 72, et à l'Article 82, paragraphe 4 du présent document, des informations concernant au minimum :
 - i. l'état de son réseau de transport ;
 - ii. les limites de la puissance active et réactive, de la reprise de la charge par blocs de puissance et la position des disjoncteurs aux points de raccordement ;
 - iii. les informations sur l'état actuel et anticipé des unités de production d'électricité raccordées au GRD, si elles ne sont pas directement disponibles pour le GRD ; et

- iv. toutes les informations nécessaires en vue d'une coordination ultérieure avec les parties raccordées au réseau de distribution ;
- c. Aux USR identifiés en vertu de l'Article 82, paragraphe 4 du présent document, des informations concernant, au minimum :
 - i. l'état de son réseau de transport ;
 - ii. la capacité à remettre leurs installations sous tension ;
 - iii. les mesures programmées nécessitant leur participation.
- 3. Un GRT en état d'urgence fournit en temps voulu les informations sur l'état de son réseau de transport et, le cas échéant, des informations complémentaires expliquant la situation du réseau de transport à l'autorité de régulation.

DÉCISIONS

The background of the page is composed of several overlapping, wavy bands of green. The colors range from a light, vibrant green to a darker, forest green. The waves flow from the bottom left towards the top right, creating a sense of movement and depth. The top half of the page is white, providing a clean space for the title.

**AUTORITE DE REGULATION
DU SECTEUR DE L'ENERGIE**

CONSEIL DE REGULATION



BURKINA FASO
La Patrie ou la Mort, nous Vaincrons

DECISION N°2025- 005 /ARSE/CR

du 25 février 2025 relative au différend qui oppose l'entreprise
DJABOROU ENERGIE à l'Agence burkinabè de l'électrification rurale (ABER)

LE CONSEIL DE REGULATION

Composé de :

- **Monsieur Jean-Baptiste KY**, Président ;
- **Monsieur Léonard SANON**, Membre ;
- **Monsieur Sidbéwindé Ahmed Yachine OUEDRAOGO**, Membre ;

- Vu la Loi N° 014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie ;
- Vu le Décret n°2020-0278/PRES/PM/ME/MECIA/MINEFID du 16 avril 2020 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie et son modificatif le Décret n°2020-1051/PRES/PM/MINEFID/ME/MCIA du 31 décembre 2020 ;
- Vu le Décret n°2022-0728/PRES-TRANS/ME/MEEEA du 05 septembre 2022 portant nomination de membres permanents du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu le Décret n°2022-0744/PRES-TRANS du 08 septembre 2022 portant nomination du Président du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu la Décision n° 2023-007/ARSE/CR du 27 mars 2023 portant règlement intérieur du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu le recours de l'entreprise DJABOROU ENERGIE en date du 06 mai 2024, enregistré à l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) sous le numéro n°148 ;
- Vu les mémoires des parties ainsi que l'ensemble des pièces du dossier ;

- Vu le rapport d'instruction de l'affaire en date du 11 novembre 2024 ;
- Vu la lettre n°2025-013/ARSE/SG/DAJC du 28 janvier 2025 convoquant les parties à la Réunion du Conseil de régulation du 13 février 2025 ;

La Réunion du Conseil de régulation ayant été effectivement tenue le 13 février 2025, en présence de :

- Monsieur BARRO Amidou, représentant DJABOROU ENERGIE, Demandeur ;
- Messieurs SOME Mahiré Constantin et PARE Jean Charles, représentants l'Agence Burkinabè de l'Electrification Rurale (ABER), Défenderesse ;
- Monsieur Kalifa Romuald DAO, Secrétaire Général de l'ARSE, secrétaire de séance ;
- Messieurs OUOBA Damba et ZOUNGRANA Valentin, de la Direction des Affaires Juridiques et du Contentieux, Rapporteurs ;

Après avoir entendu :

- le rapport de MM. OUOBA Damba et ZOUNGRANA Valentin, présentant les moyens et les conclusions des parties ;
- les observations orales des parties.

Le Conseil de régulation après en avoir délibéré hors la présence des parties, des rapporteurs et du secrétaire de séance, a rendu sa décision en sa Réunion du 25 février 2025.

I. FAITS- PROCEDURE-PRETENTIONS ET MOYENS DES PARTIES

Par recours en date du 12 mars 2024, enregistré à l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) le même jour sous le n°091, l'entreprise **DJABOROU ENERGIE**, immatriculée au RCCM sous le numéro BF OUA 2020A6299, IFU n°00140233H ayant son siège social Ouagadougou, Tel. : (+226) 62640246/74990079, représentée par son Directeur Général, Monsieur BARRO Amidou (ci-après « DJABOROU ENERGIE »), a saisi l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) d'un recours en annulation de la lettre n°2024-092/ABER/DG/DAJGC du 21 février 2024 portant mise en demeure qui lui a été adressée par l'**Agence burkinabè de l'électrification rurale (ABER)**, Etablissement public de l'Etat à caractère administratif, ayant son siège à Ouagadougou, Quartier Ouaga 2000, Avenue El Hadj Salifou CISSE, 01 BP 545 Ouagadougou 01, tél. : +226 25 37 45 01, fax : +226 25 37 43 11, email : contact@aber.bf, représentée par son Directeur Général, Monsieur LANKOANDE Edmond (ci-après « ABER »).

Au soutien de son recours, DJABOROU ENERGIE explique qu'elle a été mise en demeure par courrier de l'ABER en date du 21 février 2024 d'avoir à cesser

immédiatement toute intervention sur la centrale solaire de la localité de Kabourou dès réception du courrier et de communiquer dans un délai de soixante-douze (72) heures, la situation des derniers index auprès des abonnés ainsi que l'état des frais collectés (voir courrier sus référencé).

Cette mise en demeure s'expliquerait par l'intervention de l'entreprise sans titre d'exploitation régulièrement délivré par l'administration sur la centrale solaire de la localité de Kabourou.

La requérante explique, qu'elle a été autorisée par l'ABER à exploiter la centrale depuis quatre (04) ans, soit depuis 2020, sans qu'aucun titre d'exploitation lui soit formellement délivré par elle. Que depuis lors, il ne lui a jamais été sommé de régulariser sa situation.

Au fond, DJABOROU ENERGIE qualifie la mise en demeure d'abusives et injustes d'autant que cette situation d'irrégularité ne lui est pas spécifique et par conséquent elle demande à l'ARSE de l'annuler.

La requête ainsi présentée ainsi que les pièces justificatives ont été notifiées à l'ABER le 20 mai 2024 lui impartissant un délai de sept (07) jours ouvrables pour déposer, à l'ARSE, son mémoire en défense.

Pour sa défense, l'ABER a, le 31 mai 2024 dans un mémoire parvenu à l'ARSE le même jour, soulevé l'incompétence de l'ARSE à connaître de la requête, au motif que, bien que l'ARSE ait une compétence matérielle au regard de l'article 88 de la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie (ci-après « loi 014 ») et de l'article 4 du décret n°2020-0278/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 16 avril 2020 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'ARSE (ci-après « décret 0278 »), connaître de la requête à lui adressée reviendrait à « s'ingérer dans le champ de compétence du juge de la légalité des actes administratifs » et par conséquent elle sollicite de l'ARSE de se déclarer incompétente. A défaut, si l'ARSE venait à se reconnaître compétente pour statuer sur la demande, qu'elle la rejette comme étant mal fondée au motif que l'article 14 de la loi 014 suscitée dispose que : « L'Etat ou les collectivités territoriales peuvent déléguer le service public de l'énergie à des personnes physiques ou morales, à charge pour ces dernières d'assurer le service public conformément aux dispositions de la présente loi et aux contrats de délégation de service public » et que l'article 52 de cette même loi précise que « La production/distribution ou la distribution d'électricité dans le domaine de l'électrification rurale est soumise à l'obtention préalable d'une concession de production/distribution ou concession de distribution délivrée par la région collectivité territoriale concernée. La concession de production et/ou de distribution est accordée après avis simple de l'agence en charge de l'électrification rurale et avis conforme de l'ARSE ».

L'ABER ajoute qu'à la lecture combinée de ces deux dispositions de la loi 014, l'intervention de DJABOROU ENERGIE sur la centrale solaire de la localité de Kabourou est irrégulière du fait de l'absence d'un titre d'exploitation régulièrement délivré par l'administration, que la connaissance de cette illégalité par l'ABER ne saurait couvrir le défaut de titre d'exploitation. Que par conséquent, l'ARSE pourrait en tirer toutes les conséquences de droit et rejeter l'action de la requérante comme étant mal fondée.

En réplique, au mémoire en défense de l'ABER qui lui a été notifié par courrier en date du 05 juin 2024, DJABOROU ENERGIE, dans ses conclusions parvenues à l'ARSE le 26 juin 2024, s'en remet à l'ARSE quant à l'appréciation des arguments invoqués par l'ABER tendant à son incompetence pour connaître de sa demande, ou à la déclarer irrecevable ou mal fondée.

Elle rappelle que son recours vise à dénoncer des abus de la part de l'ABER et réaffirme que si irrégularité il y a, c'est en complicité avec l'ABER parce qu'elle exploite la centrale depuis 2020 au su et au vu de l'ABER et qu'elle rend compte de son exploitation à l'ABER. Pour elle, l'octroi d'un titre d'exploitation devrait venir de l'ABER et que la possession de ce titre d'exploitation ne lui a jamais été demandée jusqu'à la réception de la mise en demeure querellée.

Les conclusions en réplique de DJABOROU ENERGIE ont été notifiées à l'ABER le 09 juillet 2024 lui impartissant un délai de sept (07) jours ouvrables pour transmettre à l'ARSE ses écritures. En réponse, elle notifie par courrier du 15 juillet 2024 et parvenu à l'ARSE le 16 juillet 2024 qu'elle n'entend pas réagir aux écritures de DJABOROU ENERGIE et sollicite que le dossier soit mis en délibéré.

SUR QUOI :

II. DISCUSSION

1. Sur le moyen de l'incompétence de l'ARSE soulevé par l'ABER

L'ABER soulève l'incompétence de l'ARSE au moyen que le recours en annulation relève de la compétence du juge de la légalité des actes administratifs. Au soutien de son moyen, elle invoque l'article 88 de la loi 014 qui dispose que « *L'Autorité de régulation du secteur de l'énergie peut être saisie pour tous les litiges dans le secteur de l'énergie. Elle ne peut être saisie de faits remontant à plus de trois ans s'il n'a été fait aucun acte tendant à leur recherche, leur constatation ou leur sanction.* » et l'article 4 du décret 0278 qui précise que : « *Dans le cadre de ses attributions, l'ARSE, (...) règle les litiges qui opposent les acteurs du secteur de l'énergie, sans préjudice des compétences attribuées à d'autres structures administratives et judiciaires.* »

Cependant, les dispositions sus citées, si elles ont entendu donner la faculté aux acteurs de saisir l'ARSE ou d'autres instances pour le règlement de leurs différends (article 88 loi 014) et si elles évoquent les compétences d'autres instances auxquelles la saisine de l'ARSE ne préjudicie pas (article 4 décret 0278), elles n'ont pas pour autant déterminé les matières ou la nature des différends sur lesquelles l'ARSE exerce sa compétence. Autrement dit, l'article 88, en prévoyant que l'ARSE peut être saisie pour « tous les litiges dans le secteur de l'énergie » sans autres précisions et sans qu'aucun autre texte vienne à préciser les limites de la compétence matérielle de l'ARSE, l'ABER est alors mal fondée à denier à l'ARSE la compétence pour connaître du recours introduit par DJABOROU ENERGIE. Il s'en suit que le moyen doit être rejeté.

2. Sur la recevabilité du recours

Le recours en annulation de l'acte déferé n'est recevable que si ce dernier a le caractère d'acte faisant grief et si le recourant a qualité et intérêt pour agir.

En l'espèce, DJABOROU ENERGIE a saisi l'ARSE par un recours en annulation d'une mise en demeure de cesser immédiatement ses activités d'exploitation de la centrale solaire de la localité de Kabourou. Cette mise en demeure revêt alors le caractère d'acte faisant grief.

L'acte attaqué étant adressée à DJABOROU ENERGIE, chargée de l'exploitation des infrastructures concernées, il en découle qu'elle a qualité et intérêt pour agir.

Il y a lieu alors de déclarer le recours recevable.

3. Sur le fond

L'acte adressé par l'ABER à DJABOROU ENERGIE et qualifié de mise en demeure enjoint l'opérateur « *d'avoir à cesser toute intervention sur la centrale solaire de la localité de Kabourou dès réception de la présente correspondance* ». L'ABER justifie la mesure, d'une part, par le défaut de détention par la requérante d'un titre d'exploitation régulièrement délivré par l'administration et, d'autre part, par « *des manquements à la qualité du service dans ladite localité du fait du mauvais entretien des équipements* ».

Cependant, aucune pièce versée au dossier n'atteste que l'ABER a interpellé DJABOROU ENERGIE ni de régulariser sa situation du point de vue du titre d'exploitation, ni d'avoir à corriger les manquements constatés dans la mauvaise qualité du service et le défaut d'entretien des ouvrages, alors que la mise en demeure devrait avoir pour objet d'enjoindre l'opérateur à régulariser sa situation administrative en se faisant délivrer un titre d'exercice et à entreprendre des mesures correctives quant à la mauvaise qualité du service et au défaut d'entretien des installations, ce, dans un délai imparti. L'acte critiqué, en ne donnant pas ces

instructions à être satisfaites dans un délai raisonnable donné, mais en enjoignant la requérante de cesser immédiatement l'exploitation dès réception de la correspondance, doit être regardé non comme une mise en demeure, mais comme une éviction de l'opérateur de l'exploitation. Or, toute procédure tendant à retirer l'exploitation d'infrastructures électriques concourant à l'exécution du service public de l'électricité à un opérateur est soumise à l'avis conforme de l'ARSE. Cet avis préalable n'ayant pas été requis, la mesure prise encourt annulation.

Le Conseil de régulation, au bénéfice de ce que ci-dessus,

DECIDE :

Article 1 : L'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) est compétente.

Article 2 : Le recours de DJABOROU ENERGIE est recevable.

Article 3 : La lettre n°2024-092/ABER/DG/DAJGC du 21 février 2024 de l'ABER portant mise en demeure est annulée.

Article 4 : La présente décision sera notifiée à DJABOROU ENERGIE et à l'ABER et sera publiée au Bulletin officiel de l'ARSE.

Fait à Ouagadougou, le 25 FEV 2025


Jean-Baptiste KY
Président




Sidbéwindé Ahmed
Yachine OUEDRAOGO
Membre


Léonard SANON
Membre

**AUTORITE DE REGULATION
DU SECTEUR DE L'ENERGIE**

CONSEIL DE REGULATION



BURKINA FASO
La Patrie ou la Mort, nous Vaincrons

0 0 6

DECISION N°2025- /ARSE/CR

du 25 février 2025 Relative au différend qui oppose la société Groupe Energie-Eau-Agriculture (GEEA) SARL à l'Agence burkinabè de l'électrification rurale (ABER)

LE CONSEIL DE REGULATION

Composé de :

- **Monsieur Jean-Baptiste KY**, Président ;
- **Monsieur Léonard SANON**, Membre ;
- **Monsieur Sidbéwindé Ahmed Yachine OUEDRAOGO**, Membre ;

- Vu la Loi N° 014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie ;
- Vu le Décret n°2020-0278/PRES/PM/ME/MECIA/MINEFID du 16 avril 2020 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie et son modificatif le Décret n°2020-1051/PRES/PM/MINEFID/ME/MCIA du 31 décembre 2020 ;
- Vu le Décret n°2022-0728/PRES-TRANS/ME/MEEEA du 05 septembre 2022 portant nomination de membres permanents du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu le Décret n°2022-0744/PRES-TRANS du 08 septembre 2022 portant nomination du Président du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu la Décision n° 2023-007/ARSE/CR du 27 mars 2023 portant règlement intérieur du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu le recours de la société GEEA en date du 05 mars 2024, enregistré à l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) le 06 mars 2024 sous le numéro n°082 ;
- Vu les mémoires des parties ainsi que l'ensemble des pièces du dossier ;

Vu le rapport d'instruction de l'affaire en date du 11 novembre 2024 ;

Vu les lettres du 28 janvier 2025 convoquant les parties à la Réunion du Conseil de régulation du 13 février 2025 ;

La Réunion du Conseil de régulation ayant été effectivement tenue le 13 février 2025, en présence de :

- Monsieur GNOUMOU Saouari, représentant la société Groupe Energie-Eau-Agriculture (G.E.E.A.) Sarl, Demanderesse ;
- Messieurs SOME Mahiré Constantin et PARE Jean Charles, représentants l'Agence Burkinabè de l'Electrification Rurale (ABER), Défenderesse ;
- Monsieur Kalifa Romuald DAO, Secrétaire Général de l'ARSE, secrétaire de séance ;
- Messieurs OUOBA Damba et ZOUNGRANA Valentin, de la Direction des Affaires Juridiques et du Contentieux, Rapporteurs ;

Après avoir entendu :

- le rapport de MM. OUOBA Damba et ZOUNGRANA Valentin, présentant les moyens et les conclusions des parties ;
- les observations orales des parties.

Le Conseil de régulation après en avoir délibéré hors la présence des parties, des rapporteurs et du secrétaire de séance, a rendu sa décision en sa Réunion du 25 février 2025.

I. FAITS- PROCEDURE-PRETENTIONS ET MOYENS DES PARTIES

Par recours en date du 05 mars 2024, enregistré à l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) le 06 mars 2024 sous le n°082, la société **Groupe Energie-Eau-Agriculture (G.E.E.A.) SARL**, immatriculé au RCCM sous le numéro BF OUA 2017B 2491, IFU n°00088641Z ayant son siège social à Ouagadougou, Tel. : (+226) 70 20 74 92/64 18 18 35, Email. : geeabf@gmail.com, représenté par son Directeur Monsieur GNOUMOU Saouari (ci-après « **GEEA** »), a saisi l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) d'un recours en annulation des Lettres n° 2024-091/ABER/DG/SG/DAJGC et n°2024-094/ABER/DG/SG/DAJGC, toutes du 21 février 2024, portant mise en demeure à elle notifiées par l' **Agence burkinabè de l'électrification rurale (ABER)**, Etablissement public de l'Etat à caractère administratif, ayant son siège à Ouagadougou, Quartier Ouaga 2000, Avenue El Hadj Salifou CISSE, 01 BP 545 Ouagadougou 01, tél. : +226 25 37 45 01, fax : +226 25 37 43 11, email : contact@aber.bf, représentée par son Directeur Général, Monsieur LANKOANDE Edmond (ci-après « **ABER** »).

Au soutien de son recours, la requérante expose qu'elle a été sommée par courrier n° 2024-091/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024 par l'ABER de cesser toute intervention sur la centrale solaire de la localité de Karaba dès réception dudit courrier et de communiquer dans un délai de soixante-douze (72) heures la situation des derniers index auprès des abonnés ainsi que l'état des frais collectés.

Dans le même temps, elle a aussi reçu la lettre n°2024-094/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024 de l'ABER l'enjoignant de lui indiquer les mesures prises par elle pour le règlement entier de la dette de 5 496 314 FCFA qu'elle a vis-à-vis de la SONABEL, concernant la localité de Poura village, ce, dans un délai de soixante-douze (72) heures. Cette dette serait montée à 6 285 387 FCFA au 17 mai 2024 selon une pièce du dossier.

Cette mise en demeure en ce qui concerne la localité de Karaba s'expliquerait par l'exploitation par GEEA de la centrale solaire de ladite localité sans titre régulièrement délivré par l'administration. A ce propos, la requérante explique, qu'elle a été autorisée par l'ABER, depuis 2020, à exploiter la centrale solaire sans qu'un titre d'exploitation lui soit formellement délivré par l'administration. Selon elle, si irrégularité il y a, elle est également imputable à l'ABER qui est au courant de la situation et n'a jamais travaillé à la régulariser. GEEA estime alors que cette mise en demeure est abusive et incompréhensible car elle n'avait jamais été interpellée ni de façon verbale ni par écrit par rapport à sa gestion de la localité de Karaba et que l'argument de l'absence de titre régulièrement délivré par l'administration invoquée par l'ABER pour la mettre en demeure de cesser l'exploitation ne saurait prospérer parce que cette irrégularité n'est pas spécifique à sa situation et que le défaut de titre est imputable à l'ABER qui devrait le lui délivrer. Par conséquent, elle demande à l'ARSE d'annuler la mise en demeure en cause.

Quant à la mise en demeure concernant la localité de Poura village, GEEA explique que la responsabilité des impayés à l'égard de la SONABEL incombe à l'ABER à qui elle aurait signifié l'insuffisance du portefeuille client de ladite localité qui ne permet pas d'honorer les factures de la SONABEL. A cette problématique, la requérante aurait proposé à l'ABER de revoir la répartition des localités pour améliorer le portefeuille clients afin de pouvoir faire face aux factures de la SONABEL.

La requête ainsi présentée ainsi que les pièces justificatives ont été notifiées à l'ABER. Dans son mémoire en défense du 08 avril 2024, l'ABER soulève l'incompétence de l'ARSE à connaître de la requête, au motif que, bien que l'ARSE ait une compétence matérielle au regard de l'article 88 de la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie (ci-après « loi 014 ») et de l'article 4 du décret n°2020-0278/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID portant attributions, organisation et fonctionnement de l'ARSE (ci-après « décret 0278 »), connaître de la requête à lui adressée reviendrait à « s'ingérer dans le champ de compétence du juge

de la légalité des actes administratifs » et par conséquent elle sollicite de l'ARSE de se déclarer « incompétente pour connaître de la demande ».

A défaut, si l'ARSE venait à se reconnaître compétente pour connaître de la demande, qu'elle la rejette comme étant mal fondée au motif que l'article 14 de la loi n°014-2017 suscitée dispose que : « l'Etat ou les collectivités territoriales peuvent déléguer le service public de l'énergie à des personnes physiques ou morales, à charge pour ces dernières d'assurer le service public conformément aux dispositions de la présente loi et aux contrats de délégation de service public » et que l'article 52 de cette même loi précise que « La production/distribution ou la distribution d'électricité dans le domaine de l'électrification rurale est soumise à l'obtention préalable d'une concession de production/distribution ou concession de distribution délivrée par la région collectivité territoriale concernée. La concession de production et/ou de distribution est accordée après avis simple de l'agence en charge de l'électrification rurale et avis conforme de l'ARSE ».

L'ABER ajoute qu'à la lecture combinée de ces deux dispositions de la loi n°014-2017, l'intervention de GEEA dans la localité est illégale du fait de l'absence d'un titre d'exploitation régulièrement délivré par l'administration, la connaissance de cette illégalité par l'ABER ne pouvant couvrir l'intervention irrégulière de la requérante.

Quant à la mise en demeure concernant la localité de Poura village, l'ABER demande à l'ARSE de l'écarter du dossier car n'étant pas concernée par la présente procédure.

En réplique au mémoire en défense de l'ABER, GEEA dit s'en remettre à l'ARSE, quant au moyen d'incompétence exposé par l'ABER. La requérante ajoute qu'elle n'est pas la seule structure qui gère les localités sans titre, que tous les opérateurs qui opèrent sur des mini centrales de l'ABER le font sans titre et que sa situation irrégulière n'est pas un cas spécifique.

Ces conclusions en réplique de GEEA ont été notifiées à l'ABER qui a dit ne pas entendre réagir et sollicite de l'ARSE qu'elle mette le dossier en délibéré.

SUR QUOI :

II. DISCUSSION

1. Sur le moyen de l'incompétence de l'ARSE, soulevé par l'ABER

L'ABER soulève l'incompétence de l'ARSE au moyen que le recours en annulation relève de la compétence du juge de la légalité des actes administratifs. Au soutien de son moyen, elle invoque l'article 88 de la loi 014 qui dispose que « *L'Autorité de régulation du secteur de l'énergie peut être saisie pour tous les litiges dans le secteur de l'énergie. Elle ne peut être saisie de faits remontant à plus de trois ans s'il n'a été fait aucun acte tendant à leur recherche, leur constatation ou leur sanction.* » et l'article 4 du décret 0278 qui précise que : « *Dans le cadre de ses attributions, l'ARSE, (...) règle les*

litiges qui opposent les acteurs du secteur de l'énergie, sans préjudice des compétences attribuées à d'autres structures administratives et judiciaires. »

Cependant, les dispositions sus citées, si elles ont entendu donner la faculté aux acteurs de saisir l'ARSE ou d'autres instances pour le règlement de leurs différends (article 88 loi 014) et si elles évoquent les compétences d'autres instances auxquelles la saisine de l'ARSE ne préjudicie pas (article 4 décret 0278), elles n'ont pas pour autant déterminé les matières ou la nature des différends sur lesquelles l'ARSE exerce sa compétence. Autrement dit, l'article 88, en prévoyant que l'ARSE peut être saisie pour « tous les litiges dans le secteur de l'énergie » sans autres précisions et sans qu'aucun autre texte vienne à préciser les limites de la compétence matérielle de l'ARSE, l'ABER est alors mal fondée à denier à l'ARSE la compétence pour connaître du recours introduit par GEEA. Il s'en suit que le moyen doit être rejeté.

2. Sur la recevabilité du recours.

a. Sur la prétention de l'ABER concernant la localité de Poura village

L'ABER estime que l'affaire porte uniquement sur l'exploitation de la centrale de Karaba et ne concerne pas la localité de Poura village et qu'en conséquence, la gestion de cette localité doit être écartée du dossier. Cependant il est à constater que le recours de GEEA porte sur deux lettres de mise demeure, l'une concernant la centrale de Karaba et l'autre concernant les dettes SONABEL de la gestion de la localité de Poura village. Il sied alors de rejeter la prétention de l'ABER et d'examiner les deux mises en demeure.

b. Sur la recevabilité du recours

Le recours en annulation des actes déferés n'est recevable que si ces derniers ont le caractère d'actes faisant grief et si le recourant a qualité et intérêt pour agir.

En l'espèce, GEEA a saisi l'ARSE d'un recours en annulation, d'une part, de la lettre n° 2024-091/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024 et, d'autre part, de la lettre n°2024-094/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024, toutes deux portant mise en demeure.

La lettre n° 2024-091/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024 enjoint la requérante de cesser immédiatement ses activités d'exploitation de la centrale solaire de la localité de Karaba. Cette mise en demeure revêt alors le caractère d'acte faisant grief, en ce qu'elle a pour conséquence de modifier la situation juridique de GEEA concernant son droit d'exploiter la centrale de Karaba.

L'acte attaqué étant adressée à GEEA, chargée de l'exploitation des infrastructures concernées, il en découle qu'elle a qualité et intérêt pour agir.

Il y a lieu alors de déclarer le recours recevable en ce qui concerne cet acte.

Quant à la lettre n°2024-094/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024, elle somme de requérante d'indiquer à l'ABER les dispositions prises pour régler les factures impayées à la SONABEL, dans le délai de soixante-douze (72) heures qu'elle prescrit à cet effet. Une telle démarche de l'ABER, qui s'inscrit dans les relations normales de reddition de compte de celle-ci avec les exploitants qu'elle supervise ou contrôle, n'a aucune incidence sur la situation juridique de la requérante quant à l'exploitation de la localité de Poura village. Cet acte ne fait donc pas grief à la requérante. Le recours est donc irrecevable en ce qui le concerne.

3. Sur le fond

La lettre n° 2024-091/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024 adressé par l'ABER à GEEA et qualifié de mise en demeure enjoint l'opérateur *« d'avoir à cesser toute intervention sur la centrale solaire de la localité de Karaba dès réception de la présente correspondance »*. L'ABER justifie la mesure, d'une part, par le défaut de détention par la requérante d'un titre d'exploitation régulièrement délivré par l'administration et, d'autre part, par *« des manquements à la qualité du service dans ladite localité du fait du mauvais entretien des équipements »*.

Cependant, aucune pièce versée au dossier n'atteste que l'ABER a interpellé GEEA ni de régulariser sa situation du point de vue du titre d'exploitation, ni d'avoir à corriger les manquements constatés dans la mauvaise qualité du service et le défaut d'entretien des ouvrages, alors que la mise en demeure devrait avoir pour objet d'enjoindre l'opérateur à régulariser sa situation administrative en se faisant délivrer un titre d'exercice et à entreprendre des mesures correctives quant à la mauvaise qualité du service et au défaut d'entretien des installations, ce, dans un délai imparti. L'acte critiqué, en ne donnant pas ces instructions à être satisfaites dans un délai raisonnable donné, mais en enjoignant la requérante de cesser immédiatement l'exploitation dès réception de la correspondance, doit être regardé non comme une mise en demeure, mais comme une éviction de l'opérateur de l'exploitation. Or, toute procédure tendant à retirer l'exploitation d'infrastructures électriques concourant à l'exécution du service public de l'électricité à un opérateur est soumise à l'avis conforme de l'ARSE. Cet avis préalable n'ayant pas été requis, la mesure prise encourt annulation.

Le Conseil de régulation de l'ARSE, au bénéfice de ce que ci-dessus,

DECIDE :

Article 1 : L'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) est compétente.

Article 2 : Le recours de GEEA est recevable en ce qui concerne la mise en demeure n°2024-091/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024 et irrecevable concernant la mise en demeure n°2024-094/ABER/DG/SG/DAJGC du 21 février 2024.

Article 3 : La mise en demeure n°2024-091/ABER/DG/DAJGC du 21 février 2024 est annulée.

Article 4 : La présente décision sera notifiée à GEEA et à l'ABER et sera publiée au Bulletin officiel de l'ARSE.

Fait à Ouagadougou, le 25 FEV 2025


Jean-Baptiste KY
Président




Sidbéwindé Ahmed
Yachine OUEDRAOGO
Membre


Léonard SANON
Membre

**AUTORITE DE REGULATION
DU SECTEUR DE L'ENERGIE**



BURKINA FASO

La Patrie ou la Mort, nous Vaincrons

CONSEIL DE REGULATION

PROCES-VERBAL DE CONCILIATION N°2025-001/ARSE/CR
du 17 avril 2025 relatif au différend qui oppose la Société Coopérative d'Electricité
« NAYI NEERE » de Bokin (SCOOPS-N-N Bokin) et ZOUNGRANA Remy à la Société
Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL)

**LE CONSEIL DE REGULATION
STATUANT EN MATIERE DE LITIGE**

- Vu la Loi N° 014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie ;
- Vu le Décret n°2020-0278/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 16 avril 2020 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie et son modificatif le Décret n°2020-1051/PRES/PM/MINEFID/ME/MCIA du 31 décembre 2020 ;
- Vu le Décret n°2022-0728/PRES-TRANS/ME/MEEEA du 05 septembre 2022 portant nomination de membres permanents du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu le Décret n°2022-0744/PRES-TRANS du 08 septembre 2022 portant nomination du Président du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu la Décision n° 2023-007/ARSE/CR du 27 mars 2023 portant règlement intérieur du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu le recours de la Société Coopérative d'Electricité « NAYI-NERE » de Bokin (SCOOPS-N-N/Bokin) et ZOUNGRANA Remy, enregistré à l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) le 17 février 2025 sous le numéro n°087 ;

Composé de :

- **Monsieur Léonard SANON**, Membre, Président de séance ;
- **Monsieur Sidbéwindé Ahmed Yachine OUEDRAOGO**, Membre ;

en présence des représentants des parties :

Au titre des requérants :

- **Monsieur OUEDRAOGO A. Sidiki**, représentant la SCOOPS N-N/Bokin ;
- **ZOUNGRANA Remy** ;

tous assistés de Me Oumarou SEDEGO, avocat à la cour

Au titre de la SONABEL :

- Monsieur NASSA Barthélémy ;
- Monsieur DIMA Souleymane;
- Monsieur COMPAORE Salif ;

et de :

- Monsieur DAO Kalifa Romuald, Secrétaire de séance
- Messieurs OUOBA Damba, Rapporteur ;

dresse le présent procès-verbal sur le fondement des éléments ci-après exposés ;

I. FAITS

Il ressort de la requête de la SCOOPS-N-N/Bokin et ZOUNGRANA Rémy, que le 10 février 2025, la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL) leur a signifié verbalement sur place à Bokin, le transfert à elle de la gestion du service public de l'électricité dans la localité pour compter du 19 février 2025. Plus tard, le 20 février 2025, une lettre de la SONABEL adressée à la SCOOPS-N-N/Bokin sollicitait une rencontre avec le bureau de cette dernière pour préparer le transfert anticipé de la concession. La SONABEL justifie cette démarche par un accord à cet effet obtenu de l'ABER et par la mise en œuvre du décret n°2024-1023/PRES/PM/MEMC/MATDS/MEFP/MDICAPME du 02 septembre 2024 portant organisation de l'électrification dans les centres ruraux.

Les requérants contestent cette procédure et ses motifs qui selon eux ne sont pas conformes à la réglementation, notamment ni à la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie, ni même au décret sus évoqué.

La SONABEL a reconnu que la démarche de transfert de gestion entreprise par elle n'est pas conforme aux textes.

Au vu de cette situation, le Conseil de régulation a, en application de l'article 15, paragraphe 6, décidé d'engager une procédure préalable de conciliation.

Sur quoi :

II. DISCUSSION

La SONABEL ayant reconnu les manquements aux lois et règlements de la procédure qu'elle a engagée, elle a accepté la conciliation en abandonnant cette procédure. La SCOOPS-N-N/Bokin et ZOUNGRANA Remy ont accepté cette solution.

Considérant qu'ainsi, les parties sont parvenues à s'entendre en vue d'une conciliation et qu'il sied alors d'établir un procès-verbal de conciliation.

CONSTATE

- que la SONABEL accepte de mettre fin à la procédure de transfert à elle de la gestion du système électrique de Bokin, engagée par elle le 10 février 2025 ;
- que la SCOOPS-N-N/Bokin et ZOUNGRANA Remy acceptent que l'abandon par la SONABEL de la procédure en cause mette définitivement fin au présent litige;
- que la SCOOPS-N-N/Bokin et ZOUNGRANA Remy, d'une part, et la SONABEL, d'autre part, sont parvenus à une conciliation ;
- que les parties étant parvenues à une conciliation totale sur cette affaire, le présent procès-verbal de conciliation total est dressé, conformément aux dispositions de l'article 28 du Règlement intérieur du Conseil de régulation de l'ARSE, pour servir et valoir ce que de droit.

Fait à Ouagadougou, le 17 AVR. 2025

Pour les requérants

Maître SENEAO Oumarou
Avocat à la cour



Pour la SONABEL

Antoine DABRE
Directeur Agence Commerciale
Ouagadougou



70749012

Le Conseil de régulation



Léonard SANON

Président



Sidbéwindé Ahmed
Yachine OUEDRAOGO

Membre

AVIS

AVIS CONFORMES

The background of the page is composed of several overlapping, wavy bands of green. The colors range from a light, vibrant green to a darker, forest green. The waves flow from the bottom left towards the top right, creating a sense of movement and depth. The top half of the page is white, providing a clean space for the text.

**AUTORITE DE REGULATION
DU SECTEUR DE L'ENERGIE**

CONSEIL DE REGULATION



BURKINA FASO
La Patrie ou la Mort, nous Vaincrons

AVIS CONFORME N°2025-0011/ARSE/CR
relatif à la demande de retrait de la gestion du service public
de l'électricité à la Coopérative d'électricité de Bokin

Le Conseil de Régulation

- Vu** la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie ;
- Vu** le décret n°2020-0255/PRESS/PM/ME/MCIA/MINEFID/MATD/MUH du 07 avril 2020 portant conditions et procédures d'octroi de concession de production/distribution ou de distribution et d'autorisation de distribution d'énergie électrique ;
- Vu** le décret n°2018-0569/PRES/PM/ME/MINEFID/MCIA/MATD du 10 juillet 2018 portant adoption d'un cahier des charges applicable au concessionnaire de distribution d'électricité au Burkina Faso ;
- Vu** le décret n°2017-1011/PRES/PM/ME du 26 octobre 2017 portant fixation des seuils de puissance relatifs aux titres d'exploitation de la production et les limites de rayon de couverture relatifs aux titres d'exploitation de la distribution ;
- Vu** le décret n°2024-1023/PRES/PM/MEMC/MATDS/MEFP/MDICAPME du 02 septembre 2024 portant organisation de l'électrification dans les centres ruraux ;
- Vu** la décision n° 2023-007/ARSE/CR du 27 mars 2023 portant règlement intérieur du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu** la lettre n°2025-140/MEMC/CAB du 23 avril 2025 du Ministre de l'Energie, des Mines et des Carrières relative à la demande d'avis conforme en vue du retrait de la gestion du système électrique de

Bokin à la Coopérative d'électricité de Bokin ;

Vu L'avis simple n°0001/2025/ABER/DG du 25 avril 2025 de l'Agence burkinabè de l'électrification rurale (ABER) relatif au retrait de la gestion et l'exploitation du système électrique de la localité rurale de Bokin ;

Sur rapport des Directeurs techniques ;

Après en avoir délibéré le 02 mai 2025 ;

I- SITUATION-CONTEXTE

La Coopérative d'électricité de Bokin s'était vue déléguer la gestion et l'exploitation d'un système électrique dans la localité de Bokin par le ministère en charge de l'énergie.

Après des années de mise en œuvre de cette délégation, le ministre chargé de l'énergie, autorité délégante, a, par lettre du 23 avril 2025, enregistrée à l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) le 25 avril 2025 sous le numéro 246, requis l'avis conforme de l'ARSE en vue du retrait de ladite gestion pour « motif impérieux d'intérêt général ».

II- AVIS DU CONSEIL DE REGULATION

1) Sur la compétence de l'ARSE et la recevabilité de la demande

L'article 4 du Décret n°2020-0278/PRES/PM/MEMC/ME/MINEFID/ portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie dispose en son tiret 13 que « *dans le cadre de ses attributions, l'ARSE (...) rend des avis sur requête du ministre chargé de l'énergie* ». Le dernier alinéa de cette même disposition précise que l'ARSE « *donne un avis conforme sur :*

- *L'octroi, le renouvellement, la révision, la modification ou le retrait des concessions, des licences et autorisations dans le secteur de l'énergie ;*
- *(..) ».*

La requête d'avis conforme n'est soumise à aucune condition de forme et de délai. Il s'en suit que l'ARSE est compétente et la demande du Ministre en charge de l'énergie enregistrée à l'ARSE le 25 avril 2025 est recevable.

2) Sur le fond

Le ministre chargé de l'énergie envisage de mettre fin à la gestion par la coopérative d'électricité de Bokin du système électrique de ladite localité, motif pris de l'intérêt général. Pour ce faire, il invoque les dispositions de l'article 34 du décret n°2020-0255/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID/MATD/MUH du 07 avril 2020 portant conditions et procédures d'octroi de concessions de production/distribution ou de distribution et d'autorisation de distribution d'énergie électrique qui dispose que « la concession peut être résiliée pour les motifs prévus dans le contrat notamment :

- (...) ;
- *Sur initiative de l'autorité concédante, en cas de manquements graves du concessionnaire ou pour motif impérieux d'intérêt général. Dans ce cas l'autorité concédante prononce elle-même la résiliation du contrat après avis conforme de l'ARSE ;*
- (...). ».

Du reste, le droit reconnu à la personne publique contractante de résilier unilatéralement le contrat administratif pour un motif d'intérêt général, même en l'absence de clause contractuelle en ce sens, est un principe général du droit des contrats administratifs. En l'espèce, la concession en cause revêt les caractères d'un contrat administratif en raison de la présence d'une personne publique (le ministère en charge de l'énergie, autorité contractante) et la participation du contrat à l'exécution d'un service public (le service public de l'électricité).

Quant au motif d'intérêt général invoqué, l'autorité délégante explique que le retrait de la gestion à la Coopérative d'électricité de Bokin est entrepris en vue de confier immédiatement ladite gestion à l'opérateur historique national, à savoir, la Société nationale d'électricité du Burkina (SONABEL), qui est mieux outillé sur les plans technique et financier pour assurer la continuité du service, afin de remédier aux « nombreux désagréments pour les usagers du service public de l'électricité dans la localité » et dont les conséquences sont « négatives sur le fonctionnement des services publics, les activités des usagers et les initiatives de sécurisation engagées dans la Région du Nord ».

Ainsi, la volonté du ministre chargé de l'énergie, autorité délégante, de transférer la gestion du service public de l'électricité de Bokin à la SONABEL, dotée de meilleures capacités et de garanties d'offre de service de qualité, caractérise un motif d'intérêt général de nature à justifier l'opération entreprise.

EN CONCLUSION

Le Conseil dit que :

- l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie est compétente pour émettre l'avis requis ;
- la demande d'avis du Ministre de l'Energie, des Mines et des Carrières est recevable ;
- il est favorable au retrait de la gestion du service public de l'électricité à la Coopérative d'électricité de Bokin.

02 MAI 2025

Fait à Ouagadougou, le



Jean-Baptiste KY
Président

A blue ink signature of Yachine Ouedraogo.

Sidbéwindé Ahmed
Yachine OUEDRAOGO
Membre

A blue ink signature of Léonard Sanon.

Léonard SANON
Membre

**AUTORITE DE REGULATION
DU SECTEUR DE L'ENERGIE**

CONSEIL DE REGULATION



BURKINA FASO

La Patrie ou la Mort, nous Vaincrons

AVIS CONFORME N°2025_ / 0 0 2 / ARSE/CR

du 04 juin 2025 relatif à la demande de licence pour l'installation et l'exploitation d'une centrale thermique de production d'une capacité de 20 MW à Dédougou par la société BIMA LIGHT SOLUTIONS SARL

**Le Conseil de Régulation de l'Autorité
de régulation du secteur de l'énergie**

- Vu** la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie ;
- Vu** le décret n°2017-1011/PRES/PM/ME du 26 octobre 2017 portant fixation des seuils de puissance relatifs aux titres d'exploitation de la production et les limites de rayon de couverture relatifs aux titres d'exploitation de la distribution ;
- Vu** le décret n°2017-1012/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 26 octobre 2017 portant conditions et modalités d'octroi des licences ou autorisations de production d'énergie électrique ;
- Vu** le décret n°2017-1013/PRES/PM/ME/MINEFID/MCIA du 26 octobre 2017 portant adoption d'un cahier des charges applicable aux producteurs d'énergie électrique au Burkina Faso ;
- Vu** le décret n°2020-0278/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 16 avril 2020 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu** la décision n°2023-007/ARSE/CR du 27 mars 2023 portant règlement intérieur du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;

Vu la lettre n°025/0218/MEMC/SG/DGE/DEC du 18 avril 2025 du Ministre de l'Energie, des Mines et des Carrières transmettant deux (02) demandes de licences de production d'énergie pour avis ;

Vu les pièces du dossier joint à la demande ;

Sur rapport des Directeurs techniques de l'ARSE ;

Après en avoir délibéré le 04 juin 2025 ;

I. SITUATION-CONTEXTE

La société BIMA LIGHT SOLUTIONS SARL (ci-après « BIMA Sarl ») et la Société nationale d'électricité du Burkina (SONABEL) ont conclu, le 18 octobre 2024, un contrat d'achat d'électricité dont l'objet porte sur la construction d'une centrale thermique d'une capacité 20 MW à Dédougou afin de renforcer le parc de production de la SONABEL.

L'exploitation d'infrastructures de production d'énergie électrique étant soumise à l'obtention préalable d'une licence ou d'une autorisation, la société BIMA Sarl a, par courrier en date du 28 mars 2025, adressé au Ministre de l'Energie, des Mines et des Carrières, une demande de licence de production d'énergie électrique.

Pour faire suite à cette demande, le Ministre chargé de l'Energie a, conformément à la procédure en la matière, transmis le dossier à l'ARSE par courrier n°025/0218/MEMC/SG/DGE/DEC/ du 18 avril 2025, enregistré à l'ARSE le 28 avril 2025 sous le numéro 249, pour requérir son avis conforme.

II. ANALYSE DU CONSEIL DE REGULATION

A. Sur la recevabilité de la demande

L'article 4 du Décret n°2020-0278/PRES/PM/MEMC/ME/MINEFID/ portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie dispose en son 13^{ème} tiret que « dans le cadre de ses attributions, l'ARSE (...) rend des avis sur requête du ministre chargé de

l'énergie ». Le dernier alinéa de cette même disposition précise que l'ARSE « donne un avis conforme sur :

- L'octroi, le renouvellement, la révision, la modification ou le retrait des concessions, des licences et autorisations dans le secteur de l'énergie ;
- (..) ».

Aux termes de l'article 7 du décret n°2017-1012/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 26 octobre 2017 portant conditions et modalités d'octroi des licences ou autorisations de production d'énergie électrique, en matière d'octroi des licences et autorisations de production, le dossier de demande est transmis à l'ARSE par le ministre en charge de l'énergie dans le délai de quatorze (14) jours à compter de sa réception du demandeur ;

Le Conseil constate cependant, qu'enregistrée le 24 mars 2025 par le ministère en charge de l'énergie, la demande n'a été transmise à l'ARSE que le 28 avril 2025, soit plus de quatorze (14) jours après.

Cependant, le Conseil considérant que la centrale de production envisagée s'inscrit dans le cadre de projets d'urgence dans le secteur pour juguler les déficits fréquents de capacité, notamment en période de pointe, estime qu'il y a lieu de déclarer la demande recevable.

En conséquence, le Conseil dit que le dossier est recevable en la forme.

B. Sur le fond

1. Observations sur les caractéristiques de la centrale

Le Conseil constate, pour le regretter, qu'aucune pièce du dossier ne spécifie le type de carburant qui alimentera la centrale.

Par ailleurs, il ressort de la description technique des installations versée au dossier que la centrale est prévue pour être raccordée en 33 kV. Or, selon l'article 13, 1. du Code de raccordement, toute installation de production d'électricité dont la puissance est supérieure ou égale à 10 MW et inférieure à 30 MW est raccordée en 90 kV. Une telle installation peut être exceptionnellement raccordée en 33 kV, dans les conditions prévues au 2. du même article. Ainsi, si le raccordement devrait être fait en 33 kV, il le serait à titre exceptionnel et les motifs de cette dérogation devra être soumis à l'approbation préalable de l'ARSE.

Cependant, les recherches entreprises par les services techniques de l'ARSE auprès de la SONABEL ont permis de compléter les informations manquantes, notamment, de savoir que le carburant qui alimentera la centrale est le Diesel Distillate-Oil (DDO) et que des études de raccordement ont été effectuées pour s'assurer que nonobstant le niveau de la puissance installée (20 MW), le raccordement de la centrale en 33 kV est possible et même plus optimal.

2. Analyse du dossier suivant les critères d'octroi d'une licence de production

Aux termes de l'article 5 du décret n°2017-1012/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 26 octobre 2017 portant conditions et modalités d'octroi des licences ou autorisations de production d'énergie électrique, la licence de production est accordée au regard de critères ci-après :

1. la puissance installée ;
2. la capacité à mener à bien les activités pour lesquelles la licence est accordée ;
3. l'expérience dans le domaine de l'énergie électrique ;
4. l'aptitude au respect des règles en matière de protection des personnes, des biens et de l'environnement ;
5. l'aptitude à assumer la responsabilité découlant de l'activité de production d'énergie électrique ;
6. l'aptitude à promouvoir les capacités de production d'énergie électrique fondées sur des sources d'énergie conformes à la politique énergétique du Burkina Faso ;
7. la capacité à contribuer à assurer la continuité, la qualité et la sécurité du service public de l'énergie électrique dans les limites de sa responsabilité ;
8. la compétitivité des prix de cession de l'énergie électrique produite.

De l'analyse du dossier, il ressort ce qui suit :

Sur la puissance installée

Aux termes de l'article 3 du décret n°2017-1011/PRES/PM/ME du 26 octobre 2017 portant fixation des seuils de puissance relatifs aux titres d'exploitation de la production et les limites de rayon de couverture relatifs

aux titres d'exploitation de la distribution, les installations de production thermique d'une puissance installée maximale supérieure à 2000 kW sont soumises au régime de la licence.

A la lumière des dossiers soumis, le projet porte sur la construction d'une centrale thermique de 20 MW à Dédougou.

Il s'en suit que le critère de la puissance installée est rempli.

Sur la capacité à mener à bien les activités pour lesquelles la licence est accordée et l'expérience dans le domaine de l'énergie électrique

Le dossier soumis par BIMA Sarl présente des expériences estimables acquises par son partenaire stratégique T20 AFRICA, dans le développement et l'exploitation de centrales thermiques, d'infrastructures énergétiques hybrides ainsi que de solutions décentralisées en Afrique, aux Etats Unis et en Europe. L'équipe de projet est également composée de personnel qualifié et expérimenté au regard des curriculum vitae contenus dans le dossier.

Au regard de ces expériences, le Conseil estime que BIMA Sarl dispose des compétences techniques requises pour mener à bien les activités de développement et d'exploitation d'infrastructures électriques.

Sur le respect des règles en matière de protection des personnes, des biens et de l'environnement et l'aptitude à assumer la responsabilité civile découlant de l'activité de production d'énergie électrique

BIMA Sarl a prévu, à la lecture de son dossier technique d'intégrer, des mesures de protection de l'environnement telles que la réduction du bruit en logeant ses générateurs dans des enceintes insonorisées, de gérer les déchets en procédant à l'élimination des huiles usées et le filtre pour éviter la contamination de l'environnement ainsi que le contrôle des émissions en respectant les normes internationales en matière d'émission de diesel.

Au-delà de ces précautions prévues, BIMA Sarl s'engage à effectuer une étude d'impact environnemental et social du développement de la centrale conformément à la réglementation applicable en la matière. Elle s'engage, en outre, à contracter des assurances nécessaires pour la protection des installations, des personnes et des biens.

Le Conseil estime, au regard de ces engagements formels, que la société remplit ces critères.

Sur l'aptitude à promouvoir les capacités de production d'énergie électrique fondées sur des sources d'énergie conformes à la politique énergétique du Burkina Faso

La production d'électricité par centrale thermique envisagée par BIMA Sarl l'est à la demande de l'Etat du Burkina et de la SONABEL. Cette technologie est conforme à la politique énergétique du Burkina Faso, comme étant prévue par la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie.

Sur la capacité à contribuer à assurer la continuité, la qualité et la sécurité du service public de l'énergie électrique dans les limites de sa responsabilité

La satisfaction de ce critère est étroitement liée à l'expérience de la société BIMA LIGHT SOLUTIONS en matière de construction, d'entretien et d'exploitation de centrales thermiques de grande puissance. Cette expérience ayant été constatée ci-dessus, le Conseil conclut que le critère est rempli.

Sur la compétitivité des prix de cession de l'énergie électrique produite

Le Conseil note que le modèle économique du projet repose sur la vente d'énergie électrique à la SONABEL selon les termes contractuels définis dans le Contrat d'achat d'énergie (CAE). De même, il ressort du dossier qu'un partenariat stratégique a été établi avec T20 Africa pour la mise à disposition des équipements et la gestion opérationnelle du projet, avec un paiement mensuel de 757,8 millions de FCFA.

Par ailleurs, il est relevé qu'il est prévu que l'implantation du projet sera prise en charge entièrement par T20 Africa.

Enfin, il ressort du dossier que le CAE est signé pour une durée de cinq (05) ans avec un tarif de vente fixé à 32 FCFA/kWh.

Cependant, le Conseil regrette l'absence au dossier du CAE, du contrat de partenariat BIMA Sarl-T20 Africa, d'un document spécifiant le coût total de l'investissement et, tout simplement, un modèle financier reflétant les coûts initiaux de charges d'investissement, de charges fiscales et sociales, la rentabilité du projet, les flux de trésorerie, pour une meilleure analyse économique et financière du projet.

Nonobstant ces insuffisances du dossier, au regard de l'urgence du projet, des recherches ont été entreprises par l'ARSE auprès de la SONABEL, lesquelles ont permis de mieux éclairer la religion du Conseil sur le modèle économique du projet. Après analyse, le Conseil estime que le tarif de cession de 32 FCFA/kWh est compétitif en comparaison avec le coût moyen de production aux postes combustibles et huile de centrales similaires (PIE) au Burkina Faso, qui est de 52 francs CFA.

CONCLUSION

Au regard de ce qui précède, le Conseil de régulation dit que le dossier satisfait aux conditions de forme et de fond requises pour l'octroi d'une licence de production d'énergie électrique.

Par ces motifs, le Conseil émet un avis conforme favorable à l'octroi d'une licence de production d'énergie électrique à la société BIMA LIGHT SOLUTIONS SARL pour la conception, le financement, la construction et l'exploitation d'une centrale thermique de 20 MW à Dédougou.

Fait à Ouagadougou, le 05 JUIN 2025


Jean-Baptiste KY
Président


Sidbéwindé Ahmed
Yachine OUEDRAOGO
Membre


Léonard SANON
Membre

**AUTORITE DE REGULATION
DU SECTEUR DE L'ENERGIE**



BURKINA FASO
La Patrie ou la Mort, nous Vaincrons

CONSEIL DE REGULATION

AVIS CONFORME N°2025_ / 0 0 3 / ARSE/CR

du 04 juin 2025 relatif à la demande de licence pour l'installation et l'exploitation d'une centrale thermique de production d'une capacité de 20 MW à Ouahigouya par la société BIMA LIGHT SOLUTIONS SARL

**Le Conseil de Régulation de l'Autorité
de régulation du secteur de l'énergie**

- Vu** la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie ;
- Vu** le décret n°2017-1011/PRES/PM/ME du 26 octobre 2017 portant fixation des seuils de puissance relatifs aux titres d'exploitation de la production et les limites de rayon de couverture relatifs aux titres d'exploitation de la distribution ;
- Vu** le décret n°2017-1012/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 26 octobre 2017 portant conditions et modalités d'octroi des licences ou autorisations de production d'énergie électrique ;
- Vu** le décret n°2017-1013/PRES/PM/ME/MINEFID/MCIA du 26 octobre 2017 portant adoption d'un cahier des charges applicable aux producteurs d'énergie électrique au Burkina Faso ;
- Vu** le décret n°2020-0278/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 16 avril 2020 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu** la décision n° 2023-007/ARSE/CR du 27 mars 2023 portant règlement intérieur du Conseil de régulation de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie ;
- Vu** la lettre n°025/0218/MEMC/SG/DGE/DEC du 18 avril 2025 du Ministre de l'Energie, des Mines et des Carrières transmettant deux (02) demandes de licences de production d'énergie pour avis ;

Vu les pièces du dossier joint à la demande ;
Sur rapport des Directeurs techniques de l'ARSE ;
Après en avoir délibéré le 04 juin 2025 ;

I. SITUATION-CONTEXTE

La société BIMA LIGHT SOLUTIONS SARL (ci-après « BIMA Sarl ») et la Société nationale d'électricité du Burkina (SONABEL) ont conclu, le 18 octobre 2024, un contrat d'achat d'électricité dont l'objet porte sur la construction d'une centrale thermique d'une capacité 20 MW à Ouahigouya afin de renforcer le parc de production de la SONABEL.

L'exploitation d'infrastructures de production d'énergie électrique étant soumise à l'obtention préalable d'une licence ou d'une autorisation, la société BIMA Sarl a, par courrier en date du 28 mars 2025, adressé au Ministre de l'Energie, des Mines et des Carrières, une demande de licence de production d'énergie électrique.

Pour faire suite à cette demande, le Ministre chargé de l'Energie a, conformément à la procédure en la matière, transmis le dossier à l'ARSE par courrier n°025/0218/MEMC/SG/DGE/DEC/ du 18 avril 2025, enregistré à l'ARSE le 28 avril 2025 sous le numéro 249, pour requérir son avis conforme.

II. ANALYSE DU CONSEIL DE REGULATION

A. Sur la recevabilité de la demande

L'article 4 du Décret n°2020-0278/PRES/PM/MEMC/ME/MINEFID/ portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie dispose en son 13^{ème} tiret que « dans le cadre de ses attributions, l'ARSE (...) rend des avis sur requête du ministre chargé de l'énergie ». Le dernier alinéa de cette même disposition précise que l'ARSE « donne un avis conforme sur :

- L'octroi, le renouvellement, la révision, la modification ou le retrait des concessions, des licences et autorisations dans le secteur de l'énergie ;
- (...) ».

Aux termes de l'article 7 du décret n°2017-1012/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 26 octobre 2017 portant conditions et modalités d'octroi des licences ou autorisations de production d'énergie électrique, en matière d'octroi des licences et autorisations de production, le dossier de demande est transmis à l'ARSE par le ministre en charge de l'énergie dans le délai de quatorze (14) jours à compter de sa réception du demandeur ;

Le Conseil constate cependant, qu'enregistrée le 24 mars 2025 par le ministère en charge de l'énergie, la demande n'a été transmise à l'ARSE que le 28 avril 2025, soit plus de quatorze (14) jours après.

Cependant, le Conseil considérant que la centrale de production envisagée s'inscrit dans le cadre de projets d'urgence dans le secteur pour juguler les déficits fréquents de capacité, notamment en période de pointe, estime qu'il y a lieu de déclarer la demande recevable.

En conséquence, le Conseil dit que le dossier est recevable en la forme.

B. Sur le fond

1. Observations sur les caractéristiques de la centrale

Le Conseil constate, pour le regretter, qu'aucune pièce du dossier ne spécifie le type de carburant qui alimentera la centrale.

Par ailleurs, il ressort de la description technique des installations versée au dossier que la centrale est prévue pour être raccordée en 33 kV. Or, selon l'article 13, 1. du Code de raccordement, toute installation de production d'électricité dont la puissance est supérieure ou égale à 10 MW et inférieure à 30 MW est raccordée en 90 kV. Une telle installation peut être exceptionnellement raccordée en 33 kV, dans les conditions prévues au 2. du même article. Ainsi, si le raccordement devrait être fait en 33 kV, il le serait à titre exceptionnel et les motifs de cette dérogation devra être soumis à l'approbation préalable de l'ARSE.

Cependant, les recherches entreprises par les services techniques de l'ARSE auprès de la SONABEL ont permis de compléter les informations manquantes, notamment, de savoir que le carburant qui alimentera la centrale est le Diesel Distillate-Oil (DDO) et que des études de raccordement ont été effectuées pour s'assurer que nonobstant le niveau

de la puissance installée (20 MW), le raccordement de la centrale en 33 kV est possible et même plus optimal.

1. Analyse du dossier suivant les critères d'octroi d'une licence de production

Aux termes de l'article 5 du décret n°2017-1012/PRES/PM/ME/MCIA/MINEFID du 26 octobre 2017 portant conditions et modalités d'octroi des licences ou autorisations de production d'énergie électrique, la licence de production est accordée au regard de critères ci-après :

1. la puissance installée ;
2. la capacité à mener à bien les activités pour lesquelles la licence est accordée ;
3. l'expérience dans le domaine de l'énergie électrique ;
4. l'aptitude au respect des règles en matière de protection des personnes, des biens et de l'environnement ;
5. l'aptitude à assumer la responsabilité découlant de l'activité de production d'énergie électrique ;
6. l'aptitude à promouvoir les capacités de production d'énergie électrique fondées sur des sources d'énergie conformes à la politique énergétique du Burkina Faso ;
7. la capacité à contribuer à assurer la continuité, la qualité et la sécurité du service public de l'énergie électrique dans les limites de sa responsabilité ;
8. la compétitivité des prix de cession de l'énergie électrique produite.

De l'analyse du dossier, il ressort ce qui suit :

Sur la puissance installée

Aux termes de l'article 3 du décret n°2017-1011/PRES/PM/ME du 26 octobre 2017 portant fixation des seuils de puissance relatifs aux titres d'exploitation de la production et les limites de rayon de couverture relatifs aux titres d'exploitation de la distribution, les installations de production thermique d'une puissance installée maximale supérieure à 2000 kW sont soumises au régime de la licence.

A la lumière des dossiers soumis, le projet porte sur la construction d'une centrale thermique de 20 MW à Ouahigouya.

Il s'en suit que le critère de la puissance installée est rempli.

Sur la capacité à mener à bien les activités pour lesquelles la licence est accordée et l'expérience dans le domaine de l'énergie électrique

Le dossier soumis par BIMA Sarl présente des expériences estimables acquises par son partenaire stratégique T20 AFRICA, dans le développement et l'exploitation de centrales thermiques, d'infrastructures énergétiques hybrides ainsi que de solutions décentralisées en Afrique, aux Etats Unis et en Europe.

L'équipe de projet est également composée de personnel qualifié et expérimenté au regard des curriculum vitae contenus dans le dossier.

Au regard de ces expériences, le Conseil estime que BIMA Sarl dispose des compétences techniques requises pour mener à bien les activités de développement et d'exploitation d'infrastructures électriques.

Sur le respect des règles en matière de protection des personnes, des biens et de l'environnement et l'aptitude à assumer la responsabilité civile découlant de l'activité de production d'énergie électrique

BIMA Sarl a prévu, à la lecture de son dossier technique d'intégrer, des mesures de protection de l'environnement telles que la réduction du bruit en logeant ses générateurs dans des enceintes insonorisées, de gérer les déchets en procédant à l'élimination des huiles usées et le filtre pour éviter la contamination de l'environnement ainsi que le contrôle des émissions en respectant les normes internationales en matière d'émission de diesel.

Au-delà de ces précautions prévues, BIMA Sarl s'engage à effectuer une étude d'impact environnemental et social du développement de la centrale conformément à la réglementation applicable en la matière. Elle s'engage, en outre, à contracter des assurances nécessaires pour la protection des installations, des personnes et des biens.

Le Conseil estime, au regard de ces engagements formels, que la société remplit ces critères.

Sur l'aptitude à promouvoir les capacités de production d'énergie électrique fondées sur des sources d'énergie conformes à la politique énergétique du Burkina Faso

La production d'électricité par centrale thermique envisagée par BIMA Sarl l'est à la demande de l'Etat du Burkina et de la SONABEL. Cette technologie est conforme à la politique énergétique du Burkina Faso, comme étant prévue par la loi n°014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie.

Sur la capacité à contribuer à assurer la continuité, la qualité et la sécurité du service public de l'énergie électrique dans les limites de sa responsabilité

La satisfaction de ce critère est étroitement liée à l'expérience de la société BIMA LIGHT SOLUTIONS en matière de construction, d'entretien et d'exploitation de centrales thermiques de grande puissance. Cette expérience ayant été constatée ci-dessus, le Conseil conclut que le critère est rempli.

Sur la compétitivité des prix de cession de l'énergie électrique produite

Le Conseil note que le modèle économique du projet repose sur la vente d'énergie électrique à la SONABEL selon les termes contractuels définis dans le Contrat d'achat d'énergie (CAE). De même, il ressort du dossier qu'un partenariat stratégique a été établi avec T20 Africa pour la mise à disposition des équipements et la gestion opérationnelle du projet, avec un paiement mensuel de 757,8 millions de FCFA.

Par ailleurs, il est relevé qu'il est prévu que l'implantation du projet sera prise en charge entièrement par T20 Africa.

Enfin, il ressort du dossier que le CAE est signé pour une durée de cinq (05) ans avec un tarif de vente fixé à 32 FCFA/kWh.

Cependant, le Conseil regrette l'absence au dossier du CAE, du contrat de partenariat BIMA Sarl-T20 Africa, d'un document spécifiant le coût total de l'investissement et, tout simplement, un modèle financier reflétant les coûts initiaux de charges d'investissement, de charges fiscales et sociales, la

rentabilité du projet, les flux de trésorerie, pour une meilleure analyse économique et financière du projet.

Nonobstant ces insuffisances du dossier, au regard de l'urgence du projet, des recherches ont été entreprises par l'ARSE auprès de la SONABEL, lesquelles ont permis de mieux éclairer la religion du Conseil sur le modèle économique du projet. Après analyse, le Conseil estime que le tarif de cession de 32 FCFA/kWh est compétitif en comparaison avec le coût moyen de production aux postes combustibles et huile de centrales similaires (PIE) au Burkina Faso, qui est de 52 francs CFA.

CONCLUSION

Au regard de ce qui précède, le Conseil de régulation dit que le dossier satisfait aux conditions de forme et de fond requises pour l'octroi d'une licence de production d'énergie électrique.

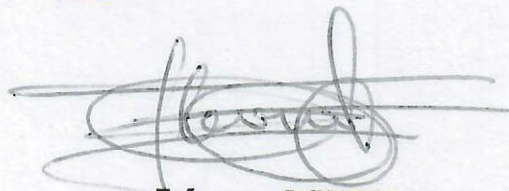
Par ces motifs, le Conseil émet un avis conforme favorable à l'octroi d'une licence de production d'énergie électrique à la société BIMA LIGHT SOLUTIONS SARL pour la conception, le financement, la construction et l'exploitation d'une centrale thermique de 20 MW à Ouahigouya.

Fait à Ouagadougou, le 05 JUIN 2025


Jean-Baptiste KY
Président




Sidbéwindé Ahmed
Yachine OUEDRAOGO
Membre


Léonard SANON
Membre



Arrondissement n°5 - secteur n°24 (ZAD)
Rue Georges OUEDRAOGO dit le Gandaogo national
10 BP 13153 Ouagadougou 10 - Burkina Faso



(+226) 25 41 20 38



infos@arse.bf



www.arse.bf



@Autorité de Régulation du Secteur de l'Énergie

CONCEPTION ET IMPRESSION:
RASHCOM ☎ 25 41 06 03 / 67 47 47 47