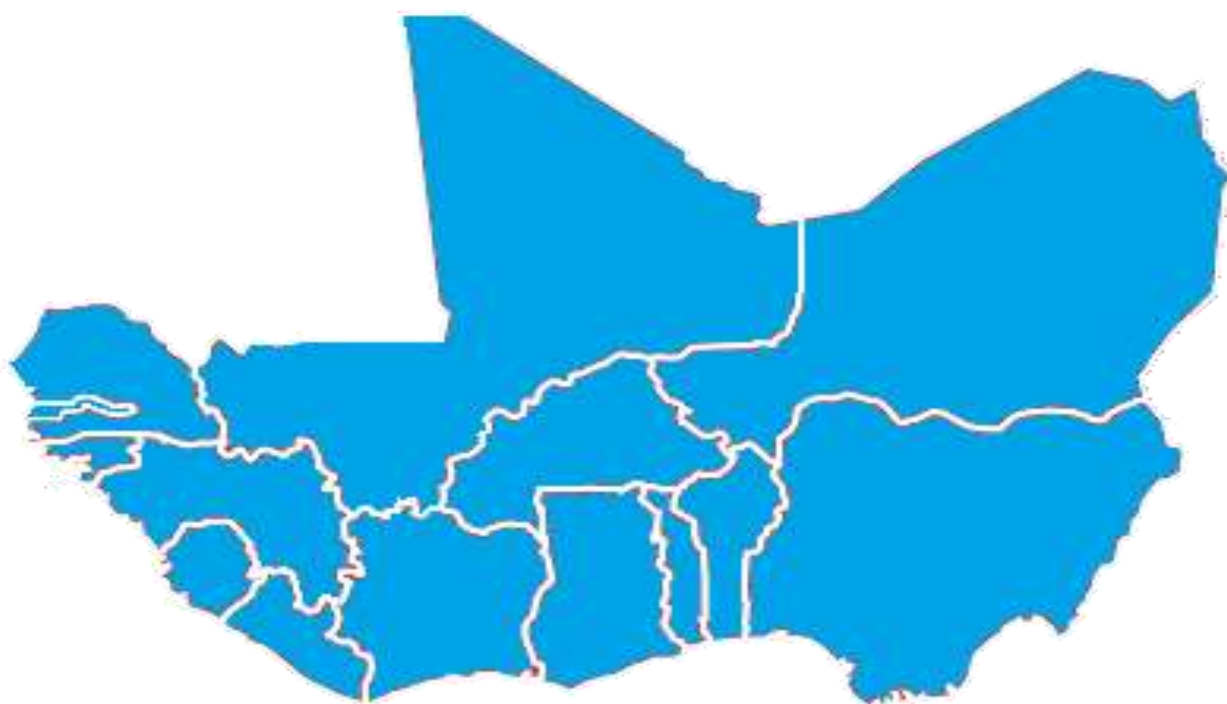




CODES DU MARCHÉ REGIONAL DE L'ELECTRICITE OUEST AFRICAIN

CMRE-OA

V1.0 - SEPTEMBRE 2025

CODES DU MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE OUEST AFRICAIN

CMRE-OA

- ☐ DECISION No.018/ERERA/25
- ☐ GLOSSAIRE ET DÉFINITIONS (GD)
- ☐ CONDITIONS GÉNÉRALES (CG)
- ☐ CODE DE PLANIFICATION (CP)
- ☐ CODE D'EXPLOITATION (OC)
- ☐ CODE DE RACCORDEMENT (CC)
- ☐ CODE DE MARCHÉ (MC)
- ☐ CODE DE COMPTAGE (MTC)
- ☐ CODE DE FORMATION DES
OPERATEURS DU SYSTEME (OpTC)



DECISION N°018/ERERA/25

Portant approbation des Codes du Marché Régional de l'Electricité Ouest Africain (CMRE-OA)

Le Conseil de Régulation,

VU l'Acte additionnel A/SA.2/01/08 du 18 janvier 2008 portant création de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) ;

VU le Règlement C/REG.27/12/07 du 15 décembre 2007 tel qu'amendé, portant composition, organisation, attributions et fonctionnement de l'ARREC notamment en ses articles 18.2(b) et 18.3(c);

VU la Directive C/DIR.1/06/13 du 21 juin 2013 sur l'organisation du marché régional de l'électricité ;

VU les Règles du Marché Régional pour le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) approuvées par Décision N°005/ERERA/15, notamment en son article 39 ;

VU la lettre réf. : WAPP/2023/SG/DICC/ja/mm/ria/019 du 26 janvier 2023 du Secrétariat Général de l'EEEOA transmettant à l'ARREC, pour adoption, le Code de Réseau de l'EEEOA.

CONSIDERANT le rapport de la vingt troisième réunion conjointe des Comités Consultatifs des Régulateurs et des Opérateurs de l'ARREC du 23 juillet 2024 recommandant l'adoption du Code de Réseau de l'EEEOA par le Conseil de Régulation de l'ARREC,

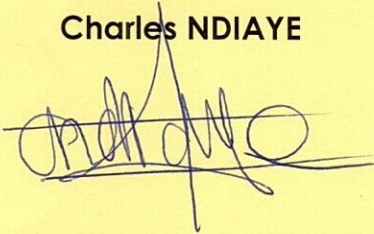
CONSIDERANT le procès-verbal de la quatre-vingt-neuvième réunion du Conseil de Régulation de l'ARREC tenue le 13 septembre 2025 qui a examiné le projet de Code de Réseau de l'EEEOA et l'a intitulé « Codes du Marché Régional de l'Electricité Ouest Africain (CMRE-OA) », §

DECIDE

1. Les Codes du Marché Régional de l'Électricité Ouest-Africain (CMRE-OA), ci-joints, sont approuvés par le Conseil de Régulation.
2. Toutes dispositions des décisions antérieures du Conseil de Régulation contraires à la présente décision sont abrogées, notamment celles des décisions N° 5, N° 7, N° 10 et N° 14.
3. Les Codes du Marché Régional de l'Électricité Ouest-Africain (CMRE-OA) seront publiés au Bulletin Officiel et sur le site internet de l'ARREC.

Fait à Tutu Akwapem, GHANA, le 13 septembre 2025

Charles NDIAYE

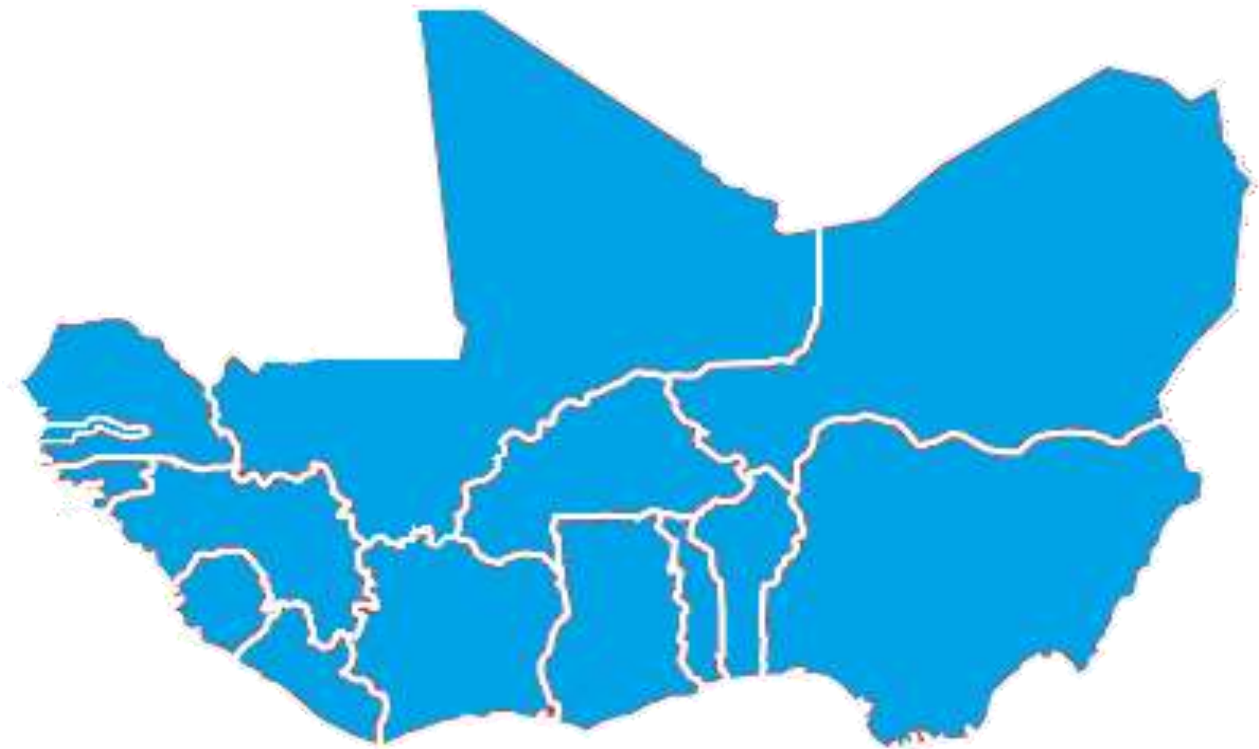


Membre du Conseil

Kocou Laurent Rodrigue Tossou



Président



GD – GLOSSAIRE ET DÉFINITIONS

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
GD 1. TERMES ET DEFINITIONS	3
GD 2. SYMBOLES ET UNITES DE MESURE	70

GD 1. TERMES ET DEFINITIONS

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Abus de position dominante		tel que défini dans le MC 21.2.7	1	Abuse of Dominant Position		as defined in MC 21.2.7
Accord d'exploitation		désigne, pour chaque Installation à raccorder au Réseau de transport, un contrat signé entre un propriétaire d'installation et le Gestionnaire de réseau concerné qui définit les responsabilités respectives dans le cadre de l'exploitation et du contrôle des parties fonctionnelles du réseau de transport pertinent.	243	Operational Agreement		means, for each Facility to be connected to the Grid, a contract agreed upon and signed between a Facility Owner and the relevant Grid Operator that define the respective responsibilities in the context of the operation and control of the functional portions of the Relevant Grid.
Accord d'interconnexion		désigne un document détaillé pour chaque Interconnexion transfrontalière, entre deux ou plusieurs Parties, précisant les accords sur la gestion de l'Interconnexion transfrontalière.	175	Interconnection Agreement		means a detailed document for each Cross-Border Interconnection between two or more Parties, specifying agreements on the management of the Cross-Border Interconnection.
Accord de participation au marché		désigne un Accord en vertu duquel l'OSM et chaque Participant au marché acceptent d'observer et d'appliquer les règles des Codes du MRE.	206	Market Participant Agreement		Agreement under which the SMO and each Market Participant shall agree to, observe and perform the requirements of the REM Codes.
Accord inter-Gestionnaire de réseau		Désigne l'accord contraignant entre les Gestionnaires de réseau qui fixe leur statut de conformité et les rend réciproquement responsables dans la mise en œuvre des Codes du MRE. Tel que défini dans les Conditions Générales.	176	Inter-Grid Operators Agreement		Is the binding agreement among Grid Operators that fixes their status of compliance and make them reciprocally liable in implementing the REM Codes. As defined in the General Conditions.
Accumulation de capacités		tel que défini dans le MC 21.2.8	38	Capacity Hoarding		as defined in MC 21.2.8
Acheteur		Un Participant au marché qui achète de l'électricité dans le Marché régional d'électricité.	37	Buyer		A Market Participant that purchases electricity in the Regional Electricity Market.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Acteurs du marché		Désignent les Entités qui exercent des activités de Production, de fourniture, de transport, de distribution et de négoce d'électricité, y compris les consommateurs éligibles, ainsi que les autorités de régulation nationales et les autres institutions nationales et régionales impliquées dans le fonctionnement MRE.	200	Market Actors		mean Entities engaged in the activities of Generation, supply, transmission, distribution, and trading of electricity, including eligible customers, the national regulatory authorities and other national and regional institutions involved in the functioning of the REM.
Action corrective		désigne toutes les actions Opérationnelles nécessaires pour éviter les effets en cascade après la survenue d'une Contingence figurant sur la Liste des contingences.	294	Remedial Action		means any Operational action needed to avoid cascading effects after the occurrence of a Contingency on the Contingency List.
Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau		signifie, dans le Cadre des dispositions transitoires, le document contraignant en vertu duquel chaque Gestionnaire de réseau prend des dispositions pour répertorier les Non-conformités des Gestionnaires de réseau (le cas échéant) au moment de l'approbation des Codes du MRE et met en place une feuille de route pour les résoudre. L'Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau comporte également des actions visant à adapter les réglementations nationales aux dispositions des Codes du MRE.	3	Addendum to the Inter-Grid Operators Agreement		means, within the Transitional Provisions Framework, the binding document where each Grid Operator arranges to list the Grid Operator Non-compliances (if any) at the moment of approval of the REM Codes and to provide a roadmap to solve them. The Addendum to the Inter-Grid Operators Agreement also entails actions aimed at adapting national regulations to the provisions of the REM Codes.
Adéquation		désigne la capacité du Système Electrique à satisfaire à tout moment la Demande en prenant en compte les Indisponibilités Planifiées et/ou les Indisponibilités Fortuites. (Tel que défini dans OC6.6 du Code d'exploitation)	4	Adequacy		means the ability of the Power System to always meet the Demand, taking into consideration Planned Outages and/or Forced Outages (as defined in OC 6.6 of the Operation Code)
Allocation implicite		désigne l'allocation de la capacité de transport incluse (implicitement) dans' les Offres d'achat et/ou Offres de vente placées dans le DAM.	163	Implicit Allocation		means the allocation of transmission capacity included (implicitly) in the Offers and/or Bids orders placed in the DAM.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Analyse de la stabilité dynamique		désigne l'évaluation de la capacité d'un Système électrique à répondre à un ensemble défini de perturbations et à retrouver les conditions d'un régime permanent acceptable après une phase transitoire. Elle peut être réalisée par un outil informatique de simulation en ligne et hors ligne du comportement dynamique d'un Système électrique. Elle comprend la stabilité de l'angle, de la fréquence et de la tension, ainsi que l'analyse des enregistrements des synchrophaseurs.	97	Dynamic Security Assessment		means the evaluation of the ability of a Power System to withstand a defined set of Contingencies and to survive the transition to an acceptable steady-state condition. It can be performed by computer-based tools used to simulate on-line and off-line the dynamic behaviour of the Power System. It includes the angle, frequency and voltage stability and the analysis of synchrophasor recordings.
Appel de marge		désigne la requête envoyée par la Chambre de compensation à un Participant au marché pour porter sa Marge de négoce à au moins un niveau minimal requis. Tel que défini dans le point MC 14.6 du Code de marché.	199	Margin Call		means the request sent by the Clearing House to a Market Participant to increase its Trading Margin to at least the required minimum level. As defined in MC14.6 of the Market Code.
Autorité de régulation nationale	ARN	désigne l'autorité compétente dans chaque État membre qui est responsable de la fonction de régulation du secteur de l'électricité.	226	National Regulatory Authority	NRA	The competent authority in each Member State that is responsible for the function of regulation of the electricity sector.
Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO	ARREC	Désigne le régulateur du commerce transfrontalier régional de l'électricité dans le Système d'échanges d'énergie électrique de l'Ouest Africain. Il est chargé de réguler le Marché régional de l'électricité, tel que défini par le Règlement C/REG.27/12/07 portant composition, organisation, attributions et fonctionnement de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO	99	ECOWAS Regional Electricity Regulatory Authority	ERERA	Means the regulator of regional cross-border trade of electricity in the West Africa Power Pool. It is mandated to regulate the regional electricity market, as defined by Regulation C/REG.27/12/07 on the Composition, Organization, Functions, and Operations of ECOWAS Regional Electricity Regulatory Authority
Avis de demande de correction		tel que défini dans le MC 23.7.	295	Remedy Request Notice		as defined in MC 23.7

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Avis de Différend		désigne la notification envoyée par la partie lésée d'une contestation, qui identifie et fournit des détails sur la contestation.	237	Notice of Dispute		means the notification sent by the aggrieved Party of a Dispute, which identifies and provides details of the Dispute.
Bande morte de la réponse en fréquence		désigne un intervalle utilisé <i>intentionnellement</i> pour empêcher la commande de fréquence de répondre.	129	Frequency Response Deadband		means an interval used <i>intentionally</i> to make the frequency control unresponsive.
Base de données centrale		a la signification qui est décrite dans le PC 3.1 du Code de Planification.	40	Central Database		it has the meaning given to it in PC 3.1 of the Planning Code.
Base de données de comptage		désigne un système d'informations mis en place et maintenu par les Gestionnaires de réseau et l'OSM dans le but de stocker les Données de comptage.	219	Metering Database		means an information system established and maintained by the Grid Operators and SMO for the purpose of storing Metering Data.
Base de données individuelle		désigne un référentiel d'informations individuelles qui sert au processus de planification.	164	Individual Database		means a repository of Individual Information functional to the planning process.
Base de données régionale		désigne une base de données contenant toutes les informations nécessaires à l'accomplissement des fonctions de l'OSM et à l'enregistrement des résultats et des évolutions du Marché régional d'électricité pour l'information des parties prenantes.	286	Regional Database		means the database which contains all the information necessary for the fulfilment of the functions of the SMO and the recording of Regional Electricity Market results and developments for the information of stakeholders.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Bonnes pratiques de l'Industrie		désigne toutes les pratiques, méthodes et actes mis en œuvre ou approuvés par une partie importante du secteur international des services d'électricité publics au cours de la période considérée, ou toutes les pratiques, méthodes et actes qui, dans l'exercice d'un jugement raisonnable à la lumière des faits connus au moment où la décision est prise, auraient pu permettre d'atteindre le résultat souhaité à un coût raisonnable et compatible avec les bonnes pratiques commerciales, la fiabilité, la sécurité et la rapidité. Ces bonnes pratiques d'utilisation ne sont pas destinées à se limiter aux pratiques, méthodes ou actes optimaux à l'exclusion de tous les autres, mais plutôt à désigner l'ensemble de pratiques, méthodes ou actes acceptables et généralement acceptés au niveau international.	145	Good Utility Practice		means any of the practices, methods and acts engaged in or approved by a significant portion of the international electric utility industry during the relevant time period, or any of the practices, methods and acts which, in the exercise of reasonable judgment in light of the facts known at the time the decision was made, could have been expected to accomplish the desired result at a reasonable cost consistent with good business practices, reliability, safety and expedition. Good Utility Practice is not intended to be limited to the optimum practice, method, or act to the exclusion of all others, but rather to be acceptable practices, methods, or acts generally accepted internationally.
Cadre des dispositions transitoires		désigne le cadre réglementaire énoncé dans les Conditions générales pour permettre à chaque État membre de se conformer pleinement aux dispositions des Codes du MRE, en fonction de la situation spécifique de chaque pays en termes de progrès technique en matière de développement et d'exploitation du Réseau de transport.	345	Transitional Provisions Framework		means the regulatory framework introduced in the General Conditions to allow each Member State to achieve the full compliance with the REM Codes provisions, according to each specific country situation in terms of technical progress in the matters of Transmission System development and operation.
Calendrier du programme de compensation		désigne un calendrier représentant l'échange d'électricité des Gestionnaires de réseau en relation avec un Programme de compensation.	53	Compensation Program Schedule		means a schedule representing the exchange of electricity of Grid Operators related to a Compensation Program.
Candidat		toute Entité demandant à être admise au Marché régional de l'électricité en tant que Participant au marché.	16	Applicant		Any Entity applying for admission to the Regional Electricity Market as a Market Participant.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Capacité de démarrage autonome		désigne la capacité d'une Installation de production à démarrer sans alimentation électrique extérieure pour l'alimentation d'une partie définie du Réseau de transport.	34	Black Start Capability		means the capability of a Generation Facility to start without an external electrical supply to be used to energize a defined portion of the Grid.
Capacité de Production		désigne la puissance maximale qu'une Unité de production peut produire sous certaines conditions.	139	Generation Capacity		Means the maximum electric output a Generation Unit can produce under specific conditions.
Capacité déjà allouée	AAC	désigne la quantité totale [MW] des droits de transport alloués, qu'il s'agisse de programmes de capacité ou d'échange, selon les modalités d'allocation.	10	Already Allocated Capacity	AAC	means the total amount [MW] of allocated transmission rights, whether they are capacity or exchange programs depending on the allocation methods.
Capacité disponible de transfert	ATC	désigne la part de NTC qui reste disponible pour les allocations futures. La valeur ATC est exprimée comme suit : $ATC = NTC - AAC.$ Par conséquent, chaque fois que l'un de ces termes est mentionné plus avant dans le texte, l'équation suivante doit être gardée à l'esprit : $ATC = TTC - TRM - AAC.$	25	Available Transfer Capacity	ATC	means the portion of NTC that remains available for future allocations. ATC is expressed as follows: $ATC = NTC - AAC.$ Therefore, whenever any of these terms are used further in the text the following equation should be borne in mind: $ATC = TTC - TRM - AAC.$
Capacité nette de transfert	NTC	désigne la valeur d'échange maximum [MW] entre deux zones LFC compatibles avec les normes de sécurité applicables dans les deux zones et compte tenu des incertitudes concernant l'état futur des Systèmes électriques interconnectés. Elle est calculée en tant que capacité totale de transfert moins la marge de fiabilité de transport : $NTC = TTC - TRM$	227	Net Transfer Capacity	NTC	means the maximum total exchange programme [MW] between two LFC Areas compatible with security standards applicable in both areas and considering the technical uncertainties on future conditions of the interconnected Power Systems. It is calculated as the Total Transfer Capacity minus the Transmission Reliability Margin: $NTC = TTC - TRM$

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Capacité totale de transfert	TTC	désigne l'échange maximum [MW] programmé entre deux zones LFC conformes aux normes de sécurité d'exploitation applicables à chaque Système électrique, si les conditions futures du Réseau de transport, les modèles de production et de charge ou consommation sont parfaitement connus à l'avance.	338	Total Transfer Capacity	TTC	means the maximum exchange [MW] programmed between two LFC Areas compatible with Operational security standards applicable at each Power System if future Grid conditions, the Generation and Demand patterns are perfectly known in advance.
Cartellisation		tel que défini dans le MC 21.2.2	39	Cartelization		as defined in MC 21.2.2
Cas de base		désigne un ensemble de données, communes à tous les Gestionnaires de réseau, utilisées pour l'analyse du réseau de transport et nécessaires pour simuler les échanges d'électricité transfrontaliers. Cet ensemble de données comprend, pour un point horaire donné, les conditions d'exploitation attendues de l'ensemble du Système électrique, avec le Modèle de réseau commun et les données d'entrée décrivant les modèles de charge ou consommation et de production prévus, et la topologie du réseau de transport, durant l'étude (annuelle, mensuelle, hebdomadaire et journalière).	27	Base Case		means set of data, common for all Grid Operators, used for Grid analysis and needed to simulate cross-border electricity exchanges. The set of data includes, for a certain point in time, the expected Operating Conditions of the whole Power System, with the Common Grid Model and input data describing Demand and Generation patterns forecast and Grid topology at the study time frame (yearly, monthly, weekly and daily).
Cas de base d'échange	BCE	désigne la valeur initiale des échanges entre deux (2) zones de transaction avant toute simulation d'augmentation de puissance.	28	Base Case Exchange	BCE	means the initial exchange between two (2) transaction areas before applying any additional power shift
CEDEAO		désigne la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest	98	ECOWAS		means the Economic Community of West African States
Centre de contrôle		désigne l'ensemble centralisé d'Installations destinées au contrôle et à l'exploitation d'un Réseau de transport par un Gestionnaire de réseau.	67	Control Centre		means the set of centralised facilities intended for the control and operation of a Grid by the Grid Operator.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Chambre de compensation		est une Entité agréée par l'ARREC pour faciliter l'échange de paiements, de titres ou de transactions. La Chambre de compensation se situe entre deux (2) Parties. Son objectif est de réduire le risque qu'une Partie n'honore pas ses obligations en matière de règlement des transactions.	45	Clearing House		is an Entity approved by ERERA to facilitate the exchange of payments, securities, or transactions. The Clearing House stands between two (2) Parties. Its purpose is to reduce the risk of a Party failing to honour its trade settlement obligations.
Charge		est synonyme de Demande.	186	Load		is synonymous to Demand.
Charge interruptible		désigne la charge des Installations de consommation particulières qui peut être réduite d'une valeur fixe de manière fiable sur requête du Gestionnaire de réseau, conformément à un accord spécifique.	178	Interruptible Load		means the Load of particular Demand Facilities which can be reliably reduced by a fixed capacity upon request by the Grid Operator, according to a specific agreement.
Chronologie de négoce		Désigne la période pendant laquelle les participants au marché peuvent soumettre des offres de ventes et des offres d'achats sur l'ETS dans le marché du jour pour le lendemain.	343	Trading Timeline		means timeline during which the Market Participants can submit Offers and Bids to the ETS in the Day-Ahead Market.
Cible à long terme		désigne un objectif à long terme qui doit être poursuivi avec le développement d'une Interconnexion transfrontalière (ex: accès universel à l'électricité, niveaux de réduction de CO2, pourcentage de EnR, stockage,)	192	Long-Term Target	LTT	means a long-term goal that shall be pursued with the development of a Cross-Border Interconnection (e.g. universal electricity access, CO2 reduction levels, percentage of RESs, storage)
Clé de répartition de la variation de la production	GSK	désigne la liste d'ordre de mérite fournie par chaque Gestionnaire de réseau et attribuée à chaque Unité de production dans son Système électrique afin d'augmenter ou de diminuer l'importation/exportation d'électricité du Système électrique.	142	Generation Shift Key	GSK	means the merit order list provided by each Grid Operator and assigned to each Generation Unit in its Power System to increase and decrease the power import into/export from the Power System.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Code de comptage	MTC	désigne la section des Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain qui définit les principes communs et précise les spécifications techniques minimales, ainsi que l'établissement des règles de base pour accéder aux Compteurs, procéder au relevé à distance des Compteurs et collecter les données pour les Gestionnaires de réseau et autres Acteurs du marché.	217	Metering Code	MTC	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa that outlines common principles, and specifies minimum technical and design requirements, as well as establishing the basic rules for accessing the Meters, remotely collect the meter readings, and data collection for the Grid Operators and other Market Actors.
Code de formation des Opérateurs	OpTC	désigne la section des Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain qui définit un cadre formel pour la formation du personnel du Gestionnaire de réseau exploitant le Système électrique afin de s'assurer de façon raisonnable qu'ils aient la connaissance et les compétences nécessaires pour exploiter le Système électrique de manière sûre et fiable, dans toutes les situation et à tout moment.	248	Operators' Training Code	OpTC	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa that defines a standard framework for training of the Grid operator personnel operating the Power System in order to provide reasonable assurance that they have and hold up the knowledge and skills to operate the Power System in a safe and reliable manner under all conditions and at all times.
Code de marché	MC	désigne la section des Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain qui établit le MRE, régit l'exploitation d'un marché efficace, compétitif, transparent et fiable, établit et attribue les fonctions de suivi et de surveillance dans le MRE.	201	Market Code	MC	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa that establishes the REM, governs an efficient, competitive, transparent and reliable market operations, and establishes and assigns the monitoring and surveillance functions of the REM.
Code de planification	PC	désigne la section des Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain définissant et régissant le processus de Planification du développement des interconnexions transfrontalières du Système électrique de l'EEEOA	264	Planning Code	PC	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa that defines and regulates the process for the Development Planning of the Cross-Border Interconnections of the WAPP Power System

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Code de raccordement	CC	désigne la section des Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain qui définit et gouverne les conditions d'accès des Installations de production, de consommation et des Systèmes CCHT aux Réseaux de transport des États membres. L'objectif est de promouvoir le bon fonctionnement et la sécurité du Système électrique de l'EEEOA.	59	Connection Code	CC	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa that defines and governs the conditions for the access of Generation Facilities, Demand Facilities and HVDC Systems to the Grids of the Member States. The aim is to promote the correct functioning and safety of the WAPP Power System.
Code de réseau national		désigne les spécifications et règles techniques de planification et d'exploitation de chaque Système électrique des États membres.	225	National Grid Code		means the technical specifications and rules for the national management of each single Power System of the Member States.
Code d'exploitation	OC	désigne la section Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain qui définit et gouverne les règles de supervision et de contrôle des interconnexions transfrontalières dans le RTIE. Il ne traite pas de l'exploitation ou opération physique des Systèmes électriques (ex : la commutation) ni de l'administration des actifs. Le terme « Exploitation fonctionnelle » ou tout simplement « Exploitation » fait référence au champ d'application du Code d'exploitation.	240	Operation Code	OC	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa that define and governs the rules for supervisory and controlling the Cross-Border Interconnections in the WAPPITS. It does not deal with the Physical Operation of the Power Systems (e.g. switching) and the administration of the assets. The term Functional Operation or simply Operation refers to the scope of the Operation Code.
Code d'identification énergétique	EIC	désigne un code de caractère utilisé dans le MRE pour identifier les Parties dans le système commercial transfrontalier.	104	Energy Identification Code	EIC	means a character code used in the MRE identifying the Parties in the cross-border trading system.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Codes de pratique		désigne un document venant compléter les lois et règlements avec des conseils pratiques détaillés sur la manière de se conformer aux obligations légales contraignantes, à moins qu'une solution alternative présentant la même ou une meilleure efficacité ne soit en place. Il est recommandé que les Codes de pratique élaborés et approuvés en commun soient élaborés et soutenus par tous les États membres.	46	Codes of Practice		means a document that complements laws and regulations and provide detailed practical guidance on how to comply with statutory, regulatory and legal obligations and should be followed unless another solution with the same or better result is in place. Commonly developed and agreed Codes of Practice are advised to be derived and supported across the Member States.
Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain ou Codes du MRE	CMRE-OA	désigne l'ensemble des principes, méthodes et règles techniques communs qui régissent un aspect donné de la gestion du Système électrique de l'EEEOA interconnecté en termes de planification et l'exploitation appropriées du Marché régional de l'électricité (MRE). Les Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain, ci-après dénommés les Codes du MRE comprennent six (6) codes (c'est-à-dire le Code de planification, le Code de raccordement, le Code d'exploitation, le Code du marché, et le Code de formation des opérateurs, le Code de comptage), le glossaire et définitions, ainsi que les conditions générales, dont le contenu s'applique à tous les six (6) Codes.	288	Regional Electricity Market Codes of West Africa or REM Codes	REMC-WA	means the whole of the documents that define the shared principles, methods, technical and commercial rules regulating the different aspects of the management of the interconnected WAPP Power System for the appropriate planning and operation of the Regional Electricity Market (REM). The Regional Electricity Market Codes of West Africa, hereinafter referred to as the REM Codes comprises of six (6) codes (i.e., Planning Code, Connection Code, Operation Code, Market Code, System Operator Training Code, Metering Code), the Glossary and Definitions, and the General Conditions, whose contents apply to all the six (6) Codes.
Comité de surveillance du marché		tel que défini dans le MC 21.5	208	Market Surveillance Committee		as defined in MC 21.5
Commerce circulaire		tel que défini dans le MC 21.2.6	43	Circular Trading		as defined in MC 21.2.6
Compensation		désigne le processus par lequel les Offres de vente et les Offres d'achat sont mises en correspondance et les prix sont déterminés pour le Jour de livraison suivant.	44	Clearing		means the process by which Offers and Bids are matched and prices are determined for the next Delivery Day.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Compteur		désigne un dispositif électrique qui mesure, calcule et enregistre les paramètres prédéfinis tels que l'énergie active, l'énergie réactive ou les deux. Le terme Comptage et ses dérivés sont définis en conséquence.	215	Meter		means an electric device that measures, calculates, and records pre-defined parameters such as active energy, reactive energy or both. The term Metering and its derivatives are defined accordingly.
Compteur de vérification		désigne un Compteur utilisé pour la validation et/ou l'estimation à des fins de règlement, conformément au processus utilisé pour valider, estimer et/ou modifier les Données de comptage brutes pour produire des Données de comptage définitives ou pour reproduire les Données de comptage manquantes.	42	Check Meter		means a Meter used for validation and/or estimation for Settlement purposes in accordance with the process used to validate, estimate, and/or edit raw Metering Data to produce final Metering Data or to replicate missing Metering Data.
Compteur principal		désigne le Compteur de référence qui enregistre des paramètres électriques prédéfinis et peut être consulté et lu à distance. Il doit être différent du Compteur de vérification.	197	Main Meter		means the principal Meter that registers pre-defined electrical parameters and can be remotely accessed and read. It is to be differentiated from the Check Meter.
Condition d'exploitation ou État du réseau		désigne l'ensemble des valeurs de tension, de courant, de fréquence et d'autres paramètres caractérisant la qualité de l'exploitation de toute Installation reliée au Réseau de transport dans une même zone synchrone à un moment donné.	239	Operating Condition or System State		means the set of values of voltage, current, frequency and other parameters characterizing the quality of operation of any Facility connected to the Transmission System in the same Synchronous Area for a given time.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Conditions générales	GC	désigne la section des Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain qui (i) établit les règles générales communes convenues et acceptées par les Etats Membres afin d'aboutir à la création d'un Marché régional de l'électricité robuste, (ii) établit les principes pour l'approbation, la conformité, la mise en œuvre, l'utilisation, et la gestion efficace des Codes du MRE, (iii) fixe les principes fondamentaux à utiliser dans la mise en œuvre des Codes du MRE, si des situations spécifiques ne sont pas couvertes par le Code approprié (ex : circonstances imprévues, force majeure), (iv) intègre tous les aspects généraux non couverts par les Codes individuels.	137	General Conditions	GC	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa that (i) establishes the general rules to be commonly shared and agreed upon by the Member States to support the creation of a robust Regional Electricity Market, (ii) establishes the principles for approval, compliance, implementation and utilization, and ensure the efficient management of the REM Codes, (iii) sets out the over-riding principles to be used in the implementation of the REM Codes, should specific events not be covered by the relevant Code (e.g. Unforeseen Circumstances, Force Majeure), (iv) considers all those general aspects which are not covered in the individual Codes.
Congestion		désigne une condition du Réseau de transport ou de lignes spécifiques qui empêche le flux attendu d'électricité et également les transactions sur le marché d'être effectuées comme prévu, en raison de limitations dans les équipements et les Installations.	57	Congestion		means a condition of the Transmission System or specific lines that prevents the expected flow of electricity and also prevents the market transactions being performed as scheduled, due to limitation in the equipment and Facilities.
Contingence		signifie une indisponibilité non planifiée, c'est-à-dire le déclenchement d'un ou plusieurs éléments de Réseau ne pouvant pas être prédit à l'avance.	62	Contingency		means an Outage that is unplanned, that is the trip of one single or several Network elements that cannot be predicted in advance.
Contingence exceptionnelle		a la signification qui lui a été attribuée dans le OC 3.3.4 du Code d'exploitation.	110	Exceptional Contingency		It has the meaning given to it in OC 3.3.4 of the Operation Code.
Contingence hors dimensionnement		A la signification qui lui a été attribuée dans le OC 3.3.5 du Code d'exploitation.	252	Out of Range Contingency		it has the meaning given to it in OC 3.3.5 of the Operation Code.
Contingence normale		A la signification qui lui a été attribuée dans le OC 3.3.3 du Code d'exploitation.	235	Normal Contingency		It has the meaning given to it in OC 3.3.3 of the Operation Code.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Contrat bilatéral		Accord conclu entre un Acheteur et un Vendeur d'électricité pour la vente et l'achat d'électricité dans une Transaction transfrontalière sur le Marché OTC. Le Vendeur accepte d'injecter, et l'Acheteur accepte de soutirer le volume d'électricité conformément au prix contractuel convenu pour l'Intervalle de négoce ou les Intervalles de négoce concernés.	32	Bilateral Contract		Agreement entered between a Buyer and Seller of electricity for the sale and purchase of electricity in a Cross-Border Transaction under the OTC Market. The Seller agrees to inject, and the Buyer agrees to extract the agreed upon volume of electricity in the relevant Trading Interval or Trading Intervals for a price mutually agreed.
Contrat d'achat d'électricité	PPA	désigne un Contrat bilatéral entre un Acheteur et un Vendeur pour la capacité et/ou l'énergie	267	Power Purchase Agreement	PPA	means a bilateral agreement between a Buyer and a Seller either for capacity and/or energy
Contrats protégés ou contrats avec droits acquis		désigne des contrats à moyen et long terme exécutés avant la date fixée par la résolution sur la date d'entrée en vigueur du Marché régional de l'électricité de la CEDEAO (29 juin 2018), avec la capacité de transmission déjà réservée à moyen et long terme par les institutions régionales compétentes.	147	Grandfathered Contracts or Grandfathered Agreements		means medium- and long-term contracts executed before the date given by the Resolution on the effective date of the ECOWAS Regional Electricity Market (29th June 2018), with the already reserved transmission capacity in the medium- and long-term by the ruling Regional Institutions.
Coordination des indisponibilités ou Coordination des pannes		désigne un processus structuré de coordination entre Gestionnaires de réseau visant à synchroniser l'indisponibilité proposée et optimiser le temps et la durée des indisponibilités résultantes. C'est un sous-processus du Processus de coordination de la planification des indisponibilités.	350	Unavailability Coordination or Outage Coordination		means a structured process of inter Grid Operator coordination to align the proposed unavailability and optimize time and duration of the resulting unavailabilities. It is a sub process of the Outage Planning Coordination Business Process.
Coordonnateur de l'adéquation de la zone synchrone		Fait référence au Gestionnaire de réseau désigné pour chaque Zone synchrone en tant que coordonnateur de la planification pour cette Zone synchrone, conformément au OC 6.9.	328	Synchronous Area Adequacy Coordinator		means designated Grid Operator for each Synchronous Area acting as Area Coordinator of Planning of a Synchronous Area, as per OC 6.9.
Courant Alternatif	CA	désigne le courant électrique qui est une fonction périodique du temps avec composante directe nulle ou, par extension, composante directe négligeable.	11	Alternating Current	AC	means electric current that is a periodic function of time with a zero direct component or, by extension, a negligible direct component.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Courant Continu		signifie le courant électrique indépendant du temps ou, par extension, le courant périodique dont la composante continue est d'importance primordiale.	91	Direct Current	DC	means electric current that is time-independent or, by extension, periodic current the direct component of which is of primary importance.
Courant de détection de défauts		désigne une impulsion de courant injecté par une Unité de production à onduleur ou un Système CCHT pendant et après une variation de tension dans le but d'identifier un défaut.	119	Fast Fault Current		means a current injected by an Inverter-Based Generation Unit or HVDC System during and after a voltage deviation with the aim of identifying a fault.
Courant maximal du système CCHT		désigne le courant de phase le plus élevé, associé à un point d'exploitation à l'intérieur du profil U-Q/Pmax de la Station de conversion CCHT à la puissance active continue maximale à laquelle un Système CCHT peut échanger avec le Réseau de transport à chaque Point de raccordement comme convenu entre le Gestionnaire de réseau national concerné et le Propriétaire du système CCHT.	160	HVDC System Maximum Current		means the highest phase current, associated with an operating point inside the U-Q/Pmax-profile of the HVDC Converter Station at maximum continuous active power which an HVDC system can exchange with the Transmission System at each Connection Point as agreed between the relevant national Grid Operator and the HVDC System Owner.
Déficit		désigne toutes les situations dans lesquelles, pour une raison quelconque, le Système électrique n'est plus capable de couvrir la consommation avec les caractéristiques standards de SoS.	316	Shortage		means any situations in which, for any reason, the Power System is no longer capable of supplying the Demand.
Délestage		désigne l'action d'interrompre la fourniture en électricité d'Installations de consommation ; cela comprend l'UfLS, l'UVLD et le délestage manuel.	187	Load Shedding		means the action to interrupt the electricity supply to Demand Facilities, and it includes the UfLS, UVLD and manual Load Shedding.
Délestage de charge sur fréquence basse	UfLS	désigne une pratique adoptée pour délester des Charges via les relais déclenchés par la fréquence ou ses dérivés.	353	Underfrequency Load Shedding	UfLS	means a practice adopted to shed Loads by means of relays driven by frequency or its derivative.
Délestage de charge sur tension basse	UVLS	désigne une mesure de sécurité destinée à empêcher toute chute grave généralisée de tension en cas de déficit grave des réserves de	352	Under Voltage Load Shedding	UVLS	means a safety measure to prevent widespread voltage collapse in the event of a severe deficit in local or system-wide area reactive power Reserves.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
		puissance réactive locale ou à l'échelle du système.				
Délit d'initié		tel que défini dans le MC 21.2.6	171	Insider Trading		as defined in MC 21.2.6
Demande		désigne la puissance requise à tout ou partie d'une installation, généralement exprimée en kilowatts ou mégawatts, à un instant donné ou en moyenne sur tout intervalle de temps désigné.	85	Demand		means the amount of power required to be delivered to a Facility or part of a Facility, generally expressed in kilowatts or megawatts, at a given instant or averaged over any designated interval of time.
Dépôt de garantie		désigne une somme d'argent qui est donnée comme une mesure de sécurité pour le bénéficiaire, comme une forme de garantie sur la capacité de la Partie à remplir ses obligations contractuelles.	311	Security Deposit		means an amount of money or cash equivalent that is given as a measure of security for the recipient, as a form of guarantee on the ability of the Party to fulfil its contracted obligations.
Déséquilibre		désigne, pour chaque échange d'énergie ayant lieu dans un intervalle de temps donné entre différentes zones LFC, l'écart entre les valeurs respectivement d'échange d'énergie réel mesuré et planifié et tous les écarts intentionnels par rapport à cette programmation.	162	Imbalance		means, for each energy exchange that has taken place in a given time interval between different LFC Areas, the difference between the actual measured energy exchange, and the scheduled energy exchange.
Développement du plan de priorités		désigne la phase du processus de Planification du développement sur une période couvrant 10 ans à l'avance, et réalisée avec une révision périodique de 6 ans, qui fournit une liste définitive de projets de transmission prioritaires au niveau de la CEDEAO.	275	Priority Plan Development		means the phase of the Development Planning process in a time frame that covers 10 years ahead, and performed with 6-years rolling frequency, which delivers a definite list of priority transmission projects at ECOWAS level.
Différend		désigne toute controverse, désaccord ou plainte découlant de ou en relation avec les Codes du MRE et/ou en relation avec la gestion du Marché régional de l'électricité.	92	Dispute		means any controversy, disagreement or claim arising out of or in connection with the REM Codes and/or in the operation of the Regional Electricity Market.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Dispositifs de protection spéciaux		est synonyme de WAPS.	318	Special Protection Scheme		is synonymous to WAPS.
Dispositifs de protection spéciaux	WAPS	désigne un système de protection adopté pour protéger un Système électrique contre une coupure de courant partielle ou totale, ou une baisse de tension, dans des cas d'exploitation où aucun équipement n'est défectueux ou exploité en dehors de ses limites. Cette situation peut survenir après l'élimination d'un défaut très sévère lors d'une période d'exploitation sous contraintes ou lors d'une période de forte augmentation de la consommation.	377	Wide Area Protection System or Special Protection Scheme	WAPS	means a protection system adopted to protect a Power System from a partial or total blackout or brown-out in operational situations when no equipment is faulted or operated outside its limitations. This situation may arise after the elimination of a very serious fault during a period of operation under constraints, or during a period of sharply increased consumption.
Distorsion harmonique totale	THD	désigne le rapport de la valeur efficace du contenu harmonique à la valeur efficace de la composante fondamentale ou de la composante fondamentale de référence d'une grandeur alternative.	337	Total Harmonic Distortion	THD	means ratio of the root means square (r.m.s.) value of the harmonic content to the r.m.s. value of the fundamental component or the reference fundamental component of an alternating quantity.
Document d'échange entre zones de programmation	SAX	désigne le document contenant l'ensemble des données représentant l'échange d'énergie convenu entre deux Gestionnaires de réseau. Ce document est la base du Processus de vérification.	307	Scheduling Area Exchange Document	SAX	means the document containing the data set representing the energy exchange agreed between two Grid Operators. This document is the input for the Verification Process.
Donnée d'exploitation		désigne l'ensemble des données obtenues à partir d'un Système électrique et comprend notamment des données instantanées, des ensembles de données de référence, des données LFC, des données de surveillance de fréquence, des données de campagne de mesure de fréquence, des données sur les échanges d'énergie ainsi que des mesures en temps réel.	244	Operational Data		means the set of data obtained from a Power System and comprises, but not limited to, Snapshots, reference data sets, LFC data, frequency monitoring data, frequency measurement campaign data, data on power exchanges as well as real-time measurements.
Données de comptage		désigne les valeurs électriques mesurées et enregistrées par un Equipement de comptage.	218	Metering Data		means electrical quantities measured and recorded by a Metering Equipment.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Droit de transport physique	PTR	désigne le droit d'importation ou d'exportation d'électricité sur une Interconnexion transfrontalière, attribué à un Participant au marché par toute méthode d'attribution de la capacité (et à la fois pour le marché de gré à gré et le DAM). Le PTR permet à ses détenteurs (participants au marché concernés) de transférer physiquement un certain volume d'électricité pendant une certaine période de temps sur une Interconnexion transfrontalière dans une direction spécifique.	262	Physical Transmission Right	PTR	means the right of import or export of electricity by a Cross-Border Interconnection, allocated to a Market Participant by any capacity allocation methodology (and both for the OTC Market and the DAM). The PTR entitles its holders (relevant Market Participants) to physically transfer a certain volume of electricity in a certain period of time between a Cross-Border Interconnection in a specific direction.
Écart de réglage de zone	ACE	fait référence à la somme de l'écart de réglage de puissance (ΔP), c'est-à-dire la différence en temps réel entre la valeur d'échange de puissance réelle et mesurée en temps réel (P) et le Programme de Zone de réglage (P0) d'une Zone LFC spécifique ou bloc LFC et l'écart de réglage de fréquence ($K \cdot \Delta f$), c'est-à-dire le produit du facteur K et de l'écart de fréquence de la Zone LFC ou bloc LFC donné(e), où l'Écart de réglage de zone est égal à $\Delta P + K \cdot \Delta f$.	17	Area Control Error	ACE	Refers to the sum of the power control error (' ΔP '), that is the real-time difference between the measured actual real-time power interchange value ('P') and the Control Area Program ('P0') of a specific LFC Area or LFC block and the frequency control error (' $K \cdot \Delta f$ '), that is the product of the K-Factor and the frequency deviation of that specific LFC Area or LFC block, where the area control error equals $\Delta P + K \cdot \Delta f$.
Écart maximal de fréquence en régime permanent		désigne l'écart de fréquence maximal attendu après l'apparition d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence auquel la fréquence du système est censée être stabilisée	213	Max Steady State Frequency Deviation		means the maximum expected frequency deviation at which the System Frequency is to be stabilized after the occurrence of an imbalance equal to or less than the Reference Incident.
Écart maximal de fréquence instantané		désigne l'écart de fréquence instantané absolu maximum admis après l'occurrence d'un Déséquilibre égal ou inférieur à l'Incident de référence, au-delà duquel des mesures d'urgence sont activées.	212	Max Instantaneous Frequency Deviation		means the maximum expected absolute instantaneous frequency deviation after the occurrence of an Imbalance equal to or less than the Reference Incident, beyond which emergency measures are activated.
Échange de données		désigne l'envoi et la réception de données entre au moins deux Parties.	77	Data Exchange		means delivery and reception of data between at least two Parties.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Échange de données bilatéral		Échange de données entre deux (2) Parties uniquement.	33	Bilateral Data Exchange		Data Exchange between two (2) Parties only.
Échange de données en temps réel		désigne l'échange de données en temps réel, lequel décrit un état actuel du Système électrique, effectué automatiquement ou sur demande, par exemple après un changement d'état ou de valeur.	280	Real-Time Data Exchange	RTDE	means the Data Exchange in real-time, which describes a current status of the Power System, done automatically or on request e.g. after a change of status or value.
Échange de données multilatéral		désigne un échange de données entre plus de deux Parties.	224	Multilateral Data Exchange		means Data Exchange among more than two Parties.
Échange d'énergie programmé		désigne un échange d'énergie transfrontalier qui a été programmé conformément aux Codes du MRE	305	Scheduled Energy Exchange		means a cross-border energy exchange that has been scheduled to take place in accordance with the REM Codes;
Enchère		désigne une offre placée par un Participant au marché pour l'achat de PTR, soumise dans le cadre d'une Enchère explicite conformément au Code du marché; une telle offre se compose de deux (2) valeurs : la capacité dans un sens du transit et le prix de l'offre, c'est-à-dire, une capacité demandée sur chaque heure de la période (quantité offre) en MW et un prix de l'offre en USD par MW par heure.	19	Auction Bid		means an Offer placed by a Market Participant to purchase PTRs, submitted in an Explicit Auction pursuant to and in compliance with the Market Code; such an Offer consists of two (2) values: capacity in a direction, and Bid Price i.e., a requested Capacity over each hour of the period (bid quantity) in MW and a Bid Price in USD per MW per hour.
Enchère de repli		désigne une Enchère explicite résultant de l'application des procédures de repli prévues dans le MC 6.5.3.	117	Fallback Auction		means an Explicit Auction resulting from applying the fallback procedures in MC 6.5.3.
Enchère explicite		Processus de mise aux enchères dans lequel la capacité de transport sur une Interconnexion transfrontalière est mise aux enchères sur le marché séparément et indépendamment des places de marché où le prix de l'énergie électrique est déterminé.	113	Explicit Auction		Auctioning process where the transmission capacity on a Cross-Border Interconnection is auctioned to the market separately and independently from the marketplaces where electrical energy price is determined.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Energie non-distribuée envisagée	ENDE	désigne dans une zone donnée et pendant une période de temps donnée, l'énergie dont on s'attend à ce qu'elle ne soit pas fournie en raison de ressources insuffisantes pour répondre aux besoins de la Demande.	111	Expected Energy Not Served	EENS	means, in a given zone and during a given time period, the energy which is expected not to be supplied due to insufficient resources to meet Demand needs.
Energie réglante de réseau		désigne la variation de puissance en MW nécessaire pour entraîner un changement de fréquence de 1 Hz autour de la fréquence nominale.	229	Network Power Frequency Characteristic		means an imbalance in MW needed to cause a change of frequency of 1 Hz around the nominal frequency.
Energie réglante globale de réseau		désigne l'énergie réglante (en MW/Hz) de réseau, y compris toute contribution (réglage primaire de l'ensemble du parc de production, autoréglage de la charge).	256	Overall Network Power Frequency Characteristic		means the Network Power Frequency Characteristic (in MW/Hz) including all contribution (Primary Control of all the Generation Fleet, self-regulation of Load).
Energie réglante minimale de réseau		désigne la valeur minimale d'Energie réglante (en MW/Hz) de réseau dans une zone	223	Minimum Network Power Frequency Characteristic		means the minimum Network Power Frequency Characteristic (in MW/Hz) of an area.
Energie réglante moyenne de réseau		Energie réglante du réseau (en MW/Hz), calculée en moyenne sur une période de validité donnée.	26	Average Network Power Frequency Characteristic		Network Power Frequency Characteristic (in MW/Hz) calculated in average over a given validity period.
Entité		désigne toute société, partenariat, trust, coentreprise, association, société ou autre corps privé ou public, ainsi que tout organisme gouvernemental et toute autre entité ou organisme ou catégorie d'entités ou d'organismes désigné par la loi comme entrant dans la définition du mot « Entité ».	107	Entity		means any company, partnership, trust, joint venture, association, corporation or other private or public corporate body, any government agency and any other entity or body or class of entity or body designated by law as coming within the definition of the word "Entity".
Entités de formation		désigne, dans le Code de formation des opérateurs, les Entités assurant la formation du personnel des Gestionnaires de réseau, y compris, mais sans s'y limiter, le personnel des Gestionnaires de réseau lui-même, l'OSM, les experts du monde universitaire, les consultants.	344	Training Entities		means, in the Operators' Training Code, the entities providing training to the Grid Operators' personnel, including, but not limited to Grid Operators personnel itself, the SMO, experts from academia, consultants.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
ENTSO-E		désigne le Réseau européen des Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité, soit 40 Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité dans 36 pays à travers l'Europe. Il est formellement établi et doté de mandats légaux assignés par le Troisième paquet énergie de l'UE adopté en juillet 2009. L'ENTSO-E est dirigé par une assemblée représentant les 40 Gestionnaires de Réseau de transport et par un conseil composé de 12 membres élus.	108	ENTSO-E		Means the European Network of Transmission System Operators for Electricity, which represents 40 electricity transmission system operators from 36 countries across Europe. It was formally established and given legal mandates by the EU's Third Energy Package, which was adopted in July 2009. ENTSO-E is governed by an Assembly representing the 40 Transmission System Operators and by a Board consisting of 12 elected members.
Équipement de comptage		désigne tout appareil utilisé pour mesurer des valeurs électriques et comprend le système de communication permettant le transfert des Données de comptage au réseau de télécommunication via la Base de données de comptage. Il comprend un Compteur, un Transformateur de Courant, un Transformateur de Tension et des dispositifs auxiliaires tels qu'un modem, des connecteurs.	220	Metering Equipment		means any apparatus used to measure electrical quantities and includes the communication system by which Metering Data are transferred by a telecommunication network through the Metering Database. It includes Meter, Current Transformer, Voltage Transformer, and ancillary devices such as a modem, connectors.
Espérance de défaillance de charge	LOLE	désigne, pour une Zone de réglage d'un Gestionnaire de réseau donnée, le nombre d'heures par an où la capacité disponible est insuffisante pour satisfaire la demande.	195	Loss of Load Expectation	LOLE	means, for a given Grid Operator's Control Area, the number of hours per year when the available resource capacity is insufficient to serve the Load.
Estimateur d'état		désigne une application informatique de surveillance, d'analyse et de contrôle en ligne du Système électrique.	322	State Estimator		means a computer-based application for online monitoring, analysis, and control of the Power System.
État d'alerte		a la signification décrite dans le OC 3.4.3 du Code d'exploitation.	8	Alert State		it has the meaning given to it in OC 3.4.3 of the Operation Code.
État de panne généralisée (black-out)		a la signification décrite dans le OC 3.4.7 du Code d'exploitation.	35	Blackout State		it has the meaning given to it in OC 3.4.7 of the Operation Code.
État du réseau		est synonyme de condition de fonctionnement.	334	System State		is synonymous to Operating Condition.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
État membre		désigne tout État connecté au RTIE et dont le Gestionnaire de réseau a signé l'Accord inter-Gestionnaire du réseau. Le terme État non-membre désigne tout État autre qu'un Etat membre.	214	Member State		means any State connected to the WAPPITS whose Grid Operator has signed the Inter-Grid Operators Agreement. The term non-Member State means any State other than the Member State.
État membre interconnecté		désigne un État membre dont le Réseau est relié directement ou indirectement à un autre État membre.	174	Interconnected Member State		means a Member State which Grid is connected directly or indirectly, with another Member State.
État normal ou Conditions normales		désigne un état de fonctionnement du Système électrique dans les limites de sécurité d'exploitation en situation N et après occurrence de toute Contingence dans la liste des Contingences figurant dans la Liste des contingences, compte tenu de l'effet des Actions correctives disponibles.	236	Normal State or Normal Conditions		means the Operating Condition situation in which the Power System is within operational security limits in the N-situation and after the occurrence of any Contingency from the Contingency List, considering the effect of the available Remedial Actions.
Études de réseau		désigne les analyses réalisées à l'aide d'un ensemble d'outils de simulation pour comprendre les performances attendues d'un Système électrique et déterminer le niveau de gravité d'une Contingence ou d'un autre événement imprévu.	230	Network Studies		means the analyses performed with the support of a set of simulation tools to understand the expected performance of a Power System and to determine the severity of a fault or other unexpected event.
Évaluation de sécurité		désigne le processus d'estimation du niveau de la SoO d'un Système électrique dans son état de fonctionnement actuel (c'est-à-dire déterminer si le Système électrique est en état normal ou d'alerte). Elle doit être effectuée en utilisant le meilleur modèle de réseau disponible et mis à jour avec les conditions de l'heure à analyser.	310	Security Assessment		means the process to evaluate the relative SoO level of a Power System in its present Operating Condition (i.e., determination of whether the Power System is in the Normal or Alert State). It shall be carried out using the best available Grid model, updated with the conditions of the hour being analysed.
Évaluations de l'adéquation		a la signification décrite dans le OC 6.6 du Code d'exploitation.	5	Adequacy Assessments		it has the meaning given to it in OC 6.6 of the Operation Code.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Évènement de force majeure		désigne, en rapport avec une Entité, tout évènement ou circonstance, ou série de circonstances, imprévisible irrésistible ou insurmontable, et extérieur à la volonté de l'Entité et qui l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu des Codes du MRE.	126	Force Majeure Event		means, in relation to an Entity, any event or circumstance, or combination of events or circumstances, beyond the control of the Entity, which was not foreseeable, could not be prevented or overcome, and which prevents the Entity from performing its obligations under the REM Codes.
Exercice comptable		Coïncide avec l'année civile.	122	Financial Year		Coincide with the calendar year.
Exploitation fonctionnelle		désigne toute activité de contrôle des flux d'énergie, de régulation de fréquence et de tension, et toute autre activité de conduite en temps réel et le Processus de coordination de la planification des indisponibilités. Les activités d'Exploitation fonctionnelle n'impliquent aucune intervention physique sur les actifs du Réseau de transport ou du Système électrique.	134	Functional Operation		means all activities related to the control of energy flows, the regulation of frequency and voltage, and any other activity of dispatching in real-time and Outage Planning Coordination Business Process. The Functional Operation activities do not involve any physical operation of the Transmission System or Power System assets.
Exploitation physique		désigne la partie de la gestion d'un Système électrique réalisant l'exécution physique des commandes Opérationnelles au contact des équipements, telles que les activités de commutation et de maintenance, et toutes les activités nécessitant un contact étroit avec les actifs.	261	Physical Operation		means such part of the management of a Power System attaining the physical execution of Operational commands, such as switching and maintenance performance, and all the activities requiring a close contact with the assets.
Facteur de contribution	c_i	Facteur permettant de déterminer la part de contribution de la Zone LFC à la Réserve primaire de la Zone synchrone à laquelle elle appartient.	64	Contribution Factor	c_i	Factor to determine the share of Primary Reserve to which an LFC Area shall contribute with respect to the total amount needed in the Synchronous Area where the LFC Area belongs to.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Facteur-K		désigne une valeur, généralement donnée en mégawatts par Hertz (MW/Hz), qui est normalement déterminée pour une unique Zone de réglage ; il définit l'écart de fréquence de cette Zone de réglage pour le Réglage secondaire (c'est-à-dire « $K \cdot \Delta f$ » dans ACE) ; il ne doit pas être confondu avec l'Energie réglante du Réseau.	183	K-Factor		means a value, usually given in megawatts per Hertz (MW/Hz), which is normally determined for a single Control Area; it defines the frequency bias of that Control Area for Secondary Control (i.e. ' $K \cdot \Delta f$ ' in ACE); it is not to be confused with the Network Power Frequency Characteristic.
Flexibilité		désigne la capacité d'un Système électrique à gérer de manière fiable et économique, la variabilité et l'incertitude de la Demande et de l'offre sur toutes les échelles de temps. C'est-à-dire le niveau auquel le Système électrique peut ajuster la production ou la consommation d'électricité en réponse à leur variabilité attendue ou inattendue. Le terme Flexibilisation désigne le processus d'augmentation de la flexibilité d'un Système électrique et doit être interprété en conséquence.	124	Flexibility		means the ability of a Power System to reliably and cost effectively manage the variability and the uncertainty of Demand and supply across all relevant time scales. That is, the degree to which a Power System can adjust the electricity production or consumption in response to both expected or unexpected variability. The term Flexibilization means the process of increasing the Flexibility of a Power System, and it shall be construed accordingly.
Garantie financière		cela se réfère à un Soutien au crédit sous la forme d'une garantie émise par une banque pour le compte d'un Participant au marché, lequel peut être exécuté au profit de l'OSM en cas de manquement du Participant au marché à ses obligations de paiement sur le Marché OTC, dans le Marché du jour pour le lendemain (DAM) ou dans le cadre des transactions qui en découlent conformément aux dispositions du Code du marché.	48	Collateral		means a Credit Support in the form of a Bank Guarantee issued by a bank on behalf of a Market Participant, which shall be forfeited to the SMO in the event that the Market Participant fails to meet its payment obligations in the OTC Market, the Day-Ahead Market (DAM), or in transactions arising therefrom, in accordance with the provisions of the Market Code
Gestion continue de la conformité		désigne, dans le Cadre des dispositions transitoires, le processus de suivi et d'évaluation des progrès de chaque État membre conformément à l'Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau.	54	Compliance Continuous Monitoring		means, within the Transitional Provisions Framework, the process of monitoring and evaluation of the progress of each Member State according to the related Addendum to the Inter-Grid Operators Agreement.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Gestionnaire de réseau		désigne soit le GRT soit l'OS, ce dernier interagissant avec l'OT sur la base des compétences et des devoirs mutuels, en fonction de la structure de l'industrie électrique et de la réglementation de chaque État membre.	149	Grid Operator		means either the TSO or the SO, the latter interacting with the TO on the basis of the mutual competences and duties, depending on the electricity industry structure and regulation of each Member State.
Gestionnaire de Réseau de Distribution	GRD	désigne : 1. Dans les États membres où le secteur de l'électricité est dé-intégré, le terme « Gestionnaire de Réseau de distribution » fait référence à une Entité indépendante désignée par un ou plusieurs États membres qui exploitent et entretiennent un Réseau de distribution. 2. Dans les États membres où le secteur de l'électricité est verticalement intégré, le terme « Gestionnaire de Réseau de distribution » désigne le département de la société du service public d'électricité chargé de l'exploitation et de l'entretien du Réseau de distribution.	95	Distribution System Operator	DSO	means: 1. In such Member States, where the electricity sector is unbundled, the term "Distribution System Operator" refers to an independent Entity designated by one or more Member States that operate and maintain a Distribution System. 2. In such Member States, where the electricity industry is vertically integrated, the term "Distribution System Operator" refers to the specific department of the vertically integrated electrical utility in charge of operating and maintaining the Distribution System.
Gestionnaire de Réseau de Transport	GRT	désigne une Entité qui combine les fonctions d'Opérateur de système et d'opérateur de transport.	348	Transmission System Operator	TSO	means an Entity that combines the functions of System Operator and Transmission Operator.
Gestionnaire de réseau hors EEEOA		Désigne un Gestionnaire de réseau qui est non membre de l'EEEOA.	234	Non-WAPP Grid Operator		means a Grid Operator which is not a WAPP Member.
Glossaire et définitions	GD	désigne la section des Codes du Marché régional de l'électricité Ouest Africain comprenant le glossaire, les acronymes et toutes les définitions utilisées dans les Codes du MRE.	144	Glossary and Definitions	GD	means the section of the Regional Electricity Market Codes of West Africa covering the glossary, acronyms, and all the definitions used in the REM Codes.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Groupe de zone d'étude		Fait référence au groupe sous la coordination du GT4, chargé de réaliser des études de marché et autres activités inhérentes à une zone électrique particulière, tel que défini dans le Code de planification.	323	Study Area Group		refers to the group under coordination of the WG4, tasked to perform market studies and other activities inherent to a particular electrical are, as defined in the Planning Code.
Groupe d'évaluation de la conformité		désigne le groupe de travail dirigé et organisé par l'EEEOA, responsable de la gestion du processus de la Gestion continue de la conformité.	55	Compliance Evaluation Group		means the working group led and organized by the WAPP, which is in charge to lead the Compliance Continuous Monitoring process.
Groupe d'experts		désigne le groupe sous la coordination du GT4, chargé de réaliser des études centralisées au niveau du RTIE.	112	Expert Group		means the group under coordination of the WG4, tasked to perform centralized studies at the level of the WAPPITS
GT1 - Groupe de Travail sur la Coordination de la planification des indisponibilités	GT1	désigne un groupe de travail chargé de concevoir, maintenir et surveiller les processus de coordination de la planification des indisponibilités, conformément au OC 1.7.	371	WG1- Outage Planning Coordination Working Group	WG1	means a Working group tasked to design, maintain and monitor processes of the Outage Planning Coordination Business Process, as per OC 1.7.
GT2 - Groupe de Travail sur l'exploitation	GT2	désigne un groupe de travail chargé de concevoir, maintenir et surveiller les processus d'exploitation en temps réel, conformément au OC 1.7.	372	WG2-Operation Working Group	WG2	means a Working group tasked to design, maintain and monitor processes of the real-time Operation, as per OC 1.7.
GT3 - Groupe de Travail ICT	GT3	désigne un groupe de travail chargé de concevoir, maintenir et contrôler les processus et outils en matière d' ICT, conformément au OC 1.7.	373	WG3-ICT Working Group	WG3	means a Working group tasked to design, maintain and monitor processes and tools in matter of ICT, as per OC 1.7.
GT4 - Groupe de Travail sur la planification	GT4	désigne un groupe de travail chargé de soutenir l'élaboration du Plan directeur de l'EEEOA, conformément au PC 2.2.	374	WG4-Planning Working Group	WG4	means a Working group tasked to support the drafting of the WAPP Master Plan, as per PC 2.2.
Heure d'ouverture du guichet	GOT	désigne l'heure fixée par l'OSM pour commencer la réception des Nominations ou des Offres.	136	Gate Opening Time	GOT	means the time established by the SMO to start receiving the Nominations or Orders.
Heure de fermeture du guichet	GCT	désigne l'heure limite fixée par l'OSM pour recevoir les nominations ou des Offres.	135	Gate Closure Time	GCT	means the deadline established by the SMO for receiving the Nominations or Orders.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Heure de fermeture finale du guichet	HFFG	désigne l'heure limite ultime fixée par l'OSM pour corriger les Nominations.	121	Final Gate Closure Time	FGCT	means the ultimate deadline established by the SMO for correcting the Nominations.
Incident de référence		Comme défini dans le Code d'Exploitation OC 3.3.3	282	Reference Incident		As defined in Operation Code OC 3.3.3
Indicateur clé de performance	KPI	désigne un indice défini par convention permettant de mesurer une performance donnée.	182	Key Performance Indicator	KPI	means an index conventionally assumed to measure a given performance.
Indisponibilité		Désigne l'interruption ou la mise hors service d'un Ouvrage, l'indisponibilité pour le raccordement d'un Ouvrage ou le déclassement temporaire, la restriction d'utilisation ou la réduction des performances d'un Ouvrage pour quelque raison que ce soit, y compris, de façon non-exhaustive, l'autorisation à effectuer des inspections, des essais ou des réparations sur l'Ouvrage, ainsi qu'une Indisponibilité planifiée et une Indisponibilité fortuite.	253	Outage		means the interruption or removal of an Element from service, unavailability for connection of an Element or temporary de-rating, restriction of use, but not limited to, permitting the performance of inspections, tests or repairs on an Element, and will include a Planned Outage and a Forced Outage.
Indisponibilité fortuite		désigne une indisponibilité d'une centrale électrique, d'une ligne de transport ou d'une ligne de distribution en raison d'une panne imprévue..	127	Forced Outage		means the unavailability of a Generation Unit, Transmission System line or Distribution System line due to an unexpected breakdown.
Indisponibilité planifiée		désigne une indisponibilité planifiée et intentionnelle.	263	Planned Outage		means an Outage that is planned and intentional.
Industrie de fourniture d'électricité	ESI	désigne les organisations impliquées dans toute ou partie du processus de Production, transport, distribution, importation, exportation, vente ou achat d'électricité.	101	Electricity Supply Industry	ESI	Means those organizations that are involved in any or all of the Generation, transmission, distribution, import, export, sale, or purchase of electricity.
Inertie synthétique		désigne l'installation électronique fournie par une Unité de production à onduleur ou un Système CCHT pour remplacer l'effet de l'inertie physique d'une Unité de production synchrone.	330	Synthetic Inertia		means the electronic Facility provided by an Inverter-based Generation Unit or HVDC System to emulate the effect of physical inertia of a synchronous Generation Unit.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Informations		désigne, de façon non-exhaustive, toutes les données techniques, financières, commerciales et opérationnelles, sous quelque forme que ce soit (écrite, électronique ou par tout autre moyen) liées à une activité d'exploitation spécifique du Gestionnaire de réseau.	167	Information		means any data related, but not limited, to technical, financial, commercial and Operational activities in whatever form (whether written, electronically or by any other means) associated to one specific operational Grid Operator business.
Informations communes		Ensemble de données issues de la fusion ou de l'agrégation des informations individuelles partagées et de toutes les données dérivées.	51	Common Information		Data set resulting from merging or aggregating shared Individual Information and all derived data.
Informations confidentielles ou Données confidentielles		tel que défini dans le point GC13 des Conditions générales.	56	Confidential Information or Confidential Data		As defined in GC 13 of the General Conditions.
Informations individuelles		désigne une base de données appartenant à un Gestionnaire de réseau.	166	Individual Information		means data set belonging to one Grid Operator.
Informations non-publiées sensibles en matière de tarifs		tel que défini dans le MC 21.2.4	355	Unpublished Price Sensitive Information		as defined in MC 21.2.4
Initié		tel que défini dans le MC 21.2.5	170	Insider		as defined in MC 21.2.5
Insensibilité de la réponse en fréquence		désigne la caractéristique du système de contrôle spécifié comme la plus petite amplitude absolue de changement de la fréquence ou du signal d'entrée pouvant être détectée par la mesure et entraînant un changement de puissance de sortie ou de signal de sortie. Cet intervalle est une caractéristique technologique inhérente au système de contrôle et, contrairement à la Bande morte de la réponse en fréquence, <i>n'est pas intentionnel</i> .	130	Frequency Response Insensitivity		means the feature of the control system specified as the smallest absolute magnitude of change in the frequency or input signal that can be detected by the measurement and then results in a change of output power or output signal. This interval is an inherent technological feature of the control system, and, contrary to the Frequency Response Deadband, it is <i>unintentional</i> .
Installation		désigne une Installation de production, une Installation de consommation, un Système CCHT ou tout autre ensemble d'ouvrages du Système électrique de l'EEEOA.	115	Facility		means a Generation Facility, a Demand Facility, a line, an HVDC System, or any other set of Elements of the WAPP Power System

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Installation de consommation		désigne une Installation qui consomme de l'énergie électrique et qui est connectée à un ou plusieurs points de raccordement au Réseau de transport. Un Réseau de distribution et/ou des fournitures auxiliaires d'une Installation de production ne constituent pas une Installation de consommation.	86	Demand Facility or Load Facility		means a Facility which consumes electrical energy and is connected to one or more Connection Points to the Transmission System. A Distribution System and/or auxiliary supplies of a Generation Facility do not constitute a Demand Facility.
Installation de production		désigne une Installation qui convertit une énergie primaire en énergie électrique et qui comporte une ou plusieurs Unités de production reliées à un Réseau en un ou plusieurs Points de raccordement ou à une Installation de consommation.	140	Generation Facility		means a Facility that converts primary energy into electrical energy and which consists of one or more Generation Units connected to a Network at one or more Connection Points or to a Demand Facility.
Institutions de gouvernance		désigne les autorités publiques mandatées à gérer le secteur de l'électricité dans les Etats membres, tant au niveau national que régional y compris les Institutions régionales.	146	Governing Institutions		means the public authorities mandated to govern the electricity sector in the Member States, at both National and Regional level including Regional Institutions.
Institutions régionales		se réfèrent à l'EEEOA, l'OSM, l'ARREC, la Cour de Justice de la CEDEAO et toute autre institution régionale impliquée dans le fonctionnement du MRE	290	Regional Institutions		refers to WAPP, the SMO, ERERA, ECOWAS Court of Justice and any other relevant regional institutions involved in the functioning of the REM.
Interconnexion transfrontalière		Les lignes qui relient deux (2) Réseaux de transport ou les Systèmes électriques de deux (2) différents États membres, incluant les équipements de comptage placés sur les nœuds du RTIE situés dans chacun des États membres.	71	Cross-Border Interconnection		The lines that connect two (2) Transmission Systems or the Power Systems of two (2) different Member States, including metering equipment placed on the WAPPITS nodes located in each of the Member States.
Intervalle de négoce		Désigne une période d'une (1) heure pour les transactions sur le Marché régional d'électricité.	339	Trading Interval		means a period of one (1) hour for the transactions in the Regional Electricity Market.
Jour		Un jour calendaire	78	Day		One calendar day

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Jour de livraison		Désigne la période de 24 heures commençant à 00:00:00 (fuseau horaire UTC+1) pendant laquelle l'électricité sous contrat doit être injectée et extraite du RTIE.	83	Delivery Day		Means the 24-hour period beginning at 00:00:00 (in UTC+1 time zone) during which contracted electricity is to be injected into and extracted from the WAPPITS.
Limite de crédit		tel que défini dans le MC14.2 et établi par la Chambre de compensation	69	Credit Limit		as defined in MC14.2 and set out by the Clearing House
Limite de négoce		Désigne le plus faible montant entre la limite de crédit d'un Participant au marché ou son Soutien au crédit diminué d'une marge prudentielle	340	Trading Limit		means the Credit Limit, or Credit Support of the market participant less a Prudential Margin, whichever of the two is lower.
Liste des contingences		La liste des contingences à simuler afin de tester la conformité avec la Sécurité d'exploitation et d'évaluer le critère de sécurité N-1. Il s'agit, plus précisément, de la liste des éléments du Réseau de transport pertinent ou des Unités de production ou des Installations de consommation concernés dont l'indisponibilité à un moment donné ne devrait pas provoquer des déclenchements en cascade si les contre-mesures envisagées comme Actions correctives sont appliquées.	63	Contingency List		The list of Contingencies to be simulated in order to test the compliance with the Security of Operation and assess the N-1 security criteria. More specifically, it is the list of Elements of the Relevant Grid or Generation Units or Demand Facilities whose outage one at the time should not cause cascading effects if the countermeasures considered in the Remedial Actions are applied.
Maintenance corrective		Désigne les interventions de maintenance non planifiées nécessaires pour corriger ou optimiser le comportement d'un équipement, comme les interventions de réparation face à des pannes.	68	Corrective Maintenance		means unplanned maintenance interventions needed to correct or improve the behaviour of a piece of equipment, including interventions to repair after faults.
Maintenance préventive planifiée		désigne les interventions de maintenance planifiées pour conserver des niveaux de fiabilité adéquats d'un élément du Système électrique. Elle comprend principalement la maintenance périodique selon les instructions des fabricants et les interventions de maintenance prescrites par la réglementation pertinente, lesquelles peuvent être planifiées à l'avance.	270	Preventive Scheduled Maintenance		means the planned maintenance interventions for preserving adequate reliability levels of an Element of the Power System. It includes mainly periodic maintenance according to the manufacturers' instructions and maintenance interventions prescribed by the relevant regulation that can be scheduled in advance.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Manipulation du marché		tel que défini dans le MC 21.2.2.	202	Market Manipulation		as defined in MC 21.2.2.
Marché de gré à gré	Marché OTC	Fait référence au marché régional basé sur des transactions transfrontalières utilisant des contrats bilatéraux pour échanger de la capacité et de l'énergie ou simplement de l'énergie à moyen et long terme.	79	Over the Counter Market	OTC Market	Refers to the regional market based on cross border transactions using Bilateral Contracts to trade capacity and energy or just energy in the medium and long-term.
Marché du jour pour le lendemain	DAM	désigne une composante de la structure du MRE dans laquelle les Participants au marché soumettent des Offres d'achat et des Offres de vente d'électricité à livrer le Jour de livraison. Les transactions dans le DAM sont exécutées sur la base des Offres d'achat et des Offres de vente acceptées, avec des prix déterminés par un processus de Compensation du marché.	255	Day Ahead Market	DAM	means a component of the REM structure wherein Market Participants submit Bids and Offers for the purchase and sale of electricity to be delivered on the Delivery Day. Transactions within the DAM are executed based on the accepted Bids and Offers, with prices determined through a market-Clearing process.
Marché régional de l'électricité	MRE	Désigne tous les échanges d'électricité transfrontaliers et les services connexes effectués via les interconnexions transfrontalières au sein du RTIE .	287	Regional Electricity Market	REM	means all cross-border electricity trading and related services made through the Cross-Border Interconnections within the WAPPITS .
Marchés d'électricité		désigne les produits de marché autorisés à être commercialisés dans le Marché Régional de l'électricité, par exemple le Marché OTC, le Marché du jour pour le lendemain, etc.	100	Electricity Markets		means the market products that are allowed to be traded in the Regional Electricity Market, for example, the OTC Market, the Day-Ahead Market, etc.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Marge de fiabilité de Transport	TRM	désigne la quantité de TTC nécessaire afin de s'assurer que le Réseau de transport interconnecté soit sécurisé dans une plage d'incertitudes raisonnable et dans les conditions du système, susceptible de provenir de : 1. écarts fortuits des flux physiques pendant l'exploitation en raison du fonctionnement du réglage secondaire ; 2. échanges d'urgence entre les Gestionnaires de réseau pour faire face en temps réel à des situations déséquilibrées imprévues ; 3. imprécisions, par exemple dans la collecte de données et les mesures.	347	Transmission Reliability Margin	TRM	means that amount of TTC necessary to ensure that the interconnected Transmission System is secure under a reasonable range of uncertainties in system conditions, that may arise from: 1. Inadvertent deviations of physical flows during operation due to the functioning of Secondary Control; 2. Emergency exchanges between Grid Operators to cope with unexpected imbalance situations in real-time; 3. Inaccuracies, e.g. in data collection and measurements.
Marge de négoce		Désigne, à tout moment, le montant par lequel la Limite de négoce d'un Participant au marché dépasse son encours.	341	Trading Margin		Means the amount by which the Market Participant's Trading Limit exceeds its Outstanding Amount within a given time.
Marge prudentielle		Comme défini dans le Code du marché MC 14.4.2	277	Prudential Margin		As defined in the Market code MC 14.4.2
Mécanisme d'allocation		désigne l'attribution de la capacité dans le Marché OTC, déterminée par allocation par réglementation ou par le mécanisme du « Premier venu-premier servi » ou par des Enchères explicites.	9	Allocation Mechanism		means the allocation of capacity in the OTC market determined by regulatory-driven allocation or by the First-Come First-Served or Explicit Auction mechanisms.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Meilleur effort		désigne, pour toute action devant être entreprise, tentée ou prise par une Partie, tous les efforts nécessaires qu'une Entité prudente ferait ou devrait faire pour protéger ses propres intérêts, y compris les intérêts commerciaux, compte tenu des conditions affectant une telle action, le délai de préavis pour agir, la reconnaissance de la nécessité d'agir, la durée et le type de l'action, l'environnement concurrentiel dans lequel une telle action se produit, et les avantages, coûts et risques prévus pour la Partie tenue d'entreprendre une telle action ; tout cela à condition toutefois que les meilleurs efforts soient toujours interprétés comme prenant en considération les droits et obligations des Parties en vertu des Codes du MRE et des contrats avec droits acquis pertinents.	29	Best Effort		means, for any action required to be made, attempted or taken by a Party, all necessary efforts that a prudent Entity would or ought to undertake to protect its own interests, including commercial interests, taking into account the conditions affecting such action, including the amount of notice to act, recognition of the need to act, the duration and type of the action, the competitive environment in which such action occurs, and the projected benefit, cost and risk to the Party required to take such action; provided, however, Best Efforts shall always be interpreted to take into consideration the rights and obligations of the Parties under the REM Codes and the relevant Grandfathered Agreements.
Membre de l'EEEOA		désigne toute Entité ayant rempli les conditions d'éligibilité telles que définies à l'article 9 des Statuts de l'organisation EEEOA et admis comme un membre.	365	WAPP Member		means any Entity that has met eligibility requirements as defined in Article 9 of the Articles of Agreement for the WAPP Organization and admitted as a member.
Méthodologie de tarification du transport régional	RTTM	désigne la méthodologie adoptée et approuvée par l'ARREC pour répartir les coûts entre les Participants au marché pour l'utilisation des Réseaux de transport des Gestionnaires de réseau et du RTIE lors de leurs transactions dans le MRE.	292	Regional Transmission Tariff Methodology	RTTM	means the methodology adopted and approved by ERERA for distributing the costs among the Market Participants for using the transmission Networks of the Grid Operators and the WAPPITS during their trading in the REM.
Micro-réseau connecté		Micro-réseau pouvant être connecté au Réseau.	58	Connected Microgrid		Microgrid that can be connected to the Network

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Micro-réseau isolé		désigne un petit réseau d'utilisateurs d'électricité disposant d'une source locale de production et qui n'a pas vocation à se connecter à un Système électrique plus large et qui par conséquent fonctionne en système autonome.	181	Isolated Microgrid		means a small network of electricity users with a local source of supply not intended to be connected to a wider electrical Power System, thus working as a stand-alone system.
Micro-réseau		désigne un groupe de charges interconnectées et de Production décentralisée au niveau de la Distribution ayant des limites électriques définies pouvant avoir une Capacité de démarrage autonome et fonctionner en mode réseau séparé et/ou couplé au Réseau (CEI TS 62898).	221	Microgrid		means a group of interconnected Loads and Distributed Generators at Distribution level with defined electrical boundaries that may have Black Start Capability and can operate in Island mode and/or Network-connected mode (IEC TS 62898).
Mode de réglage restreint de la fréquence - Sous-fréquence	LFSM-U	désigne le mode de fonctionnement d'une Unité de production d'électricité ou d'un Système CCHT 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.	185	Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency	LFSM-U	means a Generation Unit or HVDC System operating mode which will result in active power output increase in response to a change in system frequency below a certain value.
Mode de réglage restreint de la fréquence - Surfréquence	LFSM-O	désigne le mode de fonctionnement d'une Unité de production d'électricité ou d'un Système CCHT 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.	184	Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency	LFSM-O	means a Generation Unit or HVDC System operating mode which will result in active power output reduction in response to a change in system frequency above a certain value.
Mode de sensibilité à la fréquence	FSM	désigne le mode d'exploitation d'une Unité de production ou d'un Système CCHT dans lequel la puissance active de sortie change en réponse à un changement de fréquence du système, afin de faciliter le rétablissement de la fréquence nominale.	133	Frequency Sensitive Mode	FSM	means the operating mode of a Generation Unit or HVDC System in which the active power output changes in response to a change in system frequency, in such a way that it assists with the recovery to nominal frequency.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Modèle de réseau		désigne un ensemble de données numériques représentant les éléments et nœuds physiques du Système électrique utilisé aux fins d'effectuer des simulations et analyses du système.	148	Grid Model		means a computational set of data representing the physical Elements and nodes of a Power System used for performing power system simulations and analyses.
Modèle de réseau commun		Ensemble de données régionales convenues entre les Gestionnaires de réseau, avec description des caractéristiques pertinentes du Système électrique de l'EEEOA (production, consommation et topologie du Réseau de transport pertinent) et les règles pour modifier ces caractéristiques au cours du processus de calcul de la NTC pour que le flux sur les lignes de raccordement soit cohérent avec les échanges d'électricité transfrontaliers.	50	Common Grid Model		Region-wide data set agreed among Grid Operators describing the relevant characteristics of the WAPP Power System (Generation, Demand and Relevant Grid topology) and rules for changing these characteristics during the NTC calculation process, in a way that flows on the tie lines are consistent with the cross-border electricity exchanges.
Modèle de réseau individuel		désigne un ensemble de données numériques, représentant les éléments et nœuds physiques appartenant à un Gestionnaire de réseau d'une seule Zone LFC du Système électrique, utilisé aux fins d'effectuer des simulations et analyses du système.	165	Individual Grid Model		means a computational set of data representing the physical Elements and nodes of a Power System belonging to a Grid Operator of a single LFC Area and used for performing power system simulations and analyses
Négoce pour le compte d'un tiers		Désigne le service fourni pour soutenir les Participants au marché pour leur participation au Marché du jour pour le lendemain, dans les cas où les causes ne sont pas dues à un dysfonctionnement technique du système ETS.	342	Trading on Behalf		means a service provided to support a Market Participant for its participation in the Day-Ahead Market, in case where the cause of its non-participation in the market is not due to a technical malfunction of the ETS system.
Négociant certifié		désigne une personne ou d'une Entité agissant pour le compte du Participant au marché pour le négoce dans le MRE.	41	Certified Trader		it is a person or Entity acting on behalf of the Market Participant for trading in the REM.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Nominer		signifie, en ce qui concerne les détenteurs d'un PTR, l'action de soumettre un programme d'utilisation de leur PTR à l'OSM. « Nomination » a la signification correspondante.	233	Nominate		means in relation to holders of a PTR, the action to submit a schedule for the use of their PTR to SMO, and “ Nomination ” shall have corresponding meaning.
Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire de réseau		désigne dans le Cadre des dispositions transitoires une dispense temporaire du respect des règles des Codes du MRE accordée à un Gestionnaire de réseau mais soumis à un processus de solutionnement/correction régulé.	151	Grid Operator Temporary Non-compliance		means within the Transitional Provisions Framework, a temporary relief from compliance with the rules of the REM Codes granted to a Grid Operator but subject to a regulated process of solution.
Norme de sécurité d'exploitation	OSS ou N-1 OSS	désigne un ensemble de critères de sécurité que tout Gestionnaire de réseau doit adopter pour exploiter son Système électrique à l'état normal et en situation de Contingence.	241	Operation Security Standard	OSS or N-1 OSS	means a set of security criteria that each Grid Operator shall adopt to operate its Power System in Normal State and in case of Contingencies.
Offre		désigne une Offre de vente ou une Offre d'achat faite par un Participant au marché dans l'ETS pour effectuer des échanges sur le Marché du jour pour le lendemain.	249	Order		means an Offer or Bid entered by a Market Participant into the ETS for conducting trade in the Day-Ahead Market.
Offre d'achat		désigne la soumission d'une proposition d'achat (prix et quantité) par un Participant au marché pour acheter de l'énergie sur le Marché du jour pour le lendemain.	30	Bid		It is a submission of a proposal (price and quantity) by a Market Participant to buy energy in the Day-Ahead Market.
Offre de vente		désigne une soumission de proposition de prix et de quantité par un Participant au marché pour vendre de l'énergie sur le Marché du jour pour le lendemain.	238	Offer		it is a submission of a proposal of price and quantity by a Market Participant to sell energy in the Day-Ahead Market.
Offre en bloc		tel que défini dans le MC 13.1.2.1 b)	36	Block Order		as defined in MC 13.1.2.1 b)
Offre horaire		tel que défini dans le MC 13.1.2.1 a)	154	Hourly Order		As defined in MC 13.1.2.1 a)

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Opérateur de Transport	OT	désigne une Entité détenant tout ou partie des actifs du Réseau de transport, et qui est responsable de l'Opération physique, la sécurité et la maintenance des actifs du Réseau de transport.	346	Transmission Operator	TO	means an Entity that owns the whole or part of the Grid assets, and it is responsible for the Physical Operation, the security, and maintenance of the Grid assets.
Opérateur de zone de réglage de la fréquence-puissance	Opérateur de zone LFC	désigne l'Entité désignée par un ou plusieurs États membres chargée de : 1. La coordination des programmes d'échanges entre ses Zones de programmation associées et des échanges entre ses zones LFC associées. 2. La LFC pour sa propre Zone LFC. 3. La coordination de la correction des écarts temporels. Lorsque la Zone LFC coïncide avec le territoire national d'un pays, l'Opérateur de la zone LFC est le Gestionnaire de réseau désigné.	190	Load-Frequency Control Area Operator	LFC Area Operator	means the Entity designated by one or more Member States responsible for: 1. The coordination of exchange programs between its related Scheduling Areas and the exchanges between its neighbouring LFC Areas. 2. The LFC for its own LFC Area. 3. The coordination of the correction of time deviations. When the LFC Area is coincident with the national territory of a country, the LFC Area Operator is the designated Grid Operator.
Opérateur du Système	OS	désigne une Entité chargée de l'Exploitation fonctionnelle du Système électrique et des interconnexions transfrontaliers.	333	System Operator	SO	means an Entity that is charged with the Functional Operation of the Power System and the Cross-Border Interconnection.
Opérateur du Système-Marché	OSM	Désigne l'Entité régionale responsable des fonctions d'exploitation du Marché régional de l'électricité et de certaines fonctions d'exploitation du système liées au RTIE.	332	System Market Operator	SMO	It refers to the regional Entity responsible for Regional Electricity Market operation functions and some system operation functions related to the WAPPITS.
Opérationnel(le)		est un dérivé d'Exploitation fonctionnelle, « opérationnel (le) », est défini en conséquence.	242	Operational		is a derivative of Functional Operation. "Operational" is defined accordingly.
Outil d'enchère		désigne une plate-forme électronique d'enchères sur internet, utilisée par l'OSM pour mener les Enchères explicites.	21	Auction Tool		means electronic internet-based auction platform used by SMO to conduct Explicit Auctions.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Outils d'évaluation		désigne des produits informatiques dont les algorithmes sont agréés et qualifiés pour effectuer des simulations et des calculs aux fins d'évaluer tous les processus requis dans la gestion du MRE.	109	Evaluation Tools		means computer-based products whose algorithms are agreed and qualified to perform simulations and computations in order to evaluate all the processes needed for the operation of the REM.
Ouvrage		désigne les pièces et/ou équipements d'un Système électrique, tel qu'il est représenté dans le Modèle de réseau commun.	102	Element		means parts and/or equipment of a Power System, as represented in the Common Grid Model.
Partage de la réserve		fait référence à une condition, sous réserve d'un accord formel, permettant aux Gestionnaires de réseau, sous certaines conditions (c'est-à-dire le respect des NTC et l'absence d'utilisation du montant minimum de réserve alloué pour chaque LFC individuel) de partager une partie de leurs réserves disponibles entre eux. Les Gestionnaires de réseau peuvent prendre en compte le partage de la réserve, mis à leur disposition, afin de répondre aux besoins individuels de Réserve.	300	Reserve Sharing		refers to a condition – subject to a formal agreement – that allows Grid Operators under certain circumstances (i.e. the respect of the NTC and no use of the minimum amount of Reserve allocated for individual LFC) to share part of their available Reserves between each other. Grid Operators can take the Reserve Sharing, made available to them, into account in order to meet individual Reserve requirements.
Participant au marché		désigne une Entité de l'Industrie de fourniture d'électricité d'un des États Membres, enregistrée et autorisée pour faire du commerce dans le MRE.	205	Market Participant		means an Entity of the Electricity Supply Industries of any of the Member States that is registered and authorized to trade in the REM.
Partie pour la compensation régionale	RCP	désigne, dans le cadre de la Méthodologie de tarification du transport régional (RTTM) indiqué au MC24, l'Entité de chaque Zone de réglage qui agit en tant qu'intermédiaire des compensations à la suite de l'utilisation attendue d'éléments de réseau d'autres Zones de réglage par les producteurs et les Charges dans sa Zone de réglage et vice versa.	285	Regional Compensation Party	RCP	means, within the framework of the Regional Transmission Tariff Methodology (RTTM) refer to in MC 24, the Entity in each Control Area that acts as intermediary of the compensations as a result of the expected use of Network elements of other Control Areas by the generators and Loads in its Control Area and vice versa.
Partie/Parties		désigne un individu ou un groupe d'individus agissant en tant qu'Entité unique, impliqués dans des accords, des différends, des transactions, des contrats ou des accidents.	259	Party / Parties		It refers to an individual or group of individuals acting as a single Entity, involved in agreements, lawsuits, transactions, contracts, or accidents.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Parties au différend		désigne, dans un différend, la ou les Parties lésées et la ou les Parties défenderesses	258	Parties in Dispute		means, in a Dispute, the aggrieved Party/Parties and the defendant Party/Parties.
Période de maintenance annuelle	PMA	désigne une des périodes de l'année au cours de laquelle il convient de réaliser des activités de maintenance.	13	Annual Maintenance Period	AMP	means the period(s) in the year where maintenance activities are conveniently undertaken.
Période moyenne de passage à zéro de l'erreur de contrôle de zone (ACE)		Intervalle de temps moyen entre deux (2) passages à zéro consécutifs de l'ACE d'une Zone LFC.	2	ACE Average Zero Crossing Period		Average time interval between two (2) consecutive zero crossings of ACE of an LFC Area.
Perspective saisonnière régionale		a la signification qui lui a été attribuée dans le OC 6.9 du Code d'exploitation.	291	Regional Seasonal Outlook		it has the meaning given to it in OC 6.9 of the Operation Code.
Pilote de la fréquence		désigne le Gestionnaire de réseau chargé de la coordination de la gestion des fréquences dans une zone synchrone.	128	Frequency Leader		means the Grid Operator in charge of the coordination for the frequency management within a Synchronous Area.
Pilote de la synchronisation		désigne le Gestionnaire de réseau chargé de coordonner les pilotes de la fréquence en cas de première synchronisation entre deux ou plusieurs Systèmes électriques asynchrones ou pendant le processus de resynchronisation de deux (2) Réseaux de transport adjacents et exécutant la resynchronisation.	326	Synchronization Leader		means the Grid Operator in charge of coordinating the Frequency Leaders in case of first synchronization among two or more asynchronous Power Systems or during the resynchronization process of two (2) adjacent Grids and executing the resynchronization.
Plage de fréquence standard		désigne un intervalle défini symétriquement autour de la fréquence nominale à l'intérieur duquel la fréquence du système d'une Zone synchrone est censée fonctionner.	321	Standard Frequency Range		means a defined interval around the nominal frequency within which the system frequency of a Synchronous Area is supposed to be operated.
Plan de défense		Désigne l'ensemble des actions de contrôle dédiées à limiter les conséquences de perturbations majeures dont la gravité dépasse les Contingences normales de la Liste des contingences. Tel que décrit dans le point OC4.3 du Code d'exploitation	81	Defence Plan		Means those control actions dedicated to limit the consequences of major disturbances whose severity goes beyond the Normal Contingencies of the Contingency List. As described in OC 4.3 of the Operation Code.
Plan de développement		désigne le plan d'extension du Réseau de transport et de la Production au niveau national d'un État membre.	89	Development Plan		means the expansion plan for the Grid and Generation at national level of a Member State.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Plan de reconstitution		désigne la séquence structurée d'actions Opérationnelles pour effectuer la Reconstitution.	302	Restoration Plan		means the structured sequence of Operational actions to perform the Restoration.
Plan des priorités		désigne le résultat du processus de Développement du Plan de priorité tel que régi par le Code de planification concernant le plan d'expansion des interconnexions transfrontalières, de la production et du transport, incluant les marges de réserve, à un horizon de dix (10) ans, avec six (6) ans de fréquence de révision.	274	Priority Plan		means the result of the Priority Plan Development process as ruled by the Planning Code concerning the expansion plan for Cross-Border Interconnections and Generation and Transmission, including reserve margins, in a horizon of ten (10) years, with six (6)-years rolling frequency.
Plan d'indisponibilité		désigne un calendrier optimisé d'indisponibilité des éléments du Réseau de transport et des Installations de production.	351	Unavailability Plan		means an optimized schedule of unavailability of Elements of the Grid and Generation Facilities.
Plan d'indisponibilité annuel	PIA	désigne le calendrier annuel d'indisponibilité de chaque Gestionnaire de réseau.	15	Annual Unavailability Plan	AUP	means the yearly Unavailability Plan of each Grid Operator.
Plan directeur		fait référence au plan directeur de la CEDEAO pour le développement de l'infrastructure régionale de production et de transport d'électricité en Afrique de l'Ouest.	211	Master Plan		refers to the ECOWAS Master Plan for the Development of Regional Power Generation and Transmission Infrastructure in West Africa.
Planification de la Vision à Long Terme		désigne la phase du processus de Planification du développement sur une période couvrant 20 à 30 ans à l'avance, et réalisée avec une révision périodique de 6 ans de 3 à 6 ans, qui vise à définir les LTT et à formuler des stratégies à long terme pour atteindre les LTT. Le processus est aussi appelé Planification à long terme.	194	Long-Term Vision Planning		means the phase of the Development Planning process in a time frame that covers 20-30 years ahead, and performed with 3 to 6-years rolling frequency, which is meant to define the LTTs and the formulation of long-term strategies to reach the LTTs. The process is also referred to as Long Term Planning.
Planification du développement		désigne l'activité de planification dans laquelle la modification des actifs est requise pour adapter un Système électrique aux besoins énergétiques futurs. Le mot Plan doit s'entendre, les résultats de l'effort de Planification du développement.	90	Development Planning		means the planning activity in which the modification of the assets is required to adapt a Power System to future energy needs. The word Plan shall be intended as the results of the Development Planning endeavour.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Planification Intermédiaire		désigne la phase du processus de Planification du développement sur une période couvrant 10 à 15 ans à l'avance, et réalisée avec une révision périodique de 6 ans, qui vise à vérifier périodiquement et à fournir les informations pour aligner le Plan de Priorité sur les LTT. Le Plan Intermédiaire est le résultat du processus de Planification Intermédiaire.	177	Intermediate Planning		means the phase of the Development Planning process in a time frame that covers 10-15 years ahead, and performed with 6-years rolling frequency, which is meant to periodically check and provide the information for aligning the Priority Plan to the LTTs. The Intermediate Plan is the output of the Intermediate Planning process.
Plateforme de gré à gré ou Plateforme de Marché OTC		désigne une Plateforme électronique permettant d'enregistrer les Participants au marché sur le Marché OTC et gérer le Marché OTC.	251	OTC Platform		means an electronic platform to register the Market Participants in the OTC Market and to operate the OTC Market.
Point de couplage commun	PCC	Point de raccordement entre le Réseau et le Micro-réseau connecté.	265	Point of Common Coupling	PCC	Connection Point between the Network and the Connected Microgrid.
Point de livraison		désigne un nœud du RTIE qui constitue une référence pour les transactions sur le Marché régional de l'électricité. Le Point de livraison est fixé pour chaque ligne d'Interconnexion transfrontalière.	84	Delivery Point		means a node of the WAPPITS that is a reference for transactions in the Regional Electricity Market. The Delivery Point is set for each Cross-Border Interconnection.
Point de mesure commercial		désigne l'emplacement physique où l'électricité est mesurée.	49	Commercial Metering Point		means, the physical location at which the electricity is metered.
Point de mesure défini	DMP	désigne l'emplacement physique ou virtuel pour lequel les critères globaux de conformité de précision telles que définis dans le Code de comptage doivent être remplis. Le DMP doit être défini dans l'Accord d'interconnexion correspondant. Chaque ligne d'interconnexion entre deux (2) Gestionnaires de réseau disposera de deux (2) DMP, c'est-à-dire un pour chaque Gestionnaire de réseau.	82	Defined Metering Point	DMP	means, the physical or virtual location at which overall accuracy compliance requirements as defined in the Metering Code are to be met. The DMP shall be defined in the relevant Interconnection Agreement. Each single circuit interconnection between two (2) Grid Operators will have two (2) DMPs, one with each Grid Operator.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Point de raccordement		désigne l'interface à laquelle une Installation est raccordée à un Réseau de transport, un Réseau offshore, un Réseau de distribution, y compris les Réseaux de distribution fermés, ou un Système CCHT.	60	Connection Point		means the interface at which a Facility is connected to a Transmission System, offshore Network, Distribution System, including closed Distribution Systems, or HVDC System.
Point de soutirage		désigne le point du Réseau de transport où l'Acheteur retire sa consommation d'électricité du Réseau de transport national.	378	Withdrawal Point		means the point in the Transmission System where the Buyer is withdrawing its electricity consumption from the national Grid.
Point d'échange		désigne un emplacement physique établi où l'énergie transite d'une Zone de réglage à une autre.	173	Interchange Point		means an established physical location where power flows from one Control Area to another Control Area.
Point d'injection		désigne, dans le contexte des Contrats Bilatéraux de gré à gré, le point du Réseau de transport où le Vendeur injecte sa Production d'électricité dans le Réseau de transport national.	169	Injection Point		means, in the context of the OTC Bilateral Contracts, the point in the Transmission System where the Seller is injecting its electricity Generation into the national Grid.
Point d'interface CCHT		désigne un point auquel l'équipement du Système CCHT est relié à un Réseau de transport à Courant alternatif, auquel les spécifications techniques affectant les performances de l'équipement peuvent être prescrites.	158	HVDC Interface Point		means a point at which HVDC System equipment is connected to an AC Transmission System, at which technical specifications affecting the performance of the equipment can be prescribed.
Positions		désigne les droits en espèces et les obligations correspondantes qui découlent de la Compensation des transactions énergétiques sur le marché du jour pour le lendemain et qui n'ont pas encore été réglés.	266	Positions		means the cash rights and corresponding obligations which arise from the Clearing of energy transactions in the Day-Ahead Market and have not yet been settled.
Pouvoir de marché		désigne la capacité d'un Acheteur ou d'un Vendeur de modifier de manière significative et durable le prix du marché par rapport au prix compétitif.	207	Market Power		means the ability of a Buyer or Seller to significantly and sustainably alter the market price from the competitive price.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Précautions de sécurité		désigne des mesures de sauvegarde prises à l'avance pour se protéger contre un danger, une panne ou une blessure possible, comme la mise à la terre et l'isolation.	303	Safety Precautions		means safeguard actions taken in advance to protect life and property against possible danger, failure, or injury.
Prélèvement pour défaut		Désigne un prélèvement fait par l'OSM tel que défini au MC.19.2.4	80	Default Levy		Means a levy raised by the SMO as defined in MC.19.2.4
Premier venu-premier servi		désigne un principe d'attribution de capacité pour le Marché OTC dans lequel celui qui arrive en premier est servi avant celui qui arrive plus tard	123	First-Come First-Served		means a capacity allocation principle for the OTC Market in which who arrives first get served first before who arrives later.
Prévision de la demande		désigne l'activité pour l'évaluation des valeurs attendues de la Demande au niveau de la Zone LFC, et pour un certain horizon temporel futur, associées à une probabilité donnée. Elle doit inclure des valeurs en énergie et en puissance.	88	Demand Forecast		means the activity for the evaluation of the expected values of Demand at LFC Area level and for a certain future time horizon, associated to a given probability. It shall include values in energy and power.
Prévisions d'adéquation du système		Comme défini dans le Code d'opération OC 6.1.5.	331	System Adequacy Forecast		As defined in Operation Code OC 6.1.5
Prix de l'offre d'achat		désigne le prix le plus élevé qu'un Participant au marché est prêt à payer pour 1 MW de capacité demandée par heure.	31	Bid Price		means the highest price which a Market Participant is willing to pay for 1 MW of requested Capacity per hour.
Prix d'équilibre de l'enchère		désigne le prix du dernier MW attribué par une Enchère explicite en raison d'une capacité offerte insuffisante, qui représente le prix marginal sur l'Interconnexion transfrontalière congestionnée à payer par les Participants au marché pour chaque MW et heure de PTR acquis au cours de cette période.	20	Auction Clearing Price		means the price of the last MW allocated by an Explicit Auction due to insufficient offered capacity, which represents the marginal price on the congested Cross-Border Interconnection to be paid by the Market Participants for each MW and hour of acquired PTRs in that period.
Probabilité de perte de charge	LOLP	désigne, pour une Zone de réglage d'un Gestionnaire de réseau donnée, la probabilité que la Consommation horaire dépasse la capacité de la ressource.	196	Loss of Load Probability	LOLP	means, for a given Grid Operator's Control Area, the probability that hourly Demand exceeds the resource capacity.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Procédure d'allocation par Enchères explicites		désigne une Procédure opérationnelle à suivre dans le cadre d'une Enchère explicite conçue et conduite par l'OSM.	114	Explicit Auction Allocation Procedure		means an Operational procedure to be followed in an Explicit Auction designed and conducted by the SMO.
Procédure de suivi du marché		tel que défini dans le MC 1.8.5. et le MC 21.4.	203	Market Monitoring Procedure		as defined in MC 1.8.5 and MC 21.4.
Procédures de repli de l'OTC		désigne la Procédure opérationnelle à suivre dans le cas où il n'est pas possible de mettre en œuvre la procédure standard pour les opérations du Marché OTC.	250	OTC Fallback Procedure		means the Operational Procedure to be followed in case it is not possible to implement the standard procedure for the operations of OTC Market
Procédures de repli du DAM		désigne la Procédure opérationnelle à suivre lorsqu'il existe des raisons impérieuses de ne pas mettre en œuvre la procédure standard pour les opérations DAM, par exemple en cas de défaillance de la plateforme ETS.	76	DAM Fallback Procedure		means the Operational Procedure to be followed where there are compelling reasons not to implement the standard procedure for the DAM operations, for instance, in case of failure of the ETS platform
Procédure opérationnelle		désigne les instructions détaillées et coordonnées conçues pour exécuter un processus Opérationnel donné, qui doivent être élaborées par l'OSM et/ou l'EEEOA et approuvées par l'ARREC.	246	Operational Procedure		means the detailed coordinated instructions designed to perform a given Operational process, to be developed by SMO and/or WAPP and approved by ERERA.
Processus d'accord		désigne le processus au cours duquel les Gestionnaires de réseau importateur et exportateur confirment les Programmes externes de Gestionnaire de réseau pour tous les intervalles de temps de chaque échéance.	7	Agreement Process		means the process where both the importing and exporting Grid Operators confirm the values of Grid Operator External Schedules for a given direction and for all time intervals in each time frame.
Processus de coordination de la planification des indisponibilités		désigne une tâche dans l'Exploitation fonctionnelle, visant à faire correspondre la production avec la consommation prévisionnelle, incluant les Marges de réserve et tenant compte de l'indisponibilité des moyens de production et des éléments du Réseau de transport à différentes échelles de temps.	254	Outage Planning Coordination Business Process		means a task of the Functional Operation endeavour, aimed at matching the Generation with the forecast Demand, including Reserve margins and taking account the unavailability of Generation Facilities and the Elements of the Grid across various time scales.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Processus de restauration de la fréquence ou Réglage secondaire		désigne une fonction centralisée destinée à réguler la Production en fonction des Réserves de restauration de fréquence (ou Réserves secondaires) disponibles.	131	Frequency Restoration Control or Secondary Control		means a centralized function to regulate the Generation based on the available Frequency Restoration Reserves (or Secondary Reserves).
Processus de vérification		désigne la vérification des plannings d'exploitations de réseau externe agrégé devant atteindre zéro dans la zone Synchrone.	361	Verification Process		means the process of verifying that the Aggregated Netted Grid Operator External Schedules sum to zero within the same Synchronous Area.
Production		désigne (i) le processus qui permet de produire une puissance électrique qui est fournie au Réseau par une Installation ou partie de celle-ci (ii) la puissance électrique produite et fournie au Réseau par une Installation ou partie de celle-ci exprimée en kilowatts ou en mégawatts, sur un intervalle de temps défini. Le terme « Parc de Production » peut désigner: toutes les Installations de production installées et disponibles sur le territoire d'un État membre; la ou les Installations de production d'un producteur d'électricité spécifique.	138	Generation		Means (i) the process by which electric energy is produced and supplied to the Network by a Generation Facility or part of a Generation Facility, (ii) the rate at which electric energy is produced and supplied to the Network by a Generation Facility or part of a Generation Facility over a period of time. It is generally expressed in kilowatts or megawatts. The term “ Generation Fleet ” refers to all the Generation Facilities installed and available on the territory of a Member State; to the Generation Facility(ies) of a specific electricity producer.
Production décentralisée		désigne la Production d'énergie électrique à l'aide de toute Unité de production, aussi bien synchrone qu'à onduleur, indirectement reliée au Réseau de Transport via un Réseau de distribution ou situé côté client du Réseau de distribution.	93	Distributed Generation or Distributed Generator		means the electric power Generation from any Generation Unit, either synchronous or Inverter-based, that is indirectly connected to the Transmission System through a Distribution System or located on the customer side of the Distribution System.
Programme annuel d'indisponibilité régional	RAUP	désigne le Programme d'indisponibilité au niveau régional basé sur tous les AUP disponibles de la Région.	284	Regional Annual Unavailability Plan	RAUP	means the Unavailability Plan at Regional level based on all the available AUPs of the Region.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Programme de compensation		désigne la compensation des écarts fortuits par rapport à une planification. Elle est effectuée en exportant vers (en important depuis) le Système électrique interconnecté pendant la période de compensation par des programmes de puissance constante dans les mêmes périodes tarifaires que lors de leur survenue.	52	Compensation Program		means the compensation of unintentional deviations from a schedule. It is performed by exporting to/ importing from the interconnected Power System during the compensation period by means of schedules of constant power within the same tariff periods as when they occurred.
Programme de maintenance		désigne l'ensemble des travaux de maintenance planifié visant à assurer des niveaux requis de fiabilité et de préservation des actifs. Le Plan d'indisponibilité est développé à partir du Plan de maintenance.	198	Maintenance Plan		means the set of scheduled maintenance works aimed at achieving prescribed levels of reliability and preservation of the assets. The Unavailability Plan is developed from the Maintenance Plan.
Programme de Zone de réglage		désigne l'ensemble apparié de tous les programmes d'échange liés à une Zone de réglage et le Programme de compensation des Ecart Involontaires. Tel que défini dans le point OC 7.4.2 du Code d'exploitation.	66	Control Area Program		means the matched set of all exchange program related to a Control Area and the program for the compensation of Unintentional Deviations. As defined in the OC 7.4.2 of the Operation Code
Programme Externe de Gestionnaire de réseau		désigne un programme d'échange d'énergie électrique entre des Gestionnaires de réseau de différentes Zones de programmation.	150	Grid Operator External Schedule		means a schedule for the exchange of electricity between Grid Operators of different Scheduling Areas.
Programme net externe agrégé des Gestionnaires de réseau		désigne un programme représentant l'agrégation nette de tous les programmes externes de Gestionnaire de réseau entre deux (2) zones de programmation ou entre une zone de programmation et un groupe d'autres zones de programmation.	6	Aggregated Netted Grid Operator External Schedule		means a schedule representing the netted aggregation of all Grid Operator External Schedules between two (2) Scheduling Areas or between a Scheduling Area and a group of other Scheduling Areas.
Propriétaire de station de conversion CCHT		désigne l'Entité agréée et autorisée à exploiter une station de conversion CCHT et responsable de la conformité avec les exigences des Codes du MRE applicables à la station de conversion CCHT.	156	HVDC Converter Station Owner		means the Entity licensed and authorized to operate an HVDC Converter Station and responsible for complying with the REM Codes requirements applicable to the HVDC Converter Station.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Propriétaire d'installation		désigne l'Entité agréée et autorisée à exploiter une Installation et responsable de la conformité avec les exigences des Codes du MRE applicables à l'Installation.	116	Facility Owner		means the Entity licensed and authorized to operate a Facility and responsible for complying with the REM Codes requirements applicable to the Facility.
Propriétaire d'installation de consommation		désigne l'Entité agréée et autorisée à exploiter une Installation de consommation et responsable de la conformité avec les exigences des Codes du MRE applicables à l'Installation de consommation.	87	Demand Facility Owner		means the Entity licensed and authorized to operate a Demand Facility and responsible for complying with the REM Codes requirements applicable to the Demand Facility.
Propriétaire d'installation de production		désigne l'Entité agréée et autorisée à exploiter une Installation de Production et responsable de la conformité avec les exigences des Codes du MRE applicables à l'Installation de production.	141	Generation Facility Owner		means the Entity licensed and authorized to operate a Generation Facility and responsible for complying with the REM Codes requirements applicable to the Generation Facility.
Propriétaire du système CCHT		désigne l'Entité agréée et autorisée à exploiter un Système CCHT et responsable de la conformité avec les exigences des Codes du MRE applicables au Système CCHT.	161	HVDC System Owner		means the Entity licensed and authorized to operate an HVDC System and responsible for complying with the REM Codes requirements applicable to the HVDC System.
Publier		signifie, pour un document ou une information, rendre disponible ledit document ou ladite information dans le domaine public conformément aux principes et procédures de transparence de l'ARREC et de l'OSM. Le terme « Publication » doit être interprétée en conséquence.	278	Publish		means, in respect of a document or Information, to make that document or Information available in the public domain in accordance with ERERA and SMO's transparency principles and procedures. The term " Publication " shall be interpreted accordingly.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Puissance nominale		également connue sous le nom de capacité nominale, capacité installée, signifie la puissance maximale que peut supporter une Installation telle qu'une Unité de production, une Installation de consommation ou tout autre appareil électrique capable de fournir ou d'absorber, et généralement exprimée en mégawatt. Si le terme fait référence à des Unités de production, il est également connu sous le nom de capacité installée.	232	Nominal Power		also known as rated capacity, nameplate capacity, installed capacity, it means the intended maximum full-Load sustained output of a Facility such as a Generation Unit, Demand Facility or other electrical apparatus can supply or absorb, usually expressed in megawatt. In case the term is referred to Generation Units, it also expressed as Generation Capacity.
Quantités validées		désigne les données qui ont été traitées par les règles VEE, qui sont cohérentes et sans erreurs et qui sont prêtes à être utilisées pour les processus d'analyse, de règlement, de facturation, de déclaration ou de prise de décision.	358	Validated Quantities		means the data that has been processed according to the VEE rules and found to be consistent without errors and ready to be used for the analysis, settlement, billing, reporting or decision-making processes.
Rapport annuel d'exploitation		désigne le rapport annuel publié l'année A sur les faits et les chiffres de l'exploitation de l'année A-1.	14	Annual Operation Report		means the yearly report published in year Y on the facts and figures of the operation of the year Y-1.
Rapport de suivi du marché		tel que défini dans le MC 21.4.3.	204	Market Monitoring Report		as defined in MC 21.4.3.
Rapport de surveillance du marché		tel que défini dans le MC 21.5.3	209	Market Surveillance Report		as defined in MC 21.5.3
Ratio de répartition		désigne le taux de répartition de la NTC entre les échéances d'attribution des capacités.	320	Splitting Ratio		means the rate at which the NTC is divided between the timeframes for capacity allocation.
Ratio minimum d'acceptation		désigne le ratio minimum d'acceptation dans tout Offre en bloc, dans lequel le bloc peut être apparié et exprimé en pourcentage inférieur à 100 %.	222	Minimum Acceptance Ratio		means the minimum acceptance rate in any Block Order, in which the block can be matched and expressed as a percentage less than 100%.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Réallocation		signifie un arrangement financier soutenu par des règles selon lequel deux participants au marché demandent à l'OSM d'effectuer des débits et des crédits correspondants à la position de ces participants au marché dans le marché du jour pour le lendemain. La réallocation représente normalement un engagement financier hors marché, tel qu'un contrat de couverture entre les Parties créditrice et débitrice, mais l'OSM n'est pas Partie de ce contrat. L'objectif est de réduire les exigences de Soutien au crédit ou les exigences de garantie.	279	Reallocation		means a rule-supported financial arrangement under which two (2) Market Participants request SMO to make matching debits and credits to the position of those Market Participants in the Day-Ahead Market. The reallocation normally represents an off-market financial commitment, such as a hedge contract between the credit and debit Parties, but SMO is not a Party to that contract. The objective is to reduce the Credit Support or Guarantee requirements.
Reconstitution		Processus général de restauration du fonctionnement normal d'un Système électrique après une Panne de courant généralisée ou un Etat d'urgence.	301	Restoration		means the general process of recovering the normal functioning of a Power System after a Blackout State or Emergency State.
Réduction		désigne la réduction ou l'annulation des PTR attribués à un Participant au marché, par l'OSM, sur la base de la requête des Opérateurs de système, en réponse à une pénurie de capacité de transport due à des conditions de fiabilité du Réseau	74	Curtailement		means the reduction or cancelation of PTRs attributed to a Market Participant, by the SMO, based on the request of the System Operators, in response to a transmission capacity shortage as a result of system reliability conditions
Région		désigne l'ensemble de la région géographique des États membres. Les mots dérivés, tel que « régional », sont définis en conséquence.	283	Region		means the whole geographical region of the Member States. Derivatives such as "Regional" are defined accordingly.
Registre des informations de Compteur		désigne les enregistrements de données détaillées des Compteurs pour la Base de données de comptage sous la responsabilité du Gestionnaire de réseau, à partager et à maintenir.	216	Meter Information Register		means the detailed data records of Meters for the Metering Database under the responsibility of the Grid Operator and to be shared and maintained.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Registre des précautions de sécurité entre les systèmes		désigne un registre des précautions de sécurité entre les systèmes à remplir conformément aux dispositions des Codes de réseau nationaux.	281	Record of Inter System Safety Precautions		means written record of inter-system safety precautions to be compiled in accordance with the provisions of National Grid Codes.
Réglage automatique de la production	AGC	désigne un système permettant de régler la puissance de sortie de plusieurs Unités de production dans différentes Installations de production, en réponse aux changements de la charge ou consommation. L'AGC ajuste automatiquement la Production pour maintenir sa répartition de la production, son programme d'échange ainsi que sa part de régulation de fréquence. L'AGC est une combinaison de LFC et d'exploitation en temps réel de la fonction de répartition de la production (basée sur la programmation de la Production).	23	Automatic Generation Control	AGC	means an equipment for automatically adjusting the power output of multiple Generation Units at different Generation Facilities, in response to changes in the Demand. AGC automatically adjusts the Generation to maintain its Generation dispatch, interchange schedule plus its share of frequency regulation. AGC is a combination of LFC and real-time Operation of the Generation dispatch function (based on Generation scheduling).
Réglage et acquisition de données	SCADA	Désigne un système de contrôle à distance et de télémétrie utilisé pour surveiller et contrôler un Système électrique. Il comprend des ordinateurs, des communications de données en réseau et des interfaces utilisateur graphiques (GUI) pour une gestion de supervision de processus de haut niveau.	324	Supervisory Control and Data Acquisition	SCADA	means a system of remote control and telemetry used to monitor and control a Power System. It comprises computers, networked data communications and graphical user interfaces (GUI) for high-level process supervisory management.
Réglage fréquence-puissance	LFC	désigne le réglage secondaire adopté dans les Systèmes électriques interconnectés pour rétablir la fréquence de réseau à la valeur nominale et les échanges transfrontaliers d'électricité sur les lignes d'interconnexion aux valeurs des Echanges d'énergie programmés.	188	Load-Frequency Control	LFC	means the service of Secondary Control adopted in interconnected Power Systems to restore the system frequency to the nominal value and the cross-border electricity exchanges to the Scheduled Energy Exchanges.
Réglage primaire		désigne une fonction automatique centralisée permettant d'ajuster la production à partir des réserves primaires.	271	Primary Control		means centralized automatic function to regulate the Generation based on Primary Reserves.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Réglage secondaire		désigne le processus de restauration de la fréquence	308	Secondary Control		means the Frequency Restoration Control
Réglage tertiaire		désigne une fonction centralisée de régulation de la production basée sur les réserves tertiaires.	335	Tertiary Control		means a centralized function to regulate the Generation based on Tertiary Reserves.
Règlement		désigne le processus qui concilie les différences entre les livraisons contractuelles d'électricité du Vendeur et la Demande de ses Acheteurs. Le Règlement doit être effectué pour chaque Intervalle de négoce.	315	Settlement		means the process that reconciles differences between Seller's contractual deliveries of electricity and the Demand of its Buyers. The Settlement should be performed for every Trading Interval.
Règlementation du Marché régional de l'électricité	RMRE	désigne l'ensemble des décisions, règles et règlements applicables au Marché régional de l'électricité (MRE) et garantissant les échanges et le transport transfrontaliers d'électricité entre les États membres.	289	Regional Electricity Market Regulation	REMR	means all applicable decisions, rules and regulations related to the Regional Electricity Market (REM) and ensuring cross-border exchange and transport of electricity among Member States.
Régulateur automatique de tension	AVR	désigne l'équipement automatique à action continue contrôlant la tension de sortie d'une Unité de production synchrone en comparant la tension terminale réelle à une valeur de référence, et en contrôlant la sortie d'un système de contrôle d'excitation.	24	Automatic Voltage Regulator	AVR	means the continuously acting automatic equipment controlling the terminal voltage of a Synchronous Generation Unit by comparing the actual terminal voltage with a reference value and controlling the output of an excitation control system.
Rejet de charge / îlotage		désigne la séquence d'actions de manœuvre automatique des Unités de production qui ont pour but de réduire et ajuster la puissance produite par l'unité à celle de ses services auxiliaires en permettant une resynchronisation rapide de l'Unité. La condition est activée par l'ouverture du disjoncteur d'une Unité en raison des défauts survenus sur le Réseau de transport externe, lesquels provoquent la perte soudaine de charge dans le Système électrique et la surfréquence de l'Unité de production.	191	Load-rejection		means the sequence of automatic manoeuvring actions of a Generation Unit that have the purpose of reducing and adjusting the power produced by the Unit to that of its auxiliary services and thus allowing the rapid re-synchronization of the Unit. The condition is activated by the opening of the switch of a Unit due to faults occurring on the external Transmission System that cause sudden loss of the Load in the Power System and the Generation Unit to experience over-frequency.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Relevé de règlement quotidien		tel que défini dans le MC 17.4	75	Daily Settlement Statement		as defined in MC 17.4
Réseau		désigne une installation et un appareil déployé afin de transporter ou de distribuer de l'électricité. Selon la pratique internationale et les normes CEI-EN¹, les niveaux de tension nominaux suivants sont définis pour les Réseaux : 1. Basse tension (BT) : ≤ 1 kV 2. Moyenne tension (MT) : ≤ 35 kV 3. Haute tension (HT) : ≤ 230 kV 4. Très haute tension (THT) : ≤ 800 kV 5. Ultra-haute tension (UHT) : ≥ 800 kV	228	Network		means a connected plant and apparatus deployed to transmit or distribute electricity. Based on international practice and IEC-EN standards, the following nominal voltage levels are defined for Networks: 1. Low-Voltage (LV): ≤ 1 kV 2. Medium-Voltage (MV): ≤ 35 kV 3. High-Voltage (HV): ≤ 230 kV 4. Extra-High-Voltage (EHV): ≤ 800 kV 5. Ultra-High-Voltage (UHV): ≥ 800 kV
Réseau de communication de l'EEEOA		Désigne le réseau privé dédié à l'échange de données entre les Gestionnaires de réseau, et fonctionnant sous la responsabilité des Gestionnaires de réseau et la gestion de l'OSM	363	WAPP Communication Network		means the private network dedicated to Data Exchange among Grid Operators and SMO and which is operated under the responsibility of the Grid Operators and the management of SMO.
Réseau de distribution		désigne toutes les lignes à haute, moyenne et basse tension et les équipements connexes tels que définis par le Code de réseau national, qui sont détenus, entretenus et exploités par une Entité, directement raccordés au Réseau de transport par l'intermédiaire de postes de transformation et utilisés pour la distribution d'électricité aux fins de sa livraison aux consommateurs finaux.	94	Distribution System		As defined in National Grid Code, means all high, medium and low voltage lines, and related equipment owned, maintained and operated by an Entity, which are directly connected to the Transmission System through sub-stations and used for the distribution of electricity with a view to its delivery to end-consumers.

¹ EN 50110-1 / EN 50160 / EN 60038 / IEC 60071-1 / EN 61936-1

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Réseau de transport		désigne toutes les lignes à haute tension et les équipements associés pour le transport d'électricité, qui facilitent la fourniture d'électricité aux clients éligibles ou aux distributeurs, dans le cadre d'échanges d'électricité transfrontaliers. Lorsque le terme est utilisé pour identifier le Réseau de transport d'une Zone de réglage ou d'un Système électrique national, le terme renvoie au Réseau à haute tension pour lequel le Gestionnaire de réseau concerné est en charge de l'exploitation.	152	Grid or Transmission System		means all HV lines and related equipment for the transmission of electricity, which facilitate delivery to eligible customers or to distributors, in the context of cross-border electricity exchanges. When the term is used to identify the Transmission System of a Control Area or a national Power System, the term shall refer to the HV Network with respect to which a relevant Grid Operator has authority to direct operations.
Réseau de transport		désigne toutes les lignes à haute tension et les équipements associés pour le transport d'électricité, qui facilitent la fourniture d'électricité aux clients éligibles ou aux distributeurs, dans le cadre d'échanges d'électricité transfrontaliers. Lorsque le terme est utilisé pour identifier le Réseau de transport d'une Zone de réglage ou d'un Système électrique national, le terme renvoie au Réseau à haute tension pour lequel le Gestionnaire de réseau concerné est en charge de l'exploitation.	349	Transmission System or Grid		means all HV lines and related equipment for the transmission of electricity, which facilitate delivery to eligible customers or to distributors, in the context of cross-border electricity exchanges. When the term is used to identify the Transmission System of a Control Area or a national Power System, the term shall refer to the HV Network with respect to which a relevant Grid Operator has authority to direct operations.
Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA	RTIE	Désigne l'ensemble des actifs de transport qui forment le Réseau régional défini comme tel et agréé par les pays. Ces actifs sont les interconnexions régionales, les lignes régionales détenues par des sociétés à objectifs spécifiques et les lignes de transport des Systèmes électriques domestiques conçues comme faisant partie du Réseau de transport régional.	364	WAPP Interconnected Transmission System	WAPPITS	means all the transmission assets that form the regional Network as so defined and agreed upon by the countries. These assets are the regional interconnectors; the regional lines owned by special purpose companies and the transmission lines of the domestic Power Systems designated as forming part of the regional transmission Network.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Réseau étendu	WAN	désigne un Réseau capable d'assurer des services de communication à une large zone géographique.	376	Wide Area Network	WAN	means a Network that provides communication services to a large geographic area.
Réseau îloté		désigne l'ensemble ou partie d'un Réseau de transport déconnecté du Système électrique de l'EEEOA interconnecté, ayant au moins une Unité de production ou un Système CCHT alimentant ce Réseau isolé, et qui en contrôle la fréquence et la tension.	180	Island		means the whole or part of a Grid that is disconnected from the interconnected WAPP Power System, having at least one Generation Unit or HVDC System supplying power to this isolated Network and controlling the frequency and voltage.
Réseau pertinent		Désigne, en ce qui concerne chaque Système électrique national, la partie du Réseau de transport sous la responsabilité d'un Gestionnaire de réseau dont l'exploitation affecte les échanges d'électricité et le SoO sur les Interconnexions transfrontalières et influence les valeurs de la TTC transfrontalière. Il peut potentiellement représenter tous les éléments du réseau.	293	Relevant Grid		means, with reference to each national Power System, it is the part of the Grid under the responsibility of its Grid Operator, whose operation affects the electricity exchange and the SoO on the Cross-Border Interconnections and influences the values of the cross-border TTC. It can potentially represent all the Elements of the Grid.
Réserve		désigne toutes les ressources d'énergie active, si précédemment acquises ou acquises en temps réel, ou conformément aux obligations légales, à la disposition des Gestionnaires de réseau à des fins d'équilibrage et de maintien de la fréquence.	299	Reserve		means all active power resources, if procured ex ante or in real-time, or according to legal obligations, which are available to the Grid Operators for balancing purposes and maintaining the frequency.
Réserve à la baisse		désigne la différence entre la charge minimum moins la somme des minima techniques des Installations de production	96	Downward Reserve		means the difference between the minimum Load minus the sum of the technical minima of the Generation Facilities

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Réserve à la hausse		désigne la capacité d'augmenter la production jusqu'à la capacité technique maximale des Installations de production. La réserve disponible est la différence entre la capacité technique maximale cumulée des Installations de production et la Demande. Le terme à la Hausse, associé à un type spécifique de réserve, est défini en conséquence.	356	Upward Reserve		means the capacity to increase the Generation till the maximum technical output of the Generation Facilities. The available Reserve is the difference between the cumulated maximum technical output of Generation Facilities and the Demand. The term Upward, associated to a specific type of Reserve, is defined accordingly.
Réserve de remplacement ou Réserve tertiaire		désigne les Réserves à mettre à disposition pour rétablir le niveau adéquat de réserve secondaire en raison de causes permanentes de Déséquilibres entre la consommation et la production.	298	Replacement Reserve or Tertiary Reserve		means the Reserves to be made available to restore the adequate level of Secondary Reserve due to permanent causes of Imbalances between Demand and Generation.
Réserve de restauration de fréquence ou Réserve secondaire		désigne la Réserve destinée à restaurer la fréquence à la valeur nominale dans un Système électrique, une fois que le Réglage primaire a stabilisé la déviation de fréquence.	132	Frequency Restoration Reserve or Secondary Reserve		means the Reserve to restore the frequency to the nominal value in a Power System after the Primary Control has stabilized the frequency deviations.
Réserve froide		désigne la capacité de réserve des Unités de production ou sources de production équivalentes, qui sont disponibles pour le service et prêtes à être chargées	47	Cold Standby Reserve		means the Reserve capacity from Generation Units or equivalent power resources, which is available for service and ready for loading
Réserve globale du réglage primaire		désigne la puissance minimum de réglage primaire, déterminée au niveau de la zone synchrone et soumise à accord conformément à l'incident de référence.	257	Overall Primary Control Reserve		means minimum power for Primary Control determined at Synchronous Area level subjected to agreement according to the Reference Incident.
Réserve primaire ou Réserve de stabilisation de fréquence		désigne la première réserve disponible pour limiter la déviation de fréquence après un déséquilibre dans le Système électrique.	273	Primary Reserve or Frequency Containment Reserve		means the first Reserve available to contain the frequency deviation after an unbalance in the Power System.
Réserve secondaire		désigne la réserve de restauration de fréquence	309	Secondary Reserve		means the Frequency Restoration Reserve

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Réserve Tertiaire ou Réserve de remplacement		désigne la Réserve de remplacement.	336	Tertiary Reserve or Replacement Reserve		means the Replacement Reserve.
Réserve tournante		désigne la capacité inutilisée disponible des Unités de production ou des ressources énergétiques équivalentes préalablement synchronisées avec le Réseau de transport, capables de compenser les coupures de courant ou les chutes de fréquence dans un laps de temps donné. Le terme « tournant » est défini en conséquence.	319	Spinning Reserve		means the unused capacity available from Generation Units or equivalent power resources working already synchronously with the Transmission System which can compensate power deficit or frequency drops for a given period of time. The term Spinning is defined accordingly.
Scénario		désigne une perspective d'avenir caractérisée par des indicateurs directeurs. En conséquence, chaque scénario est quantifié par le mix de Production, les caractéristiques de la Demande et d'autres paramètres pour les études de marché. Un Scénario n'est pas une prédiction à laquelle une probabilité est associée.	304	Scenario		means an outlook of the future characterized by guiding indicators. Accordingly, each scenario is quantified by the Generation mix, the characteristics of the Demand and other parameters for the market studies. A Scenario is not a prediction to which a probability is associated.
Secrétariat de l'EEEOA		désigne l'organe administratif et technique chargé de la gestion quotidienne des activités de l'EEEOA.	367	WAPP Secretariat		means the administrative and technical organ in charge of the day-to-day management of the activities of WAPP.
Sécurité d'exploitation	SoO	désigne l'attitude d'un Système électrique à fonctionner avec une fiabilité adéquate et à résister aux contraintes dues à des pannes et à d'autres événements externes, conformément à des Normes de sécurité d'exploitation prédéterminées.	312	Security of Operation	SoO	means the ability of a Power System to function with adequate reliability and to withstand the stresses due to faults and other external events according to predetermined Operation Security Standards.
Sécurité d'approvisionnement	SoS	désigne la capacité d'un Système électrique à couvrir la charge ou consommation pour chaque période de temps et pour une zone donnée.	313	Security of Supply	SoS	means the capability of a Power System to cover the Demand in each period of time and for a given area.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Service système		désigne un service autre que la production d'énergie et/ou la fourniture de capacité, utilisé pour maintenir la fiabilité, y compris les réserves, le contrôle de la fréquence, le contrôle de la tension et la Capacité de démarrage autonome.	12	Ancillary Service		means a service other than the production of energy and/or provision of capacity, which is used to maintain reliability including reserves, frequency control, voltage control and Black Start Capability.
Seuil d'exploitation		désigne l'ensemble des valeurs maximums et minimums des paramètres électriques établis avec des critères capables de garantir le bon fonctionnement du Système électrique. Les paramètres comprennent la tension, le courant, la fréquence et d'autres paramètres caractérisant la qualité de l'exploitation de toute Installation connectée au Réseau de transport. Les seuils d'exploitation peuvent être déterminés par les caractéristiques physiques d'un élément (limites de charge) ou par les conditions du Système électrique, si celles-ci sont plus strictes. Les seuils d'exploitation peuvent être permanents et temporaire, et peuvent varier selon la saison.	245	Operational Limit		means the set of maximum and minimum values of electrical parameters established with criteria that guarantee that the Power System is working as designed. The parameters include voltage, current, frequency and other parameters characterizing the quality of Operation of any Facility connected to the Transmission System. Operational Limits can be determined by the physical characteristics of an Element (loading limits) or by the conditions of the Power System, if more stringent than the previous ones. Operational Limits can be permanent and transient, and both can vary with the season.
Simulateur de formation des opérateurs	OTS ou DTS	désigne un système de formation informatisé qui utilise un modèle de simulation dynamique pour émuler le fonctionnement et l'exploitation du Système électrique.	247	Operator Training Simulator or Dispatcher Training Simulator	OTS or DTS	means a computer-based training system that uses a dynamic simulation model for emulating the functioning and operation of the Power System.
Site de raccordement		Un site sur lequel l'Installation de l'utilisateur, côté utilisateur du Point de raccordement, doit être installée, lequel comprend le terrain, les espaces, les routes et toutes autres surfaces.	61	Connection Site		A site at which the Facility of the User at the User's side of the Connection Point is to be installed, including the land, spaces, roads and any surfaces.
Situation d'urgence ou Etat d'urgence		a la signification décrite dans le point 3.4.4 du Code d'exploitation.	103	Emergency State		it has the meaning given to it in OC 3.4.4 of the Operation Code.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Snapshot ou Instantané		désigne l'ensemble de données et d'informations à un instant donné de chaque Système électrique en termes de topologie du Réseau de transport, d'injections de Production nodales, de tensions nodales en amplitude et en phases et de Charges nodales	317	Snapshot		means the set of data and Information at a given instant of each Power System in terms of Grid topology, nodal Generation injections, nodal voltages in magnitude and phases and nodal Loads
Source d'Énergie Renouvelable Variable	EnRV	désigne un sous-ensemble de EnR, c'est-à-dire les EnR non programmables en tant que sources d'énergie primaire : éolienne, solaire, hydroélectricité au fil de l'eau, marémotrice, houlomotrice	360	Variable Renewable Energy Source	VRES	means a subset of RES that is non-dispatchable as primary energy sources, for instance, wind, solar, run-of-the-river hydroelectricity, tidal energy, wave energy, etc.
Source d'Énergie Renouvelable	EnR	désigne les ressources de production d'électricité à partir de processus naturels renouvelés continuellement tels que le soleil, le vent, l'eau, les processus biologiques et les flux de chaleur géothermique.	297	Renewable Energy Source	RES	means the resources for production of electricity from on-going natural processes, such as solar, wind, flowing water, biological processes, and geothermal heat flows.
Soutien au crédit		désigne une garantie fournie sous la forme d'un dépôt de garantie pour effectuer des transactions sur le Marché du jour pour le lendemain.	70	Credit Support		it is a guarantee provided in a form of a Security Deposit to trade in the Day-Ahead Market.
Stabilisateur de puissance	PSS	désigne une fonctionnalité supplémentaire du Régulateur automatique de tension d'une Unité de production synchrone dont le but est d'amortir les oscillations de puissance.	269	Power System Stabilizer	PSS	means an additional functionality of the AVR of a Synchronous Generation Unit whose purpose is to damp power oscillations.
Station de conversion CCHT		désigne une partie d'un Système CCHT qui consiste en une ou plusieurs unités de conversion CCHT installées en un seul endroit avec des bâtiments, des réactances, des filtres, des dispositifs de puissance réactive, contrôle, surveillance, protection, mesure et auxiliaires	155	HVDC Converter Station		means part of an HVDC System which consists of one or more HVDC Converter Units installed in a single location together with buildings, reactors, filters, reactive power devices, control, monitoring, protective, measuring and auxiliary equipment
Suspension		a la signification qui lui a été attribuée dans le MC 1.10.8 du Code du marché.	325	Suspension		it has the meaning given to it in MC 1.10.8 of the Market Code.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Synchrophaseur	PMU	désigne un dispositif électronique intelligent conçu et intégré dans une technologie numérique et utilisé pour estimer l'amplitude et l'angle de phase d'une quantité de phaseur électrique (telle que la tension ou le courant) dans un Réseau, en utilisant une base de temps commune pour la synchronisation.	260	Phasor Measurement Unit	PMU	means an intelligent electronic device designed and built in numerical technology and used to estimate the magnitude and phase angle of an electrical phasor quantity (such as voltage or current) in a Network using a common time source for synchronization.
Système CCHT		désigne un Système électrique qui transfère l'énergie sous forme de Courant Continu (CC) haute tension entre deux ou plusieurs jeux de barres de Courant Alternatif (CA), et comprend au moins deux stations de conversion CCHT avec lignes ou câbles de transport CC entre ces stations de conversion CCHT.	159	HVDC System		means an electrical Power System which transfers energy in the form of high-voltage direct current (DC) between two or more alternating current (AC) buses and comprises at least two HVDC Converter Stations with DC transmission lines or cables between the HVDC Converter Stations.
Système d'alarme	WS	désigne des pages synoptiques des affichages contenant des informations concises à partager entre les Gestionnaires de réseau d'une zone afin d'informer ces Gestionnaires de l'état des Réseaux de transport et les avertir des urgences.	368	Warning System	WS	means synoptical pages of the displays showing synthetic information to be shared among Grid Operators of an area to make aware Grid Operators about the status of the Grids and warn about emergencies.
Système de gestion de l'énergie	EMS ou SGE	désigne un système connecté à un SCADA destiné à contrôler, surveiller et optimiser les performances d'un Système électrique. Il se base sur des outils assistés par ordinateur et utilisés par les Gestionnaires de réseau.	105	Energy Management System	EMS	means a system connected to a SCADA to control, monitor and optimize the performance of a Power system. It is based on computer-aided tools and used by the Grid Operators.
Système de lecture automatique des Compteurs	AMR	désigne les installations nécessaires au processus de collecte à distance des relevés et des Données de comptage d'un Equipement de comptage et le transfert de ces Données de comptage dans une Base de données de comptage située à distance.	22	Automated Meter Reading System	AMR	means the facilities required to perform the process of remote collection of the readings and Metering Data from a Metering Equipment and transferring such readings and Metering Data into a remote Metering Database.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Système de mesure à zone étendue	WAMS	désigne un système de mesure et de surveillance en temps réel basé sur un synchrophaseur utilisé pour améliorer la connaissance de l'état du réseau, améliorer la visibilité et une gestion proactive du Réseau de transport.	375	Wide Area Monitoring System	WAMS	means real time synchrophasor-based measurement and monitoring system for enhanced situational awareness, improved visibility and proactive Grid management.
Système de négoce d'énergie	ETS	désigne une plateforme électronique sur internet utilisé par l'OSM pour les transactions dans le MRE.	106	Energy Trading System	ETS	means an internet-based electronic platform used by the SMO for trading in the REM.
Système de réseau pour le raccordement		Désigne l'ensemble des Installations et équipements à mettre en œuvre au sein du Réseau, dans la configuration existante d'un Point de raccordement, pour le raccordement de l'Installation de production et/ou du Système CCHT et/ou de l'Installation de consommation au Réseau de transport	231	Network System for the Connection		means the set of Facilities and equipment necessary for the connection of Generation Facility and/or the HVDC System and/or the Demand Facility to the Transmission System, to be implemented in the Grid in the existing configuration to the Connection Point.
Système de transport flexible à Courant Alternatif	FACTS	désigne un système basé sur l'électronique de puissance et autres équipements statiques permettant de contrôler un ou plusieurs paramètres du Réseau de transport à Courant alternatif afin d'en améliorer la capacité de contrôle et d'augmenter la capacité de transfert de puissance.	125	Flexible AC Transmission System	FACTS	means a power electronic based system and other static equipment that provide control of one or more AC Transmission System parameters to enhance controllability and increase power transfer capability.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Système d'Échanges d'Énergie Électrique de l'Ouest Africain	EEEOA	Le terme système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain désigne l'EEEOA en tant que système ou l'EEEOA/ WAPP en tant qu'organisation. Le terme EEEOA, système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain désigne le système mis en place par la Décision A/DEC.5/12/99 du 10 décembre 1999, de la Conférence des Chefs d'État et de gouvernement, pour préparer et mettre en place le cadre propice pour le développement des moyens de production d'énergie électrique, l'interconnexion des réseaux électriques, la réalisation des investissements régionaux et le développement des échanges énergétiques en Afrique de l'Ouest. Le terme EEEOA désigne l'organisation du système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain, une institution spécialisée de la CEDEAO créée par la Décision A/DEC.20/01/06 du 12 janvier 2006, de la Conférence des Chefs d'État et de gouvernement, pour la mise en œuvre du système d'échanges d'énergie électrique ouest africain et dont les structures de gestion sont instituées par la Convention du 6 juillet 2006 telle qu'amendée. DANS les présents Codes du MRE, le terme EEEOA est employé, en tant qu'organisation, lorsque le texte se réfère à une fonction relevant de l'Organisation de l'EEEOA et/ou à une décision devant être prise par celle-ci ou par l'une de ses structures de gouvernance.	370	West African Power Pool	WAPP	the term West African Power Pool refers to WAPP as a system or WAPP as an organisation. The WAPP system or WAPP is the system established by Decision A/DEC.5/12/99 of December 10, 1999, of the Authority of Heads of State and Governments, to provide an appropriate framework for development of energy production facilities, the interconnection of electricity Grids, the realization of regional investments and the development of energy exchange in west Africa. The WAPP organization or WAPP is the specialized institution of ECOWAS established by Decision A/DEC.20/01/06 of January 12, 2006, by the Authority of Heads of State and Governments, for the realization of the WAPP system and whose management structure is instituted by the Articles of Agreement of July 6, 2006 as amended. In these REM Codes, the term WAPP, as organisation is specified when the text refers to a function that pertains to or a decision to be taken by the WAPP Organization and/or any of its governing structure.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Système d'information sur le marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest	WAEMIS	Le système d'information et les normes de conduite pour la collecte et le partage d'informations sur le Marché régional de l'électricité.	369	West African Electricity Market Information System	WAEMIS	means the information system and standard procedures for information collection and sharing in the Regional Electricity Market.
Système électrique		désigne l'ensemble des installations électriques interconnectées déployés pour produire, transporter et distribuer de l'électricité.	268	Power System		means the network of all the electrical facilities deployed to generate, transmit, and distribute electricity.
Système électrique de l'EEEOA		désigne l'intégration des Systèmes électriques qui comprennent toutes les Installations de production, de consommation et de Réseau interconnectées à travers les Réseaux exploités par des Gestionnaires de réseau.	366	WAPP Power System		means the integration of the Power Systems that comprise of all Generation, Demand and Network installations interconnected throughout the Networks operated by Grid Operators.
Tableau de bord prudentiel		Désigne, comme défini dans le Code du marché MC 14.5.2, le tableau de bord prudentiel mis en place sur l'ETS afin de fournir à chaque Participant au marché sur le Marché du jour pour le lendemain les dernières informations prudentielles	276	Prudential Dashboard		refers to, as defined in the Market code MC 14.5.2, the dashboard implemented in the ETS to provide each Market Participant in the Day-Ahead Market with the latest prudential information
Technologie de l'Information et de la Communication	TIC	désigne l'ensemble des technologies utilisées pour gérer les télécommunications, les médias audiovisuels, les systèmes de gestion intelligents, les systèmes de traitement audiovisuel et de transmission des communications, ainsi que les fonctions de contrôle et de surveillance basées sur le réseau informatique.	168	Information Communication Technology	ICT	means all the technology used to handle telecommunications, broadcast media, intelligent management systems, audiovisual processing and communication transmission systems, and network-based control and monitoring functions.
Temps de réglage primaire		désigne le temps pendant lequel les ressources disponibles pour le réglage primaire sont fournies en totalité.	272	Primary Control Time		means the time in which the resources available for Primary Control are completely supplied.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Tenue aux défauts		désigne la capacité des appareils électriques à rester connectés au Réseau et à fonctionner dans des conditions de défaillance externe prédéterminées	120	Fault-Ride-Through		means the capability of electrical devices to remain connected to the Network and operate during predetermined external fault conditions
Transaction de repli du jour pour le lendemain		désigne une transaction pour le prochain jour ouvré résultant de l'application des procédures de repli prévues dans le MC 13.4.3.	118	Fallback Day-Ahead Trading		means a day-ahead trading resulting from applying the fallback procedures in MC 13.4.3.
Transaction transfrontalière		Désigne une transaction dans laquelle le Vendeur doit vendre de l'électricité fournie ou produite à partir d'installations opérant dans un État membre, à un Acheteur qui achète l'électricité, et est situé dans un État membre différent de l'État membre de celui du Vendeur.	72	Cross-Border Transaction		Means a transaction where the Seller must sell electricity supplied or generated from facilities operating within a Member State to a Buyer that purchases the electricity and is located in a different Member State from the Member State where that Seller is located
Transformateur de Courant	TC	désigne un Transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'utilisation, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions ² .	73	Current Transformer	CT	means an Instrument Transformer in which the secondary current, in normal conditions of use, is substantially proportional to the primary current and differs in phase from it by an angle which is approximately zero for an appropriate direction of the connections[1].
Transformateur de mesure		désigne un transformateur électrique, dont l'enroulement primaire est relié au conducteur transportant le courant ou la tension à mesurer, qui donne une indication précise du courant fort ou de la tension forte dans son enroulement primaire, par le courant ou de la tension faible dans son enroulement secondaire,. La sortie à faible courant est utilisée pour le relais, la mesure et l'indication ;	172	Instrument Transformer		means an electrical transformer, with its primary winding connected with the conductor carrying the current or voltage to be measured, which gives an accurate low-current or voltage indication in its secondary winding of the high current or voltage in its primary winding. The low-current or voltage output is used for relaying, metering and indication.

² Selon la norme CEI 60050 Vocabulaire électrotechnique international

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Transformateur de Tension	TT	désigne un Transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions ³ .	362	Voltage Transformer	VT	means an Instrument Transformer in which the secondary voltage, in normal conditions of use, is substantially proportional to the primary voltage and differs in phase from it by an angle which is approximately zero for an appropriate direction of the connections.
Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (Union pour la coordination du transport d'électricité)	UCTE	désigne l'Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité, ayant coordonné l'exploitation et le développement du Réseau de transport d'électricité pour le Réseau de transport à fonctionnement synchrone de l'Europe continentale, offrant ainsi une plateforme fiable à tous les acteurs du marché intérieur de l'électricité et au-delà. Elle est restée active de 1951 à 2009, année durant laquelle toutes les tâches opérationnelles ont été transférées à l'ENTSO-E.	354	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity	UCTE	means the Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, which coordinated the operation and development of the electricity Transmission System for the Continental European synchronously operated Transmission System, thus providing a reliable platform to all participants of the internal electricity market and beyond. It operated from 1951 to 2009, when all operational tasks were transferred to ENTSO-E.
Unité de conversion CCHT		désigne une unité comprenant un ou plusieurs ponts de conversion, ainsi qu'un ou plusieurs transformateurs de conversion, réacteurs, équipement de contrôle d'unité de conversion, dispositifs de protection et de manœuvres essentiels et auxiliaires, utilisés, le cas échéant, pour la conversion.	157	HVDC Converter Unit		means a unit comprising one or more converter bridges, together with one or more converter transformers, reactors, converter unit control equipment, essential protective and switching devices and auxiliaries, if any, used for the conversion.
Unité de production		désigne un équipement qui converti les ressources d'énergie primaire en énergie électrique.	143	Generation Unit		means an equipment that converts primary energy resources into electrical energy.

³ Selon la norme CEI 60050 Vocabulaire électrotechnique international

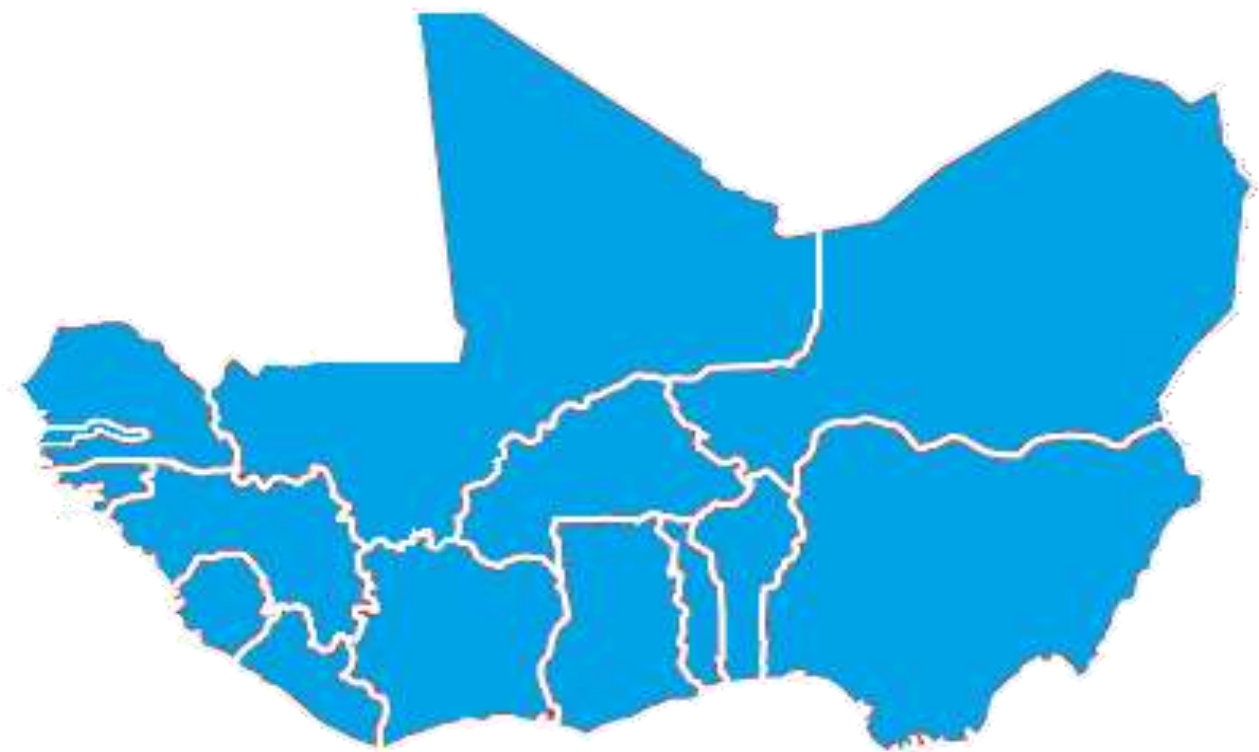
Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Unité de production à onduleur		désigne une unité ou un ensemble d'unités en mesure de générer de l'énergie électrique, laquelle est soit reliée de manière non synchrone au Réseau ou par le Système électronique de puissance, et qui a également un seul Point de raccordement à un Réseau de transport, un Réseau de distribution tel qu'un Réseau de distribution fermé ou Système CCHT, ainsi que les Unités de production à EnR (telles que les unités photovoltaïques ou éoliennes) et les systèmes de stockage d'énergie par batterie.	179	Inverter-based Generation Unit		means a unit or a set of units which can generate electrical energy, which is either non-synchronously connected to the Network or connected through power electronics, and that also has a single Connection Point to a Transmission System, Distribution System including closed Distribution System or HVDC System as well as RES-based Power Park Modules (such as Solar or wind Units) and battery energy storage systems .
Unité de production synchrone		désigne un ensemble indivisible d'installations pouvant générer de l'énergie électrique de manière à ce que la fréquence de la tension générée, la vitesse du générateur et la fréquence de la tension du Réseau soient dans un rapport constant et donc de manière synchrone.	329	Synchronous Generation Unit		means an indivisible set of installations which can generate electrical energy such that the frequency of the generated voltage, the generator speed and the frequency of Network voltage are in a constant ratio and thus in synchronism.
Unité de temps du marché	UTM	Désigne la période pour laquelle le prix du marché est établi.	210	Market Time Unit	MTU	means the period for which the market price is established.
Unité terminale à distance	RTU	désigne un dispositif électronique à microprocesseur utilisé dans les systèmes de contrôle pour connecter divers équipements à des systèmes de contrôle distribués ou de réglage et acquisition des données.	296	Remote Terminal Unit	RTU	means a microprocessor-based electronic device used in control systems to connect various hardware to distributed control systems or SCADA systems
Utilisateur du réseau		désigne une Entité qui fournit de l'énergie au Réseau ou qui est alimenté en énergie par le Réseau.	153	Grid User		means an Entity supplying to, or being supplied by, a Grid.
Utilisé ou perdu	UIOLI	désigne que si un droit acquis n'est pas exercé comme et quand il a été convenu, le droit est perdu, et aucune compensation n'est prévue.	357	Use It or Lose It	UIOLI	means that if an acquired right is not exercised as at and when agreed, the right is lost, and no compensation is foreseen

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Validation, estimation et édition	VEE	désigne le processus mis en œuvre pour détecter et corriger les anomalies dans les données avant qu'elles ne soient utilisées pour les processus de traitement, d'analyse, de règlement, de facturation, de déclaration ou de prise de décision.	359	Validation, Estimation and Editing	VEE	means the process implemented to detect and correct anomalies in data before it is used for processing, analysis, settlement, billing, reporting or decision-making processes.
Vendeur		Un Participant au marché qui fait une Offre de vente de l'électricité sur le Marché régional de l'électricité.	314	Seller		A Market Participant that makes an Offer of electricity in the Regional Electricity Market.
Vision à long terme		désigne la vision développée dans le document stratégique de l'EEEOA dans le cadre du Planification de la Vision Long Terme.	193	Long-Term Vision	LTV	means the vision developed in the strategic document by WAPP within the framework of the Long-Term Vision Planning.
Zone asynchrone		désigne une partie du Système électrique de l'EEEOA exploitée par des Gestionnaires de réseau nationaux non interconnectés de manière synchrone.	18	Asynchronous Area		means a portion of the WAPP Power System that is operated by national Grid Operators that are not synchronously interconnected.
Zone de programmation		désigne une zone dans laquelle les obligations des Gestionnaires de réseau en matière de programmation s'appliquent en raison de besoins d'exploitation ou organisationnels.	306	Scheduling Area		means an area within which the Grid Operators obligations regarding scheduling apply in relation to operational or organizational needs.
Zone de réglage		Est synonyme de Zone LFC	65	Control Area		Is synonymous of LFC Area
Zone de réglage fréquence-puissance	Zone LFC	désigne une partie cohérente du Système électrique de l'EEEOA délimitée physiquement par des points de mesure de la puissance et de l'énergie échangées vers le réseau interconnecté restant, exploité par un seul Gestionnaire de réseau remplissant les obligations LFC, et comprend, le cas échéant, une Installation de consommation et/ou une Installation de production physique connectée.	189	Load-Frequency Control Area	LFC Area	means a coherent part of the Synchronous Area of the WAPP Power System physically demarcated by points for measurement of the interchanged power and energy to the remaining interconnected Network, operated by a single Grid Operator fulfilling the obligations of LFC, and including connected physical Demand Facility and/or Generation Facility if any.

Terme	Acronyme	Définition	N°	Term	Acronym	Definition
Zone synchrone		désigne une partie du Système électrique de l'EEEOA composée de Réseaux de transport interconnectés de manière synchrone	327	Synchronous Area		means a portion of the WAPP Power System composed of synchronously interconnected Grids.

GD 2. SYMBOLES ET UNITES DE MESURE

Symbole	Variable	Unités de Mesure
Δf	Déviation de Fréquence du reseau de transport	[Hz] or [p.u.]
ΔP	Variation de la puissance active produite	[MW]
f	Fréquence	[Hz] or [p.u.]
f_n	Fréquence Nominale	[Hz] or [p.u.]
P	Puissance active	[MW]
P_{lt}	Indice de sévérité du flicker à long terme	[-]
P_{MAX}	Capacité de production (c'est-à-dire la puissance active maximale d'une unité de production).	[MW]
P_{st}	Indice de sévérité du flicker à court terme	[-]
Q	Puissance réactive	[Mvar]
s	Réglage statique d'une unité de production synchrone ou d'un système CCHT	[%]
t_1	Maximum admissible initial delay of active power response capability	[s]
t_2	Temps d'activation complet de la capacité de réponse en puissance active	[s]
t_{rec}	Séries temporelles pour établir la courbe de tenue aux défauts (Fault-Ride-Through) des unités de production et des systèmes CCHT	[ms]
U	Tension	[V] or [p.u.]
U_{ret}	Séries de tension pour établir la courbe de tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through) des unités de production et des systèmes CCHT	[p.u.]
U_{rec}		
ξ_1, ξ_2	Erreur maximale dans les limites de laquelle le système de régulation des unités de production doit contrôler la puissance active par rapport aux valeurs de consigne constantes (ξ_1) et lors des variations de la valeur de consigne (ξ_2)	[%]



GC – CONDITIONS GENERALES

TABLE DES MATIÈRES

GC 1.	OBJECTIF	4
GC 2.	CHAMP D'APPLICATION	5
GC 3.	APPROBATION DES CODES DU MRE	6
GC 3.1	Principes.....	6
GC 4.	MODIFICATION DES CODES DU MRE	7
GC 4.1	Généralités sur les amendements	7
GC 4.2	Initiation des amendements.....	8
GC 4.3	Examen et approbation des amendements aux Codes du MRE.....	9
GC 4.4	Experts et autres assistances.....	11
GC 4.5	Bulletins d'interprétation	11
GC 5.	STRUCTURE INSTITUTIONNELLE DU MRE	11
GC 6.	CIRCONSTANCES IMPRÉVUES.....	11
GC 7.	FORCE MAJEURE	12
GC 8.	EXIGENCES DE CONNEXION DES GESTIONNAIRES DE RESEAU AU RTIE	13
GC 9.	DÉROGATIONS ET NON-CONFORMITÉS TEMPORAIRES DES GESTIONNAIRES DU RÉSEAU..	14
GC 9.1	Définition de dérogation	14
GC 9.2	Normes applicables aux dérogations A et B	16
GC 9.3	Dispositions relatives aux dérogations A et B pour les Gestionnaires de réseau	20
GC 9.4	Normes applicables aux Non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau (Dérogation C).....	21
GC 10.	RÉSOLUTION DES DIFFERENDS	22
GC 11.	INTERPRÉTATION DES CODES DU MRE	23
GC 12.	HIÉRARCHIE DES DOCUMENTS DE GOUVERNANCE	24
GC 13.	CONFIDENTIALITÉ.....	24
ANNEXE A –	STRUCTURE INSTITUTIONNELLE	25
A.1	Champ d'application	25
A.2	Description des Institutions de gouvernance	25
A.3	Règlementation du MRE	26
A.4	Fonctionnement du MRE	27
A.5	Coordination de l'exploitation du système	28
A.6	L'EEEOA	28
ANNEXE B –	CONTENU DE L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	30
B.1	Champ d'application de l'accord	30

B.2	Les procédures en cas d'incident portant préjudice à d'autres Gestionnaires de réseau ou des Parties qui leurs sont associés.....	30
B.3	Éléments supplémentaires pour les nouveaux gestionnaires.....	31
ANNEXE C –	CONTENU DE L'ADDENDUM À L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRE DE RESEAU	32
C.1	Définition	32
C.2	Informations requises.....	32
ANNEXE D –	GESTION CONTINUE DE LA CONFORMITÉ	33
D.1	Objectifs et champ d'application.....	33
D.2	Organisation.....	33
D.3	Activité	33
D.4	Tâches principales.....	34
D.5	Méthode de travail	34

GC 1. OBJECTIF

GC 1.1.1 Les **Codes du MRE** régissent le développement et le fonctionnement du **Marché régional de l'électricité (MRE)** et établissent les règles générales basées sur un ensemble de principes régissant l'état, l'exploitation et le développement du **Système électrique de l'EEEOA**. Ces principes sont :

- a) Solidarité : l'engagement de soutenir les **Système électrique** voisins tant que la sécurité de son propre **Système électrique** n'est pas en jeu ;
- b) Transparence : les **Membres de l'EEEOA** s'engagent à partager les **Informations** et les données conformément aux règles et obligations des **Codes du MRE** ;
- c) Proportionnalité : les actions de l'EEEOA et des **Gestionnaires de réseau** doivent se limiter à ce qui est nécessaire pour l'atteinte des objectifs des **États membres** ;
- d) Sécurité : les **Gestionnaires de réseau** s'engagent à exploiter leur réseau de manière à ce que cela ne nuise pas à la sécurité des **Systèmes électriques** voisins ;
- e) Autonomie : chaque **Gestionnaire de réseau** doit d'abord réagir aux contingences avec ses propres ressources et ramener les échanges aux valeurs programmées après tout **Déséquilibre** ;
- f) Développement durable : les entités impliquées doivent s'engager à donner la priorité et à déployer les **Meilleurs efforts** pour maximiser l'intégration des **Sources d'Énergies renouvelables** dans leurs **Systèmes électriques**.

GC 1.1.2 Les **Codes du MRE** visent également à favoriser le développement du **Système électrique de l'EEEOA**, la sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement du **MRE** au profit des consommateurs.

GC 1.1.3 Les **Codes du MRE** font partie de la **Réglementation du marché régional de l'électricité (RMRE)**.

GC 1.1.4 La **RMRE** régit les aspects juridiques, techniques et commerciaux du commerce régional en vue de la mise en place du **MRE**, sous l'égide de l'**ARREC** en vertu des directives de la **CEDEAO**.

GC 1.1.5 Après leur approbation, les **Codes du MRE** feront partie intégrante de la **RMRE**.

GC 1.1.6 Les **Codes du MRE** sont composés des éléments suivants :

- a) **Glossaire et définitions (GD)** ;
- b) **Conditions générales (GC)** ;
- c) **Code de planification (PC)** ;
- d) **Code d'exploitation (OC)** ;
- e) **Code de raccordement (CC)** ;

- f) **Code de marché (MC)** ;
- g) **Code de comptage (MTC)** ;
- h) **Code de formation des opérateurs du système (OpTC)**.

GC 1.1.7 Sauf indication contraire dans les articles spécifiques des **Codes du MRE**, les moyens de communication écrite acceptables sont les suivants : messages vers/depuis le système de messagerie de l'**OSM**, adresses électroniques officielles de toute **Entité** impliquée dans le **MRE**, adresses de télécopie officielles de toute **Entité** impliquée dans le **MRE**, courriers recommandés sur papier signés par la personne responsable compétente de toute **Entité** impliquée dans le **MRE**.

GC 2. CHAMP D'APPLICATION

GC 2.1.1 Les **Codes du MRE** s'appliquent à la coordination, au développement, à l'exploitation des **Systèmes électriques** interconnectés des **États membres**, et au **Marché régional de l'électricité** pour garantir la sécurité et générer des économies d'échelle.

GC 2.1.2 L'adoption de **Procédures opérationnelles** conformes aux **Codes du MRE** relève de la responsabilité des **Gestionnaires de réseau** nationaux et de l'**Industrie de fourniture d'électricité (ESI)**, sachant que leur élaboration est le résultat d'accords multilatéraux et de négociations entre les parties concernées.

GC 2.1.3 L'adoption des **Codes du MRE** est obligatoire sur les territoires des **États membres**. En particulier :

- a) Les **Institutions de gouvernance** assurent la cohérence des textes régionaux et nationaux avec le contenu des **Codes du MRE** ;
- b) Les **Gestionnaires de réseau** nationaux assurent la cohérence des **Codes de réseau** nationaux et leurs processus fonctionnels avec le contenu des **Codes du MRE**.
- c) **L'Industrie de fourniture d'électricité** locale se conforme aux **Codes du MRE**.

GC 2.1.4 Les **Codes du MRE** fournissent un **Cadre de dispositions transitoires** (GC 9.4.3) pour permettre à chaque **Gestionnaire de réseau** des **États membres** de se conformer pleinement aux dispositions des **Codes du MRE** en fonction de la situation spécifique de chaque pays en termes de progrès technique en matière de développement et d'**exploitation** du **Réseau de transport**.

GC 2.1.5 Le **Cadre de dispositions transitoires** est basé sur les éléments suivants :

- a) Le concept de **Non-conformité temporaire des Gestionnaires de réseau** tel que décrit au GC 9.4.1 et GC 9.4.2 ;
- b) L'**Accord inter-Gestionnaires de réseau** (GC 9.4.3) qui est une déclaration de l'engagement de chaque **État membre** à mettre en œuvre des mesures visant à se conformer pleinement aux **Codes du MRE** ;

- c) L'**Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** (GC 9.4.4), par lequel chaque État membre s'engage à dresser la liste des non-conformités temporaires des **Gestionnaires de réseau** (le cas échéant) au moment de l'approbation des **Codes du MRE** et à fournir un plan d'actions pour les résoudre. L'**Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau** comporte également des actions visant à adapter les réglementations nationales aux dispositions des **Codes du MRE** ;
- d) La **Gestion continue de la conformité** (GC 9.4.5) pour évaluer les progrès de chaque État membre conformément à **l'Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** correspondant.

GC 2.1.6 Les **Gestionnaires de réseau** coopèrent de manière proactive pour mettre en œuvre les clauses des **Codes du MRE**. À cette fin, les **Gestionnaires de réseau** s'efforcent d'harmoniser les pratiques sans compromettre la **Sécurité d'exploitation** et mettent en place au moins les actions suivantes :

- a) Fournir un soutien technique de haut niveau à l'**EEEOA**, et aux **États membres** si nécessaire, dans les discussions relatives à la rédaction, l'amendement, la publication et l'approbation des **Codes du MRE** et proposer des améliorations futures ;
- b) Participer au processus visant à rédiger les procédures et les étapes de conception y afférentes pour compléter les **Codes du MRE** avec les documents détaillés de mise en œuvre requis ;
- c) Rechercher le consensus lors de la discussion et de l'approbation des documents ;
- d) Déclarer les **Non-conformités temporaires du Gestionnaire de réseau** et élaborer un plan pour les lever ;
- e) Accepter et soutenir le processus de **Gestion continue de la conformité** ;
- f) Prendre les mesures appropriées pour adapter les réglementations nationales (ex : les lois nationales en vigueur, les **Codes de réseau nationaux** et les procédures internes des **Gestionnaires de réseau**) aux dispositions des **Codes du MRE**.

GC 2.1.7 Les **Gestionnaires de réseau** peuvent faciliter la coordination de l'exploitation par la mise en place d'**Entités** de coordination. Dans ce cas, ces **Entités** sont également soumises aux **Codes du MRE**. Elles sont également admises aux travaux des comités compétents et doivent contribuer à la coordination des fonctions centralisées.

GC 3. APPROBATION DES CODES DU MRE

GC 3.1 Principes

GC 3.1.1 L'**EEEOA** est l'**Entité** chargée de :

- a) La gestion des aspects techniques des **Codes du MRE** ;

- b) La rédaction et la proposition des modifications des **Codes du MRE** ;
- c) La coordination avec l'**ARREC** pour l'approbation et l'application des **Codes du MRE**.

GC 3.1.2 Les **Codes du MRE** sont soumis à l'approbation de l'**ARREC**.

GC 3.1.3 Les **Codes du MRE** approuvés ont un caractère obligatoire vis-à-vis des **États membres**, sous réserve de l'article GC 3.1.4.

GC 3.1.4 Dans les douze (12) mois suivant l'approbation des **Codes du MRE** par l'**ARREC** :

- a) L'**Accord inter-Gestionnaires de réseau** est exécuté par chaque **État membre** conformément à l'ANNEXE B – CONTENU DE L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRES DE RÉSEAU ;
- b) Les **Addenda à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** sont élaborés conformément à l'ANNEXE C – CONTENU DE L'ADDENDUM À L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRE DE RESEAU, par chaque **État membre** qui s'y engage ;
- c) Le **Groupe d'évaluation de la conformité** est mis en place conformément à l'ANNEXE D – GESTION CONTINUE DE LA CONFORMITÉ.

GC 3.1.5 Les **États membres** peuvent décider, conformément aux règles de prise de décision de la **CEDEAO**, de reporter la mise en œuvre des **Codes du MRE** pour un ou plusieurs **États membres** dans le but de leur octroyer le temps jugé nécessaire pour satisfaire aux exigences minimums. Dans ce cas, l'**ARREC** analysera la demande et accordera un délai de grâce. En conséquence, toutes les obligations prévues par l'article GC 3.1.4 s'appliquent à la fin de ce délai supplémentaire.

GC 4. MODIFICATION DES CODES DU MRE

GC 4.1 Généralités sur les amendements

GC 4.1.1 Les dispositions des **Codes du MRE** ne peuvent être modifiées que lorsque les procédures applicables énoncées dans le présent GC 4 ont été respectées.

GC 4.1.2 Un amendement aux **Codes du MRE** ne prend effet qu'après :

- (1) révision et validation par l'**EEEOA** ;
- (2) approbation par l'**ARREC**, conformément aux procédures énoncées dans le présent GC 4.

GC 4.1.3 Un amendement peut être proposé par les **Institutions de gouvernance** ou une **Entité** de l'**Industrie de fourniture d'électricité** conformément aux procédures établies dans le présent GC 4.

GC 4.1.4 En formulant et en révisant un amendement aux **Codes du MRE**, l'**ARREC** et l'**EEEOA** prennent en considération les objectifs du **MRE** tels qu'ils sont énoncés dans les directives et résolutions de la **CEDEAO**.

GC 4.2 Initiation des amendements

GC 4.2.1 Une **Institution de gouvernance** ou une **Entité** de l'**Industrie de fourniture d'électricité** peut déposer une soumission d'amendement auprès de l'**EEEOA** pour proposer un ou plusieurs amendements aux **Codes du MRE**.

GC 4.2.2 La soumission de l'amendement inclut un exposé des motifs pour lesquels un amendement est jugé nécessaire ou souhaitable.

GC 4.2.3 L'**EEEOA** peut demander que l'**Entité** qui présente la demande d'amendement fournisse des détails supplémentaires.

GC 4.2.4 L'**ARREC** gère le processus de modifications selon des procédures définies et selon les conditions générales suivantes :

- a) Après réception de la demande de modifications soumise par l'**EEEOA**, l'**ARREC Publie** un rapport de réglementation, qui est dans un premier temps un document de travail mis à jour au fur et à mesure de l'avancement de l'analyse des demandes et des propositions. Le rapport de réglementation désigne un rapport à publier périodiquement par l'**ARREC** sur des questions critiques soulevées dans le **MRE**.
- b) L'**ARREC** identifie les améliorations à apporter aux **Codes du MRE** et prescrit des actions pour éliminer les problèmes associés au **MRE**. Sans préjudice de la faculté de prescrire des changements dans l'intérêt des consommateurs, l'**ARREC** propose, si nécessaire, des recommandations de modifications de l'**Accord de participation au marché**, tel qu'attaché au **Code de Marché** ;
- c) L'**ARREC** classe la liste des modifications proposées selon les catégories mineures et non-mineure. Une modification est considérée comme mineure si l'**ARREC** considère qu'elle n'est pas pertinente d'un point de vue économique, bénéfique pour la clarté des **Codes du MRE**, et toute autre raison similaire à discuter au cas par cas. Un amendement n'est pas considéré mineur dans les autres cas.

GC 4.2.5 En présentant son analyse et ses recommandations dans le rapport de réglementation, l'**ARREC** doit prendre en considération les soumissions d'amendement de l'**EEEOA**, ainsi que celles émanant de l'**ARREC** elle-même. Le rapport de réglementation inclut une copie de chaque soumission d'amendement.

GC 4.2.6 Les **Participants au marché**, les **Gestionnaires de réseau**, les **Institutions de gouvernance**, les **Entités** de l'**Industrie de fourniture d'électricité** et l'**EEEOA** disposent d'une période de quatre (4) semaines ou comme recommandé par l'**ARREC**, à compter de la publication

du rapport de réglementation pour soumettre des commentaires écrits à l'**ARREC** concernant l'analyse et les recommandations visées à l'article GC 4.2.5.

GC 4.2.7 L'**ARREC**, après avoir pris en considération les points de vue des **Parties** ayant présenté des propositions d'amendement ou ayant fait des commentaires écrits sur le rapport de réglementation, **Publie** la version finale du rapport de réglementation sur l'initiation des amendements dans un délai de quatre (4) semaines à compter de la réception des commentaires visés à l'article GC 4.2.6 et ensuite partager ledit rapport avec la CEDEAO à titre d'information.

GC 4.2.8 Un logigramme explicatif montrant les étapes du début des amendements est illustré à la figure GC1.

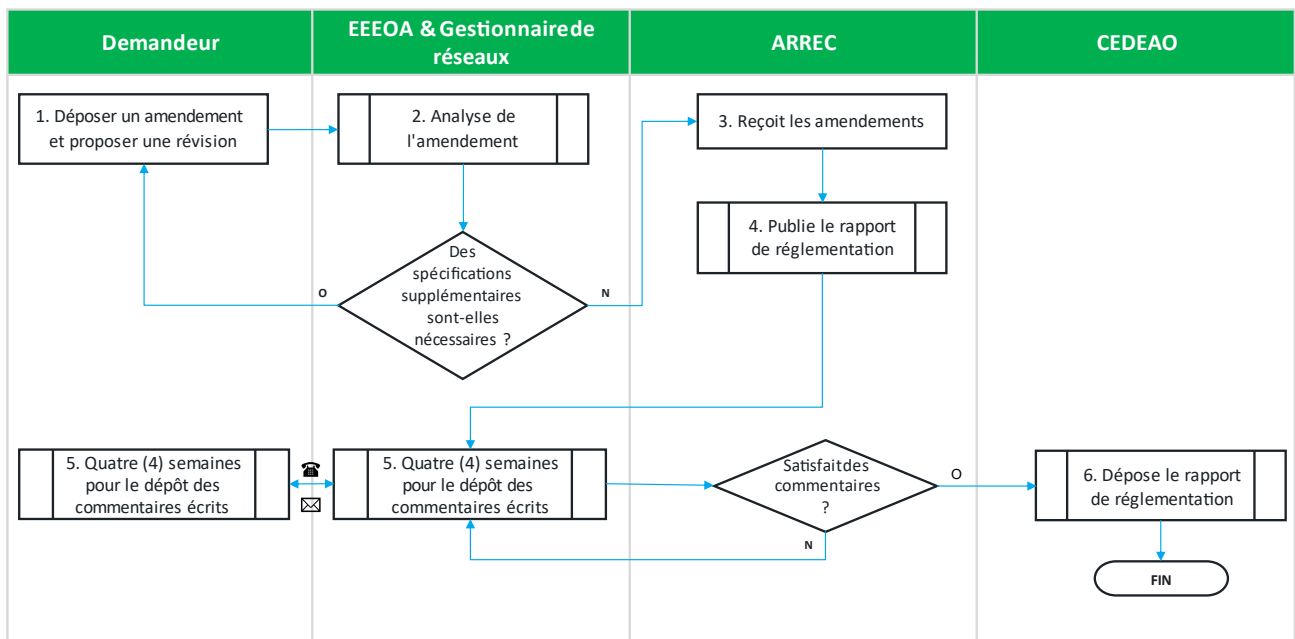


Figure GC 1 logigramme des étapes pour l'initiation des amendements aux **Codes du MRE**

GC 4.3 Examen et approbation des amendements aux Codes du MRE

GC 4.3.1 Suite à la publication de la version finale du rapport de réglementation visé à l'article GC 4.2.7, l'**EEEOA** examine l'amendement proposé et détermine la procédure et le calendrier appropriés pour l'analyse, l'évaluation et l'approbation.

GC 4.3.2 Lors de l'élaboration de la procédure et du calendrier pour l'examen, l'**EEEOA** tient compte de l'importance (c'est-à-dire mineure ou majeure) et de l'urgence de l'amendement proposé, telles qu'indiquées par l'**ARREC**.

GC 4.3.3 Lorsque l'amendement proposé est mineur et/ou concerne une documentation secondaire telle que des documents d'exécution des **Codes du MRE**, l'**EEEOA** doit documenter les arguments liés à l'amendement proposé ainsi que sa décision et **Publier** sa décision sur son site internet. Une fois que l'amendement est approuvé par l'**ARREC**, l'amendement est **Publié** et considéré comme partie intégrante des **Codes du MRE**.

- GC 4.3.4 Lorsque l'amendement proposé est important, l'**EEEOA** le publie sur son site internet pour enquête publique, avec une invitation à présenter des commentaires sur la question avant une date précise.
- GC 4.3.5 Lorsque l'**EEEOA** estime qu'il existe une cohérence entre les points de vue exprimés dans les soumissions écrites, il documente les arguments liés à l'amendement proposé ainsi que ses recommandations, et transmet la documentation à l'**ARREC** pour examen et approbation. Une fois l'amendement approuvé par l'**ARREC**, l'amendement est **Publié** et considéré comme partie intégrante des **Codes du MRE**.
- GC 4.3.6 Lorsque l'**EEEOA** juge que les soumissions écrites expriment une divergence de points de vue, l'**EEEOA** transfère la requête d'amendement à l'**ARREC** et en notifie les **Participants au marché, les Gestionnaires de réseaux, l'Industrie de fourniture d'électricité** et les **Institutions de gouvernance**. La notification inclut la documentation sur les amendements proposés. L'**ARREC** dans un délai de six (6) semaines à compter de la réception de la notification, fait la revue des amendements et prend une décision.
- GC 4.3.7 Après l'examen, la décision de l'**ARREC** est **Publiée** sur son site internet, y compris la proposition d'amendement et les motifs de la décision. L'amendement est considéré comme partie intégrante des **Codes du MRE**. Toute décision de l'**ARREC** doit respecter les objectifs et les principes, conformément à l'article GC 1.1.1 des **Conditions Générales**.
- GC 4.3.8 Un logigramme explicatif des étapes de l'examen et de l'approbation d'un amendement est illustré à la Figure GC 2.

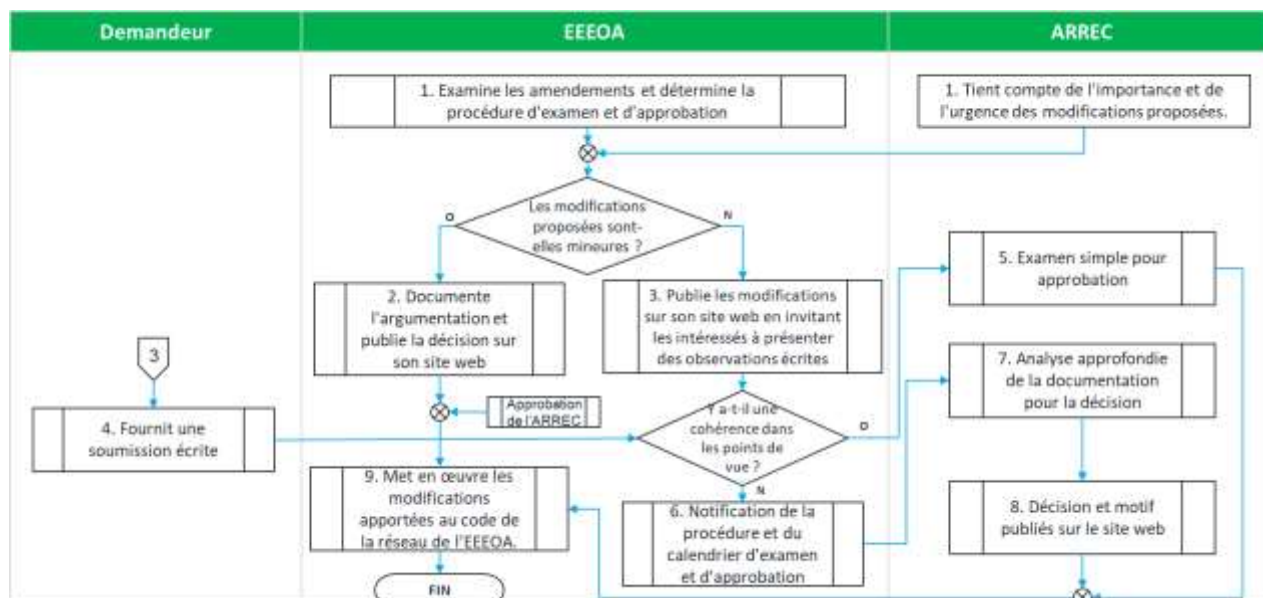


Figure GC 2 Logigramme des étapes de l'examen et de l'approbation des amendements aux **Codes du MRE**.

GC 4.4 Experts et autres assistances

GC 4.4.1 L'**EEEOA** et l'**ARREC** peuvent faire appel à des consultants et à des experts externes si cela s'avère nécessaire ou souhaitable dans le cadre de l'exercice de leurs responsabilités au titre du GC 4.

GC 4.4.2 Dans l'exercice de leurs responsabilités au titre du GC 4, l'**EEEOA** et l'**ARREC** peuvent demander l'assistance des **Gestionnaires de réseau** et de l'**OSM**.

GC 4.5 Bulletins d'interprétation

GC 4.5.1 L'**ARREC** peut, occasionnellement, à la réception de demandes formelles de clarification de l'interprétation ou de l'application de certaines dispositions des **Codes du MRE**, publier des bulletins concernant l'interprétation ou l'application desdites dispositions. L'**ARREC** informe l'**Entité** qui a formulé la demande et les **Institutions de gouvernance** de tout bulletin ainsi publié.

GC 4.5.2 Le processus décrit dans l'article GC 4.5.1 doit, le cas échéant, prendre en compte les points critiques, issus de la **Gestion continue de la conformité** (ANNEXE D – GESTION CONTINUE DE LA CONFORMITÉ) mise en œuvre par l'**EEEOA**.

GC 5. STRUCTURE INSTITUTIONNELLE DU MRE

GC 5.1.1 Les **Codes du MRE** suivent la structure institutionnelle créée pour réglementer et exploiter le **MRE**, et les identifications des différentes catégories de **Participants au Marché**, et leurs droits et obligations en vertu de l'**Accord de participation au marché** et des **Codes du MRE**.

GC 5.1.2 À des fins de référence et d'information, l'ANNEXE A – STRUCTURE INSTITUTIONNELLE résume les principaux points de vue sur cette question.

GC 5.1.3 Les **Codes du MRE** respectent le degré de dégroupage du secteur de l'électricité que les **États membres** ont réalisé ou réaliseront, compte tenu des activités exercées par différentes **Entités** en fonction du degré de dégroupage.

GC 6. CIRCONSTANCES IMPRÉVUES

GC 6.1.1 Lorsque des circonstances non envisagées par les dispositions des **Codes du MRE** et qui affectent considérablement son application se présentent, l'**ARREC**, dans la mesure où cela est raisonnablement possible, consulte l'**Industrie de fourniture d'électricité** concernée pour parvenir à un accord sur les mesures à prendre.

- GC 6.1.2 Lorsqu'un accord ne peut être trouvé entre l'**ARREC** et l'**Industrie de fourniture d'électricité** concernée dans un délai raisonnable, l'**ARREC** détermine la meilleure ligne de conduite à suivre conformément au principe de **Bonnes pratiques de l'Industrie**.
- GC 6.1.3 Sur la base de la meilleure ligne de conduite à suivre visée à l'article GC 6.1.2, l'**ARREC** définit des instructions qui doivent être conformes aux dispositions nationales en vigueur des **Gestionnaires de réseau** et des autres **Parties** concernées.
- GC 6.1.4 L'**Industrie de fourniture d'électricité** concernée se conforme à toutes les instructions données par l'**ARREC**.
- GC 6.1.5 L'**ARREC** entame la procédure de révision des **Codes du MRE** si nécessaire.

GC 7. FORCE MAJEURE

- GC 7.1.1 Un **Evènement de force majeure** est tout événement ou toute circonstance ou série de circonstances imprévisible irrésistible ou insurmontable, et extérieur à une **Partie** et qui l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu des **Codes du MRE**.
- GC 7.1.2 En cas de survenance d'un événement de force majeure, l'application des dispositions des **Codes du MRE** peut, conformément aux instructions de l'**ARREC**, être suspendue en tout ou partie à l'égard de la **Partie** affectée.
- GC 7.1.3 La **Partie** affectée par un **Evènement de force majeure** n'est pas responsable envers une autre **Partie** de tout manquement ou retard dans l'exécution de l'une de ses obligations au titre des **Codes du MRE**, dans la mesure où ce manquement ou ce retard :
- a) résulte dudit **Evènement de force majeure**, tant que se poursuit l'**Evènement de force majeure** et, ultérieurement, pendant le délai raisonnable nécessaire à la reprise de l'exécution des obligations par la **Partie** affectée ;
 - b) ne se serait pas produit en l'absence de cet **Evènement de force majeure**.
- GC 7.1.4 Lorsqu'un **Evènement de force majeure** empêche ou retarde l'exécution par une **Partie** de l'une de ses obligations au titre des **Codes du MRE**, cette **Partie** :
- a) notifie rapidement l'**Evènement de force majeure** à toute autre **Partie** concernée et à l'**ARREC** dans les trois (3) jours suivant la date à laquelle la **Partie** a eu connaissance de la survenance de l'**Evènement de force majeure**. La notification comprend :
 - i. l'évaluation de bonne foi de la nature de l'**Evènement de force majeure** ;
 - ii. l'effet que l'**Evènement de force majeure** aura sur sa capacité à exécuter l'une de ses obligations ;
 - iii. les mesures que la **Partie** propose de mettre en œuvre pour atténuer l'impact de l'**Evènement de force majeure**.

- b) n'est pas autorisée à suspendre l'exécution de l'une de ses obligations prévues dans les **Codes du MRE** dans une mesure supérieure ou pour une durée plus longue que ne l'exige l'**Evènement de force majeure** ;
- c) déploie ses **Meilleurs efforts** pour atténuer les effets de l'**Evènement de force majeure**, remédier à son incapacité d'exécution et reprendre la pleine exécution de ses obligations ;
- d) notifié l'**ARREC** et les autres **Parties** et, dès que possible, **Publier** un avis relatif à toute modification substantielle des informations contenues dans un avis antérieur notifié et publié en application du présent GC 7 ;
- e) **Publier** un avis à l'attention des autres **Parties** concernant la cessation de l'**Evènement de force majeure** ainsi que la reprise de l'exécution de toute obligation affectée par cet **Evènement de force majeure**.

GC 7.1.5 Les **Codes du MRE** contiennent des dispositions qui doivent être respectées lorsque le **Système électrique** est en **Situation d'urgence**, et rien dans le présent GC 7 ne saurait dispenser une **Partie** d'exécuter ses obligations requises par ces dispositions

GC 8. EXIGENCES DE CONNEXION DES GESTIONNAIRES DE RESEAU AU RTIE

GC 8.1.1 L'exploitation en réseau interconnecté au sein du **Système électrique de l'EEEOA** implique de se conformer aux **Codes du MRE**, sans préjudice du GC 9.4.3.

GC 8.1.2 Les **Gestionnaires de réseau des États membres** participent aux comités de l'EEEOA et se conforment aux **Codes du MRE**.

GC 8.1.3 Les **Gestionnaires de réseau des États membres** s'assurent que les utilisateurs du **Réseau de transport** sous leur responsabilité se conforment aux **Codes du MRE**.

GC 8.1.4 A l'exception de la connexion temporaire pour des raisons humanitaires, les **Gestionnaires de réseau des États membres** ne doivent pas se connecter de manière synchrone avec les **Systèmes électriques d'États non-membres**, sans l'autorisation de l'EEEOA.

GC 8.1.5 Le **Gestionnaire du réseau non-membres de l'EEEOA** doit respecter les conditions suivantes afin d'être autorisé à être connecté et/ou opérer **de façon synchrone** avec le **Système électrique de l'EEEOA** :

- a) Reconnaître et assurer la cohérence des réglementations de sa juridiction (e.g. les codes de réseau nationaux, etc.) et les processus fonctionnels (e.g. les procédures internes, etc.) avec les dispositions des **Codes du MRE**.
- b) Etablir la conformité avec l'article GC 8.1.5a) et passer avec succès une série de tests coordonnés par l'EEEOA et l'**OSM**.
- c) Obtenir un avis de non-objection de l'**ARREC** pour l'interconnexion.

GC 8.1.6 Pour devenir un **Gestionnaire de réseau** (c'est-à-dire un opérateur qui est également membre de l'**EEEOA**), démarrer l'**Exploitation fonctionnelle** de façon synchrone et disposer des droits et devoirs y découlant, les opérateurs désignés des services publics qui ne sont pas **Membres de l'EEEOA** et qui ne sont pas encore connectés au **Système électrique de l'EEEOA** doivent :

- a) Avoir un mandat officiel de leurs gouvernements respectifs ;
- b) Demander l'adhésion sur la base d'un projet d'interconnexion présenté et partagé avec le **Gestionnaire du réseau** voisin concerné ;
- c) Accepter les articles des accords de l'**EEEOA** tels qu'ils figurent dans la **RMRE** et y souscrire ;
- d) Signer l'**Accord inter-Gestionnaire du réseau** indiqué dans le document visé à l'ANNEXE B – CONTENU DE L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRES DE RÉSEAU ;
- e) Nommer les membres qui seront représentés à tous les comités de l'**EEEOA** en qualité d'observateurs, sans droit de vote pendant au plus neuf (9) mois après avoir rempli les conditions des points a) à d) précédents.

GC 8.1.7 Étant donné que les **Gestionnaires de réseau** ne peuvent pas garantir la **Sécurité d'exploitation** et la **Sécurité de l'approvisionnement** quelles que soient les performances des **Installations** gérées par les **Industrie de fourniture d'électricité**, les **Gestionnaires de réseau** doivent régulièrement vérifier et coordonner leur **Industrie de fourniture d'électricité** pour faire face à des perturbations normales ou graves et pour faciliter la **Reconstitution** du **Système électrique** après l'écroulement du réseau.

GC 9. DÉROGATIONS ET NON-CONFORMITÉS TEMPORAIRES DES GESTIONNAIRES DU RÉSEAU

GC 9.1 Définition de dérogation

GC 9.1.1 Une dérogation est un droit octroyé par une **Entité** habilitée à l'accorder (le concédant) à une autre **Entité** (le bénéficiaire) le libérant de son obligation à se conformer à un critère technique dans des circonstances précises, dans une mesure déterminée.

GC 9.1.2 Le document officiel qui rend valable la dérogation est appelé la délibération.

GC 9.1.3 Le concédant peut examiner systématiquement la dérogation et suivre les progrès réalisés en matière de conformité.

GC 9.1.4 Les **Gestionnaires de réseau** et l'**EEEOA** sont les seules **Entités** habilitées à accorder des dérogations concernant les questions techniques, avec les contraintes suivantes :

- a) L'**EEEOA** est mandaté à accorder des dérogations à un **Gestionnaire de réseau** sous réserve de l'approbation du reste des **Gestionnaires de réseau**. La question de la dérogation est limitée à l'application des **Codes du MRE**.
- b) Les **Gestionnaires de réseau** sont autorisés à accorder des dérogations uniquement aux **Propriétaires d'installation de production**, aux **GRD** et aux **Propriétaires d'installation de Consommation** connectés aux **réseaux** de leur compétence. La dérogation se limite aux dispositions du **Code de réseau national**, relatives au fonctionnement du **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA**.

GC 9.1.5 Une dérogation ne sera en vigueur qu'à partir de la date de mise en vigueur de la délibération visée à l'article GC 9.1.2.

GC 9.1.6 Une dérogation est accordée à une **Entité** individuelle et ne peut être transférée.

GC 9.1.7 Lorsqu'une **Entité** a constaté qu'elle ne peut pas ou ne pourra pas à l'avenir se conformer à une ou plusieurs obligations des **Codes du MRE**, elle doit alors :

- a) Communiquer la non-conformité à l'**Entité** concernée responsable de l'exploitation du **Système électrique** auquel elle appartient ;
- b) Transmettre une demande écrite au concédant concerné pour une demande de dérogation relative à la conformité avec cette (ces) obligation(s) selon la catégorie de dérogation concernée.

GC 9.1.8 Les catégories de dérogation suivantes sont prévues :

- a) **Dérogation A** : Dérogations à une exigence du **Code de réseau national** demandées par une **Entité** appartenant à l'**Industrie de fourniture d'électricité** n'ayant pas d'impact significatif sur l'interconnexion ou étant compensées quantitativement par le **Gestionnaire de réseau** avec des ressources équivalentes. Dans ce cas, le concédant est le **Gestionnaire de réseau** concerné et la demande de dérogation est traitée au niveau national sous la responsabilité du **Gestionnaire de réseau**.
- b) **Dérogation B** : Dérogations à une exigence du **Code de réseau national** demandées par une **Entité** appartenant à l'**Industrie de fourniture d'électricité** ayant un impact significatif sur l'interconnexion et ne pouvant pas être compensées quantitativement par le **Gestionnaire de réseau** avec des ressources équivalentes. Dans ce cas, le concédant est l'**EEEOA** en coopération avec le **Gestionnaire de réseau** concerné.
- c) **Dérogation C (Non-conformité temporaire des Gestionnaires de réseau)** : Dérogation accordée à un **Gestionnaire de réseau** pour non-conformité aux pratiques et politiques d'exploitation (dont la responsabilité incombe aux **Gestionnaires de réseau**) prescrites par les **Codes du MRE** et signées dans les **Accords inter-Gestionnaires de réseau** spécifiques et dans l'**Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau**. Dans ce cas, le **Gestionnaire de réseau** est le demandeur et l'**EEEOA** est le concédant, chargé de traiter la question et de gérer le **Cadre de dispositions transitoires**.

GC 9.1.9 Pour tout type de dérogation, l'objectif principal est de fournir des processus transparents afin de renforcer l'harmonisation des processus de dérogation entre les **États membres**.

GC 9.1.10 L'**EEEOA** initie, si nécessaire, une révision de GC 9 de temps à autre, pour refléter les changements dans les **Codes du MRE**, la **RMRE** et les processus respectifs.

GC 9.2 Normes applicables aux dérogations A et B

GC 9.2.1 Demande de dérogation

GC 9.2.1.1 Le respect continu de la conformité aux exigences techniques nationaux (e.g. **Code de réseau national**) relève de la responsabilité de chaque **Entité** affectée concernée. Lorsqu'une **Entité** appartenant à l'**Industrie de fourniture d'électricité** n'est pas en mesure de se conformer à une disposition du code concerné, elle doit, sans délai, signaler ce fait au **Gestionnaire de réseau** concerné et demander une dérogation à cette disposition.

GC 9.2.1.2 Des circonstances courantes qui peuvent nécessiter une dérogation pour empêcher une violation de l'obligation d'une **Entité** affectée, sont les suivantes :

- a) Lorsqu'une **Installation** ou partie de celle-ci doit faire l'objet d'une remise en état pour satisfaire à une exigence technique ;
- b) Lorsque des modifications sont apportées aux règles nationales et qu'une rénovation est critique sur le plan technologique ou économique ;
- c) Lorsque des événements peu fréquents et hors de contrôle se produisent, causant des défis majeurs (e.g. : déficit de production) pour les gens ;
- d) Pour permettre la réalisation d'essais sur site des nouvelles installations.

GC 9.2.2 Durée de la dérogation

GC 9.2.2.1 Trois (3) catégories de dérogation sont envisagées :

- a) **Définie** : valable pour une période spécifiée dans la délibération.
- b) **Permanente** : valable pour la durée de vie des équipements constituant cette **Installation** ou partie de celle-ci. En cas de remplacement d'un équipement ou d'une partie de l'**Installation**, une nouvelle dérogation est accordée, ou la dérogation est révoquée.
- c) **Indéfinie** : s'il n'est pas possible de prévoir la date d'expiration des conditions qui justifient la dérogation. La dérogation est valable jusqu'à ce qu'une nouvelle délibération du concédant concerné ait révoqué cette même dérogation.

GC 9.2.2.2 Une dérogation indéfinie doit être émise dans des circonstances très limitées indiquées par le **Gestionnaire de réseau** concerné. L'**ARREC** peut émettre des instructions supplémentaires qui peuvent modifier ou retirer des dérogations antérieures.

GC 9.2.3 **Informations requises dans une demande de dérogation**

GC 9.2.3.1 La demande doit inclure :

- a) Les informations sur le demandeur, incluant :
 - i. Le nom complet, l'adresse et les coordonnées de l'**Entité** qui demande une dérogation ;
 - ii. Une description de l'**Entité** qui demande une dérogation y compris, le cas échéant, des informations sur la localisation du site concerné pour lequel la dérogation est demandée.
- b) Une description claire de la non-conformité, incluant :
 - i. Les dispositions pertinentes des **Codes du MRE/Code de réseau national** ;
 - ii. L'exigence requise ;
 - iii. La capacité actuelle et réelle de l'**Elément** ou de l'**Installation**
- c) Une description claire des raisons pour lesquelles la non-conformité s'est produite, ou se produira.
- d) Une évaluation complète et, si possible, quantitative, de l'impact de la non-conformité sur :
 - i. Les consommateurs ;
 - ii. La **Sécurité d'approvisionnement** ;
 - iii. La **Sécurité d'exploitation** ;
 - iv. La concurrence ;
 - v. La fiabilité et la qualité des données ;
 - vi. La santé, la sécurité et les mesures de gestion des risques qui y sont associées.
 - vii. Les autres **Entités** concernées par la **Non-conformité**, y compris la capacité à exploiter le **Système électrique**.
- e) Une preuve que les dérogations demandées n'auraient pas d'effet négatif sur les échanges transfrontaliers d'électricité.
- f) Les détails des mesures visant à atténuer les risques pour les consommateurs ou les autres **Entités** touchées pendant la période de non-conformité.
- g) Une description de la proposition de rétablissement de la conformité (le cas échéant), avec calendrier des travaux.
- h) Une description des actions alternatives envisagées.
- i) La durée proposée de la dérogation demandée.
- j) Toute autre information concernant le critère en question.

GC 9.2.3.2 Tous les termes techniques doivent être expliqués de manière complète et non ambiguë, et la demande doit être présentée aussi clairement que possible afin d'éviter des retards inutiles dans l'évaluation de la demande.

GC 9.2.3.3 Le demandeur doit :

- a) justifier la demande de dérogation à la fois en termes de circonstances spécifiques que de durée prévue ;
- b) donner un préavis aussi long que possible lorsqu'il présente une demande de dérogation, sachant qu'une dérogation ne sera pas accordée si le concédant n'est pas satisfait de la justification à l'appui de sa demande ;
- c) être rapidement disponible pour répondre aux demandes d'informations complémentaires du concédant ;
- d) mettre son **Installation** à disposition pour des évaluations sans préjudice des contraintes liées à la confidentialité.

GC 9.2.4 ***Évaluation des demandes de dérogation***

- GC 9.2.4.1 Chaque demande de dérogation doit être évaluée individuellement selon sa pertinence par le concédant, sur la base de critères transparents.
- GC 9.2.4.2 Le concédant fait appel à son jugement pour évaluer toute demande de dérogation dans les limites décrites ci-après, et informe tout demandeur du besoin d'informations supplémentaires non incluses dans la demande initiale.
- GC 9.2.4.3 Les critères adoptés pour évaluer les demandes de dérogation peuvent évoluer et changer. L'**ARREC** et/ou les **Institutions de gouvernance** nationales compétentes ayant des fonctions réglementaires doivent surveiller ces changements, afin d'éviter les effets discriminatoires.
- GC 9.2.4.4 La révision et la modification des critères d'octroi des dérogations n'affecte pas les dérogations déjà accordées, lesquelles continuent de s'appliquer jusqu'à la date d'expiration prévue (telle que spécifiée dans toute décision de dérogation).
- GC 9.2.4.5 La série de critères suivante doit être utilisée pour évaluer la dérogation demandée :
 - a) Niveau des risques associés à la non-conformité pour l'**Installation**, le **Système électrique** concerné et pour les autres **Entités** concernées ou les clients connectés ;
 - b) Mesures supplémentaires qui pourraient être prises pour atténuer davantage l'impact de la non-conformité sur le **Système électrique** et/ou d'autres **Entités** concernées ou des clients connectés pendant la durée de la non-conformité ;
 - c) Objections en suspens d'autres **Entités** gravement affectées par la non-conformité ;
 - d) Avantages concurrentiels résultant de la dérogation pour l'**Entité** qui demande une dérogation ;
 - e) Effets négatifs sur les échanges transfrontaliers d'électricité ;
 - f) Tout autre critère raisonnable pour le concédant et n'ayant pas été envisagé ci-dessus pour traiter la non-conformité.

GC 9.2.4.6 Lorsqu'un demandeur n'est pas en mesure de satisfaire à tous les critères mentionnés dans l'article GC 9.2.4.5, le concédant évalue dans quelle mesure la capacité du demandeur à satisfaire aux critères est suffisante pour justifier l'octroi ou le refus d'une dérogation.

GC 9.2.5 **Décision de dérogation**

GC 9.2.5.1 Lorsque le concédant considère que la demande de dérogation est suffisamment justifiée, il adresse au demandeur concerné une délibération accordant la dispense nécessaire de l'obligation en question, pour une période de temps précisée dans la délibération.

GC 9.2.5.2 Le concédant rejette la demande de dérogation pour manque d'informations, vices de procédure ou justification insuffisante.

GC 9.2.5.3 Le concédant révoque une dérogation si les circonstances et les raisons sous-jacentes de la dérogation ne s'appliquent plus.

GC 9.2.5.4 En cas de refus ou de révocation de la dérogation, le demandeur ou le bénéficiaire présente un plan de mise en œuvre réaliste et complet comprenant :

- a) Les travaux nécessaires pour satisfaire à la conformité, le cas échéant ;
- b) Le calendrier pour les travaux avec indication d'un délai raisonnable et réalisable.
- c) Toute mesure visant à atténuer les risques pour les autres **Entités** qui sera prise (ou a déjà été prise) jusqu'à ce que la non-conformité soit levée.

GC 9.2.5.5 Le demandeur ou le bénéficiaire notifie au concédant et à l'**ARREC**, tout événement qui rend la demande ou la délibération caduque, y compris les effets de ses actions correctives ayant permis de lever la non-conformité, dans un délai de trois (3) jours à compter de l'occurrence de l'événement.

GC 9.2.6 **Registre des dérogations**

GC 9.2.6.1 Le concédant tient un registre complet de toutes les dérogations en cours d'évaluation, accordées, rejetées et expirées. Ce registre doit contenir :

- a) La demande de dérogation ;
- b) Les critères techniques pour lesquels la dérogation a été accordée ou refusée
- c) Les motifs de l'octroi ou du refus de la dérogation ;
- d) Le contenu de la délibération ;
- e) Le statut de la délibération ;
- f) Le suivi de l'expiration des dérogations ;
- g) Les conséquences résultant de l'octroi des dérogations.

GC 9.2.7 **Rôle des institutions de régulation sur les dérogations**

- GC 9.2.7.1 Le registre des dérogations est accessible à la demande de l'institution de régulation compétente (**Autorité de régulation nationale** ou **ARREC**, le cas échéant).
- GC 9.2.7.2 L'**Institution de gouvernance** compétente ayant des fonctions réglementaires (l'**Autorité de régulation nationale** pour les dérogations A et l'**ARREC** pour les dérogations B) exerce un pouvoir de contrôle sur la transparence, la non-discrimination, les coûts du système et le montant des exceptions.
- GC 9.2.7.3 L'**Institution de gouvernance** compétente ayant des fonctions réglementaires est habilitée à ouvrir une enquête et engager une consultation sur la dérogation accordée et/ou non accordée.

GC 9.3 **Dispositions relatives aux dérogations A et B pour les Gestionnaires de réseau**

- GC 9.3.1 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit établir une procédure régissant le processus de demande, d'analyse et d'évaluation d'une dérogation conformément aux dispositions de GC 9.2 et à la réglementation de sa juridiction.
- GC 9.3.2 Le **Gestionnaire de réseau** concerné doit définir dans la procédure les listes détaillées et les formats des informations qu'un **Propriétaire d'installation** doit inclure dans sa demande de dérogation.
- GC 9.3.3 Les informations devant être fournies par le **Propriétaire d'installation** doivent identifier au moins la disposition à laquelle le **Propriétaire d'installation** est, ou sera, incapable de se conformer, la ou les raisons techniques de la non-conformité nécessitant une dérogation et l'effet attendu sur le **Réseau pertinent** et les échanges transfrontaliers d'électricité.
- GC 9.3.4 La procédure doit identifier :
- a) le processus que le **Gestionnaire de réseau** doit suivre pour évaluer les demandes de dérogation et l'émission de la délibération ;
 - b) le calendrier du processus ;
 - c) les conditions dans lesquelles une décision accordant une dérogation peut être révoquée.
- GC 9.3.5 Le **Gestionnaire de réseau** concerné doit :
- a) Tenir un registre de toutes les dérogations qui ont été accordées, sans préjudice de la confidentialité ;
 - b) Sur demande d'un **Propriétaire d'installation**, fournir une copie du registre limitée à la demande de dérogation du **Propriétaire d'installation**.

GC 9.4 **Normes applicables aux Non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau (Dérogation C)**

GC 9.4.1 ***Champ d'application des Non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau***

GC 9.4.1.1 Les **Non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau** sont limitées aux pratiques et politiques d'exploitation dont la responsabilité incombe aux **Gestionnaires de réseau**. Les non-conformités sont des pratiques des **Gestionnaires de réseau** considérés non conformes aux dispositions des **Codes du MRE** ou aux pratiques convenus au sein de l'**EEEOA**, conformément aux **Codes du MRE**.

GC 9.4.2 ***Justification des Non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau***

GC 9.4.2.1 La décision sur les **Non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau** implique les **Gestionnaires de réseau** des **États membres** interconnectés. Pour le principe de solidarité et afin de renforcer la coopération concernant l'exploitation interconnectée, dans la mesure où un cas de **Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire du réseau** est constaté, il est jugé opportun, dans la mesure du possible, d'accepter un cas de non-conformité viable d'un **Gestionnaire de réseau** au lieu d'exclure un pays du système interconnecté.

GC 9.4.3 ***Cadre des Dispositions transitoires***

GC 9.4.3.1 Une **Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire du réseau** n'est acceptée que temporairement dans le **Cadre des dispositions transitoires**.

GC 9.4.3.2 L'acceptation d'une **Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire du réseau** est soumise aux conditions suivantes :

- a) L'augmentation acceptable du risque d'**Exploitation fonctionnelle** ;
- b) La détérioration acceptable de la qualité de la fourniture ;
- c) La possibilité de mettre en pratique les solutions correctives alternatives disponibles dans le **Système électrique** interconnecté ;
- d) La signature d'un **Accord inter-Gestionnaires de réseau** conformément à l'ANNEXE B – CONTENU DE L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRES DE RÉSEAU, comprenant :
 - i. La déclaration de toutes les **non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau** par le biais d'un **Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** ;
 - ii. Un calendrier pour résoudre les non-conformités temporaires des **Gestionnaires de réseau** ;
 - iii. L'acceptation de la gestion continue de la conformité effectuée par l'**EEEOA**.

GC 9.4.4 ***Addenda à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau***

GC 9.4.4.1 Les **Non-conformités temporaires des Gestionnaires de réseau** sont déclarées avec la signature de l'**accord inter-Gestionnaires de réseau** sans préjudice de l'article GC 9.2.2.2.

Chaque **non-conformité temporaire d'un Gestionnaire de réseau** correspond à un **Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau** conformément à l'ANNEXE C – CONTENU DE L'ADDENDUM À L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRE DE RESEAU. Chaque **Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau** décrit une **Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire du réseau**, sa limite, le temps et les modalités pour la résoudre.

GC 9.4.4.2 Un **Gestionnaire de réseau** ne peut être tenu responsable de la **Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire de réseau** tant que l'**Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau** correspondant est en vigueur.

GC 9.4.5 **Gestion continue de la conformité**

GC 9.4.5.1 L'**EEEOA** met en place un **Groupe d'évaluation de la conformité** selon le schéma décrit à l'ANNEXE D – GESTION CONTINUE DE LA CONFORMITÉ.

GC 9.4.5.2 Le **Groupe d'évaluation de la conformité** est mis en place pour :

- a) Évaluer l'acceptation de la **Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire du réseau** ;
- b) Tenir un registre des **Addenda à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** ;
- c) Vérifier les délais des solutions et de leur mise en œuvre ;
- d) Organiser le processus de **Surveillance continue de la conformité** pour vérifier l'état de la conformité auprès des **Gestionnaires de réseau** du RTIE.

GC 9.4.5.3 Chaque **Gestionnaire de réseau** a le droit de participer au **Groupe d'évaluation de la conformité**, de voter et d'accepter les décisions du **Groupe d'évaluation de la conformité** dans les limites de son mandat lors de la signature de l'**Accord inter-Gestionnaires de réseau**.

GC 10. **RÉSOLUTION DES DIFFERENDS**

GC 10.1.1 Les **Différends** qui surviennent entre les **Parties** en rapport avec les **Codes du MRE** seront traités en suivant les étapes ci-après :

- a) Négociation bilatérale entre les **Parties au différend** comme suit :
 - i. En cas de **Différend**, la **Partie** lésée doit envoyer un **Avis de différend** à l'autre **Partie** (la ou les **Parties** lésées et la ou les **Parties** défenderesses forment ensemble les **Parties au différend**) et à l'**ARREC** par lettre recommandée.
 - ii. Les **Parties au différend** nomment chacun un représentant de haut niveau ayant autorité pour résoudre le problème, en s'assurant que les représentants de haut niveau se réunissent de bonne foi pour régler le **Différend**.
- b) Lorsque dans un délai de trente (30) **jours** (ou période convenue par les **Parties**), aucun accord n'a été trouvé, l'une ou l'autre des **Parties au différend** peut :

- i. Initier la procédure de règlement des **Différends** établie par l'**EEEOA** en déposant **l'Avis de différend** correspondant conformément aux dispositions de la procédure.
- ii. Si aucun accord entre les **Parties** n'a été trouvé après application de la procédure de règlement des **Différends** de l'**EEEOA**, déposer un **Avis de différend** auprès de l'**ARREC** et engager la procédure de règlement des **Différends** établie par l'**ARREC**.
- iii. Déposer un **Avis de différend** directement auprès de l'**ARREC** et lancer la procédure de règlement des **Différends** établie par l'**ARREC**.

GC 10.1.2 L'**ARREC** tient un registre de toutes les affaires de règlement des **Différends** menées en vertu du présent GC 10. L'**ARREC** est responsable de s'assurer que toutes les mesures sont prises pour interdire l'accès par toute autre personne à toute partie des dossiers constituant des informations confidentielles. A cette fin, ces informations peuvent être traitées et classées comme « CONFIDENTIELLES » ou simplement marquées du sceau de la confidentialité.

GC 10.1.3 Nonobstant les questions confidentielles, l'**ARREC** organise la publication des éléments suivants sur son site internet :

- a) Les **Parties au différend** ;
- b) L'Avis de nomination des professionnels en charge du règlement du **Différend** ;
- c) La notification de la date, de l'heure et du lieu fixés pour les audiences, le cas échéant ;
- d) Un résumé de la sentence.

GC 11. INTERPRÉTATION DES CODES DU MRE

GC 11.1.1 Lorsque des **Propriétaires d'installations**, des **Gestionnaires de réseau** et d'autres **Parties** concernées ont besoin d'une interprétation de la formulation ou de l'application d'une disposition des **Codes du MRE**, ils peuvent déposer une demande formelle de cette interprétation à l'**ARREC**. Sous réserve que la demande soit raisonnable, l'**ARREC** a la faculté de fournir au demandeur une interprétation de la disposition concernée des **Codes du MRE**. L'**ARREC** a également la faculté de mener toute enquête en la matière. En cas de réponse, c'est sans préjudice que l'interprétation :

- a) Est publiée en tant que bulletin d'interprétation conformément au GC 4.5 ;
- b) Est contraignante ;
- c) Sera soumis aux dispositions d'amendement du GC 4.

GC 11.1.2 Lorsque l'**ARREC** décide de ne pas fournir l'interprétation demandée, le processus de modification des **Codes du MRE** peut être pris en considération pour clarifier la question conformément au GC 4.

GC 12. HIÉRARCHIE DES DOCUMENTS DE GOUVERNANCE

GC 12.1.1 Les dispositions des **Codes du MRE** remplacent tout ou partie des réglementations concernées de l'**ARREC** et des règles techniques de l'**EEEOA** sur les mêmes sujets en vigueur avant l'approbation des **Codes du MRE**, et deviennent partie intégrante de la **RMRE**. En cas de conflit entre les dispositions des **Codes du MRE** et celles des **Codes de réseau nationaux** ou de toute autre règle nationale, contrat, accord bilatéral, les **Codes du MRE**, prévalent.

GC 12.1.2 Les **Procédures opérationnelles** se conforment aux dispositions des **Codes du MRE**.

GC 13. CONFIDENTIALITÉ

GC 13.1.1 Toutes les données et **Informations** échangées, relatives aux **Codes du MRE** sont traitées par tous les **Propriétaires d'installations**, **Gestionnaires de réseau** ou d'autres **Parties** concernées conformément aux règles de confidentialité.

GC 13.1.2 Les données confidentielles ne concernent pas :

- a) Les **Informations** qui sont du domaine public, à condition que ces **Informations** n'aient été publiée en violation des règles de confidentialité par les **Parties** visées à l'article GC 13.1.1. ;
- b) Des informations devant être publiées ou informations devant être divulguées dans les **Codes du MRE** ;
- c) Des **informations** qui doivent être divulguées conformément à une ordonnance judiciaire ou gouvernementale ou à une autre procédure légale.

GC 13.1.3 L'**ARREC** consulte les **Propriétaires d'installations**, les **Gestionnaires de réseau** et d'autres **Parties** concernées au sujet de la publication des données échangées. Les données agrégées peuvent être mises à disposition par les **Propriétaires d'installations**, les **Gestionnaires de réseau**, les **Participants au marché**, l'**OSM** et d'autres **Parties** concernées à la demande de tout autre **Propriétaire d'installation**, **Gestionnaire de réseau** ou autre **Partie** concernée. Ces données ne sont utilisées qu'aux fins spécifiées dans la demande et sont traitées par les **Propriétaires d'installations**, les **Gestionnaires de réseau** et toute autre **Partie** concernée comme étant confidentielles. Toute divulgation d'**Informations confidentielles** est soumise à un **Accord de confidentialité** écrit et dûment signé entre les **Propriétaires d'installations**, **Gestionnaires de réseau** ou toute autre **Partie** concernée. Ces informations confidentielles ne doivent pas être divulguées à d'autres **Parties** sans le consentement écrit des **Parties** à l'**Accord de confidentialité**.

ANNEXE A – STRUCTURE INSTITUTIONNELLE

A.1 Champ d'application

- A.1.1 La présente STRUCTURE INSTITUTIONNELLE décrit, aux seules fins des **Codes du MRE**, la structure institutionnelle créée pour réglementer et exploiter le **MRE** et identifie les différentes catégories de **Participants au marché** et leurs droits et obligations en vertu de l'**Accord de participation au marché** et des **Codes du MRE**. La présente STRUCTURE INSTITUTIONNELLE doit être tenue à jour et alignée sur la structure institutionnelle existante et valide du **MRE**. En cas d'incohérence, une révision de cette partie des **Codes du MRE** doit être effectuée.
- A.1.2 Cette structure institutionnelle est régie par la **RMRE**. Par conséquent, le champ d'application de la présente ANNEXE A – STRUCTURE INSTITUTIONNELLE n'a qu'un but de référence, et toute modification apportée aux **RMRE** sur cette question prévaut sur le contenu de la présente ANNEXE A – STRUCTURE INSTITUTIONNELLE.

A.2 Description des Institutions de gouvernance

- A.2.1 Les **Institutions de gouvernance** du **MRE** telles que précisées dans la **RMRE** comprennent :
- A.2.2 Au niveau régional :
- a) Le Conseil des ministres de la **CEDEAO** ;
 - b) L'**ARREC** qui agit en tant que régulateur régional et qui maintient le cadre de concertation des Autorités de Régulation Nationales (**ARN**) ;
 - c) L'**EEEOA** qui agit en qualité de coordinateur des **Gestionnaires de réseau** pour les questions techniques.
 - d) L'**OSM** qui agit en qualité d'**Opérateur du Système -Marché** du **MRE**.
- A.2.3 Au niveau national :
- a) Les **Institutions de gouvernance** des **États membres** ;
 - b) Les **Autorités de Régulation Nationales (ARN)** ;
 - c) Les **Gestionnaires de réseau**.
- A.2.4 Le **Conseil des ministres de la CEDEAO** a un rôle de supervision sur la gouvernance du marché régional de l'électricité. À cette fin, il décide du cadre réglementaire et institutionnel du **MRE**, approuve le budget de l'**ARREC** et reçoit le rapport de l'**ARREC** sur le **MRE**.
- A.2.5 L'**ARREC** assure la régulation des échanges transfrontaliers d'électricité dans le **MRE**, tout en veillant à la mise en œuvre des conditions permettant d'en assurer la rationalisation et la fiabilité et en contribuant à la mise en place d'un environnement réglementaire et économique favorable à la mise en place du **Marché régional de l'électricité**.

- A.2.6 L'**EEEOA** est responsable du développement des moyens de production d'énergie électrique, de l'interconnexion des réseaux électriques, de la réalisation des investissements régionaux et du développement du MRE en collaboration avec l'**ARREC**.
- A.2.7 L'**OSM** est responsable de l'exploitation du **MRE** et de la coordination de l'**Exploitation fonctionnelle** du **RTIE** en collaboration avec les **Gestionnaires de réseau**.
- A.2.8 Les **Autorités de Régulation Nationales (ARN)** et les autres **Institutions de gouvernance** des **États membres** garantissent la mise en œuvre sur le plan national des **RMRE** et soutiennent les **Institutions de gouvernance** régionales dans l'administration, la gestion et le développement du **MRE**.
- A.2.9 Les **Gestionnaires de réseau** sont responsables de l'exploitation quotidienne des **Systèmes électriques** des **États membres** et collaborent avec l'**OSM** pour l'**Exploitation fonctionnelle** du **RTIE**.

A.3 Règlementation du MRE

- A.3.1 L'**ARREC** est l'organisme de régulation du **MRE**. Au regard du règlement C/REG.27/2/07 sur la composition, l'organisation, les fonctions et le fonctionnement de l'**ARREC**, les rôles et responsabilités de l'**ARREC** sont notamment :
- a) Assurer la conformité avec les règles et le cadre juridique du **MRE**, et les **Codes du MRE** ;
 - b) Veiller à ce que le comportement des participants au MRE et le fonctionnement du MRE soient conformes aux **Codes du MRE** ;
 - c) Déterminer les frais et tarifs des activités réglementées dans le **MRE**, incluant la coordination d'autres frais de services de transport de chaque **État membre** applicables aux transactions dans le **MRE** ;
 - d) Veiller à ce que les frais de services de transport soient appliqués aux transactions dans le **MRE** de manière équitable et non discriminatoire ;
 - e) Examiner et donner des avis concernant les modifications proposées à l'**Accord de participation au marché** ;
 - f) Examiner et approuver les modifications proposées aux **Codes du MRE** ;
 - g) Examiner et donner des avis sur les propositions de développement du **Réseau pertinent** du **RTIE** conformément au **Plan directeur** ;
 - h) Examiner et approuver les critères de la **Réserve** ;
 - i) Examiner les règles régissant l'attribution des capacités d'**interconnexion transfrontalière** et donner des avis à ce sujet ;
 - j) Examiner et approuver la méthodologie de calcul de **TTC/NTC/ATC** ;

- k) Examiner les obligations de crédit et les procédures de défaut de paiement et donner des avis sur ces questions ;
- l) Assurer la médiation des **Différends** entre les **Participants au Marché** et les **Institutions de gouvernance** et au sein de ces derniers ;
- m) Coordonner avec les régulateurs nationaux ;
- n) Participer à l'élaboration des politiques de l'énergie ;
- o) Conduire les activités de recherche et développement concernant les questions de régulation du MRE ;
- p) Faciliter le développement du **MRE**.

A.3.2 En vertu de sa faculté à assurer la conformité avec la **RMRE** et les **Codes du MRE** et à promouvoir le développement du **MRE**, l'**ARREC** est autorisée à demander des informations comptables certifiées aux **Participants au marché** et aux **Institutions de gouvernance**.

- A.3.3 Dans le cadre de la réalisation de ses objectifs et de ses obligations, l'**ARREC** est responsable de :
- a) Réglementer l'application des sanctions en cas de **non-conformité** ou de violation des **Codes du MRE** ;
 - b) Examiner et approuver les installations composant le **RTIE** ;
 - c) Examiner et recommander des propositions pour la construction de nouvelles installations d'**interconnexion transfrontalière** ;
 - d) Examiner et adopter des principes comptables pour les **Entités** participant au **MRE** ;
 - e) Examiner et approuver les budgets, les frais et charges de l'**OSM** ;
 - f) Examiner et approuver les frais de service de transport applicables aux transactions dans le **MRE** ;
 - g) Habilitier le comité de surveillance du marché pour enquêter et analyser les situations d'abus de **Pouvoir du marché** potentiel ;
 - h) Préparer des rapports de réglementation périodiques évaluant l'état d'avancement du **MRE** en termes de réalisation de ses objectifs ;
 - i) Approuver des modifications apportées aux **Codes du MRE**.

A.4 Fonctionnement du MRE

A.4.1 L'**OSM** est l'opérateur du système - marché du **MRE**. L'**OSM** est responsable du bon fonctionnement du **MRE** conformément à la **RMRE** et aux **Codes du MRE**.

A.4.2 L'**OSM** est l'**Entité** indépendante qui est légalement autorisé à effectuer tous les actes, contrats et autres actions nécessaires pour assurer le fonctionnement du **MRE**.

A.4.3 L'**OSM**, en collaboration avec les **Gestionnaires de réseau**, est responsable de la programmation, de la facturation et du règlement de l'électricité dans le cadre du **MRE** sur la base des principes d'équité, d'efficacité, de sécurité et de transparence. L'**OSM** est responsable de :

- a) Soumettre les procédures d'exploitation du **MRE** à l'**EEEOA pour examen** et à l'**ARREC** pour approbation ;
- b) Conduire l'exploitation et la programmation du **MRE** en collaboration avec les **Gestionnaires de réseau** en utilisant des critères économiques, en cherchant à maintenir des niveaux satisfaisants de sécurité, de qualité et de fiabilité ;
- c) Examiner et vérifier, en collaboration avec les **Gestionnaires de réseau**, la faisabilité technique des transactions contractuelles bilatérales ;
- d) Gérer les transactions commerciales dans le **MRE** ;
- e) Élaborer une révision du processus d'enchères pour la capacité d'**Interconnexion transfrontalière**, pour examen par l'**EEEOA** et approbation ultérieure de l'**ARREC** ;
- f) Administrer le processus d'enchères approuvé pour la capacité d'**Interconnexion transfrontalière** ;
- g) Coordonner l'exploitation du **MRE** avec les **Gestionnaires de réseau** ;
- h) Élaborer et publier les prix de marché représentatifs sans préjudice des règles de confidentialité ;
- i) Élaborer et publier des modèles de **Contrats bilatéraux** pour les services qui peuvent être achetés et vendus au sein du **MRE** ;
- j) Fournir aux **Participants au Marché** un accès à la base de données du marché et aux méthodologies utilisées par l'**OSM** ;
- k) Garantir un accès public aux **Informations** non confidentielles dans la base de données du marché.

A.5 Coordination de l'exploitation du système

A.5.1 Dans le cadre de la coordination de l'exploitation du système, l'**OSM** organise :

- a) La coordination des flux d'énergie ;
- b) Les calculs de la capacité de transfert ;
- c) L'attribution de la capacité de transport ;
- d) La coopération avec les **Gestionnaires de réseau**.

A.6 L'EEEOA

A.6.1 Le **Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA)** désigne aussi bien l'**EEEOA** en tant que **Système électrique** interconnecté de l'Afrique de l'Ouest et l'**EEEOA** en tant qu'organisation.

- A.6.2 L'**EEEOA** en tant que système est mis en place par la Décision A/DEC.5/12/99 du 10 décembre 1999, de la Conférence des Chefs d'État et de gouvernement, pour préparer et mettre en place le cadre propice pour le développement des moyens de production d'énergie électrique, l'interconnexion des réseaux électriques, la réalisation des investissements régionaux et le développement des échanges énergétiques en Afrique de l'Ouest.
- A.6.3 L'**EEEOA** en tant qu'organisation est l'institution spécialisée de la **CEDEAO** créée par la Décision A/DEC.20/01/06 du 12 janvier 2006, de la Conférence des Chefs d'État et de gouvernement, pour la mise en œuvre du système d'échanges d'énergie électrique ouest africain et dont les structures de gestion sont instituées par la Convention du 6 juillet 2006 telle qu'amendée.
- A.6.4 Dans les **Codes du MRE**, l'**EEEOA** en tant qu'organisation est employé lorsque le texte fait référence à une fonction qui concerne l'organisation de l'**EEEOA** ou à une décision à prendre par l'organisation de l'**EEEOA**, y compris sans s'y limiter :
- a) Soutenir la coordination et la coopération entre les **Gestionnaires de réseau** ;
 - b) Organiser, animer et évaluer le processus de **Gestion continue de la conformité** ;
 - c) Promouvoir le **Marché Régional de l'Electricité**, la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement, l'efficacité et l'innovation technique ;
 - d) Coordonner l'élaboration et la mise en œuvre des plans de développement de réseau ;
 - e) Coordonner le soutien à l'élaboration et à la mise en conformité des **Codes de réseau nationaux** avec les **Codes du MRE** ;
 - f) Rédiger et adopter les normes et procédures pour le **MRE** pour approbation finale par l'**ARREC** ;
 - g) Préparer et soumettre à l'**ARREC** l'évaluation de l'obligation de capacité et les directives de partage de réserves sur la base des critères minimums en matière de **Réserves** que les **Gestionnaires de réseau** doivent respecter ;
 - h) Évaluer et formuler des recommandations à l'**ARREC** concernant la nécessité de modifier les **Codes du MRE** ;
 - i) Examiner et exécuter les modifications apportées à des normes et autres documents de hiérarchie inférieure associés aux **Codes du MRE** ;
 - j) Conduire les activités de recherche et développement concernant les questions de fiabilité et de **sécurité d'approvisionnement** ;
 - k) Participer à l'élaboration des politiques de l'énergie.
- A.6.5 Dans les **Codes du MRE**, l'**EEEOA** en tant que système est employé dans tous les cas autre que ceux visés au paragraphe A.6.4

ANNEXE B – CONTENU DE L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

B.1 Champ d'application de l'accord

B.1.1 L'**Accord Inter-Gestionnaires de réseau** est rédigé par l'**EEEOA** et signé par tous les **Gestionnaires de réseau**, avec l'**EEEOA** comme organisateur du processus et coordinateur des actions convenues.

B.1.2 L'accord doit correspondre au schéma suivant :

- a) La déclaration de conformité aux règles et critères techniques prescrites par les **Codes du MRE** ;
- b) La déclaration de la liste des **non-conformités** sous forme d'**Addenda à l'Accord Inter-Gestionnaire du réseau** ;
- c) L'acceptation des termes de référence du processus de **Gestion continue de la conformité** menée par l'**EEEOA**, en particulier pour suivre les procédures d'audit envisagées et être soumis à celles-ci ;
- d) Les règles relatives au traitement des demandes de dommages et intérêts d'un ou de plusieurs **Gestionnaires de réseau**, résultant d'incidents et d'infractions aux règles d'interconnexion.

B.1.3 L'**Accord inter-Gestionnaires de réseau** doit refléter à minima, les principes suivants :

- a) Identification claire des **Gestionnaires de réseau** signataires.
- b) La reconnaissance du rôle de coordination joué par l'**EEEOA** ;
- c) La reconnaissance des principes de solidarité qui guident les actions des **États membres interconnectés** ;
- d) Être conscient que les **Gestionnaires de réseau** sont légalement soumis aux lois nationales pertinentes ;
- e) Être conscient que l'exploitation interconnectée implique des risques de propagation des effets des défauts ;
- f) La connaissance des **Codes du MRE** ;
- g) L'acceptation des **Codes du MRE**.

B.2 Les procédures en cas d'incident portant préjudice à d'autres Gestionnaires de réseau ou des Parties qui leurs sont associés

B.2.1 Les **Parties à l'Accord inter-Gestionnaires de réseau** doivent être conscientes et accepter les responsabilités suivantes en cas d'incident :

- a) La procédure applicable devant être lancée par les **Parties** lésées, y compris les délais de réponse et de solution à l'amiable ;
- b) La description des réclamations et la demande d'indemnisation ;

- c) Les conditions des solutions à l'amiable ;
- d) La mise en place par l'**EEEEOA** d'un groupe d'experts techniques indépendants pour analyser les événements du point de vue technique et exprimer un avis technique ;
- e) La mise en place par l'**EEEEOA** d'un groupe d'experts juridique et technique pour vérifier et quantifier les dommages réclamés ;
- f) Les conditions pour les discussions au sein de l'**EEEEOA** ;
- g) La majorité de décision dans les procédures de vote.

B.2.2 En outre, il convient de préciser :

- a) Le droit applicable en cas d'échec de la conclusion et de la poursuite selon le droit commun ;
- b) La langue à adopter dans les documents de procédure.

B.3 Éléments supplémentaires pour les nouveaux gestionnaires

B.3.1 Les demandeurs doivent ajouter à l'**Accord inter-Gestionnaires de réseau** :

- a) La demande formelle de participation à l'interconnexion ;
- b) Les résultats des tests de conformité effectués pour prouver l'interopérabilité de leur **Système électrique** avec le **Système électrique de l'EEEEOA** et la conformité avec les **Codes du MRE** et/ou les pratiques de l'**EEEEOA** ;
- c) Les précédents accords préliminaires signés avec l'**EEEEOA** ;
- d) Le nom du **Gestionnaire du réseau**, la description et la dénomination du **Réseau de transport** ;
- e) Les infrastructures de contrôle ;
- f) La possibilité d'échanger des données et des **Informations** opérationnelles.

ANNEXE C – CONTENU DE L'ADDENDUM À L'ACCORD INTER-GESTIONNAIRE DE RESEAU

C.1 Définition

- C.1.1 L'**Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** est un document approuvé dans lequel un **Gestionnaire de réseau** déclare lui-même la **non-conformité** d'une prescription spécifique des **Codes du MRE**. Les thèmes portent sur les pratiques et les politiques d'exploitation dont la responsabilité incombe aux **Gestionnaires de réseau**.
- C.1.2 L'Addendum à l'Accord inter-gestionnaire de réseau est un élément supplémentaire relatif à la disposition du Code y afférent, applicable au Gestionnaire de réseau qui émet l'Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau. Le Gestionnaire de réseau qui émet cet Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau ne peut être tenu responsable de la non-conformité déclarée.
- C.1.3 Le **Gestionnaire de réseau** qui émet un **Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** s'engage à supprimer les obstacles qui empêchent le respect intégral des règles et de résoudre le problème de la façon et au moment qu'il a lui-même déclaré.

C.2 Informations requises

- C.2.1 Les informations minimums requises sont les suivantes :
- a) Identification du **Gestionnaire de réseau** ;
 - b) Dispositions qui est l'objet de **Non-conformité temporaire du Gestionnaire du réseau** ;
 - c) Raison(s) de la **Non-conformité temporaire du Gestionnaire de réseau** ;
 - d) Mesures en cours visant à atténuer la **Non-conformité temporaire du Gestionnaire du réseau** ;
 - e) Plan d'actions et dates prévues pour résoudre la **Non-conformité temporaire du Gestionnaire du réseau** ;
 - f) Les stratégies de mise à niveau des outils techniques (ex : SCADA) et des dispositions organisationnelles (ex : les ressources pour le contrôle en temps réel) pour résoudre la **Non-conformité temporaire du Gestionnaire du réseau**.
- C.2.2 L'**EEEOA** peut compléter les demandes précédentes avec des détails supplémentaires, si la nature de la **Non-conformité temporaire du Gestionnaire du réseau** l'exige.

ANNEXE D – GESTION CONTINUE DE LA CONFORMITÉ

D.1 Objectifs et champ d'application

- D.1.1 La **Gestion continue de la conformité** vise à promouvoir l'amélioration continue de la **Sécurité d'exploitation** et de la coopération entre les **Gestionnaires de réseau** aux fins du renforcement de l'interconnexion et du développement du **MRE**.
- D.1.2 Le but spécifique de la **Gestion continue de la conformité** est de contribuer à la sécurité d'exploitation au cours du processus de surveillance de la conformité aux **Codes du MRE** et aux pratiques convenues.
- D.1.3 La Gestion continue de la conformité est mise en œuvre par les activités du Groupe d'évaluation de la conformité.

D.2 Organisation

- D.2.1 Le **Groupe d'évaluation de la conformité** est un groupe dirigé et organisé par l'**EEEOA**. Ses ressources sont fournies par les **Gestionnaires de réseau**, lesquels sont encouragés à participer activement au groupe.
- D.2.2 L'**EEEOA** a la faculté de décider de l'emplacement du **Groupe d'évaluation de la conformité**.
- D.2.3 Les **Gestionnaires de réseau** sont invités à apporter périodiquement leur expertise sur les thèmes à évaluer.

D.3 Activité

- D.3.1 Le **Groupe d'évaluation de la conformité** est chargé de contrôler les **Addenda à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** dans le cadre de l'**Accord inter-Gestionnaires de réseau**. Dans ce contexte, il est chargé de rédiger des statistiques et de les communiquer à l'**EEEOA** en soulignant les points critiques.
- D.3.2 Le **Groupe d'évaluation de la conformité** met à jour au plus tard tous les trois (3) ans les termes de référence de ses activités.
- D.3.3 Le président est élu tous les trois (3) ans.
- D.3.4 Selon le calendrier des activités de l'**EEEOA**, chaque année, le **Groupe d'évaluation de la conformité** doit proposer un programme de travail continu pour les trois (3) années suivantes. Ce programme doit au moins :
 - a) Proposer une campagne d'auto-évaluation, dans laquelle les **Gestionnaires de réseau** déclarent, sous leur responsabilité, l'état de conformité par rapport à une liste de thèmes donnée, sur une échelle allant de 0 % de conformité à 100 % de conformité ;
 - b) Proposer, organiser et accepter une liste de missions d'audit sur des thèmes spécifiques ou pour vérifier l'état d'avancement de la résolution ou de l'atténuation de la **non-**

conformité temporaire du Gestionnaire du réseau selon les **Addenda à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** ;

- c) Proposer des audits portant sur l'évolution des actions prévues dans les **Addenda à l'Accord inter-Gestionnaire du réseau** ou des vérifications des résultats de la campagne d'auto-évaluation.

D.3.5 Le **Groupe d'évaluation de la conformité** est tenu d'assister sur demande, les commissions d'enquête afin de déterminer l'impact de la **Non-conformité temporaire d'un Gestionnaire du réseau** en cas d'incidents majeurs dans le **Système électrique de l'EEEOA**.

D.4 Tâches principales

D.4.1 À moins que l'EEEOA n'en décide autrement, les objectifs du **Groupe d'évaluation de la conformité** sont considérés comme réalisables en accomplissant les tâches suivantes :

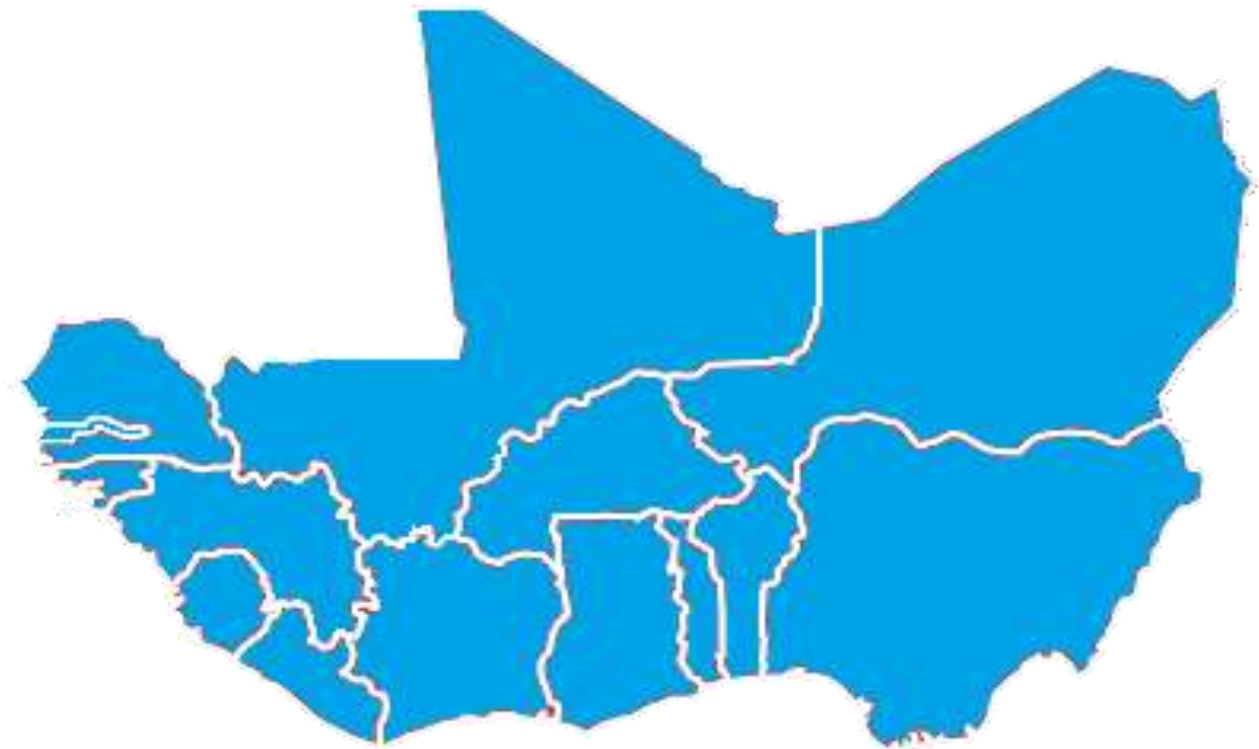
- a) Concevoir et mettre en œuvre des actions pour assurer la **Gestion continue de la conformité** ;
- b) Publier les informations sur l'état de conformité dans l'EEEOA et les **États membres**, sans préjudice de la confidentialité des informations ;
- c) Mise à jour régulière d'un état de surveillance et de contrôle, y compris :
 - i. Le choix des thèmes à auto-évaluer chaque année ;
 - ii. Le choix des sujets à évaluer lors des audits sur place ;
 - iii. L'établissement de questionnaires pour permettre une interprétation sans ambiguïté des questions de l'auto-évaluation ;
 - iv. La préparation du rapport de conformité qui sera présenté à l'EEEOA pour améliorer davantage les initiatives, notamment :
 - Les recommandations à l'EEEOA de mesures à prendre en cas de non-conformité ;
 - Les propositions de révision des dispositions techniques des **Codes du MRE** ;
 - L'adoption d'indicateurs clés de performance pour s'assurer que les performances soient mesurables sur une base équitable.
- d) La mutualisation des ressources pour des audits réguliers et exceptionnels sur site ;
- e) Le soutien actif aux **Gestionnaires de réseau** pour atteindre une conformité totale.

D.5 Méthode de travail

D.5.1 La **Gestion continue de la conformité** est censée être une activité basée sur les meilleures pratiques d'audit et est auto-gérée par l'expertise en exploitation.

D.5.2 Le **Groupe d'évaluation de la conformité** doit travailler en toute transparence, en adoptant les meilleures techniques en matière d'audit. En particulier, tous les documents doivent être approuvés et envoyés à l'avance au **Gestionnaire de réseau** à auditer.

- D.5.3 Les décisions sur les thèmes et les **Gestionnaires de réseau** à auditer doivent être convenues par le **Groupe d'évaluation de la conformité** et approuvées par l'**EEEOA**.
- D.5.4 La confidentialité doit toujours être garantie dans le cadre des activités du **Groupe d'évaluation de la conformité**.
- D.5.5 Les équipes d'audit doivent être composées d'experts sur le thème à évaluer, mis à disposition par des **Gestionnaires de réseau** non voisins.



PC – CODE DE PLANIFICATION

TABLE DES MATIÈRES

PC 1.	OBJET ET PORTÉE DU PROCESSUS DE PLANIFICATION	4
PC 1.1	Objet et Champ d'application	4
PC 1.2	Principes du processus de planification.....	4
PC 1.3	Principaux objectifs	5
PC 1.4	Objectifs de conformité.....	6
PC 1.5	Contenu du Plan des priorités	7
PC 2.	PROCESSUS DE DEVELOPPEMENT DU PLAN DES PRIORITES	8
PC 2.1	Description du processus de planification	8
PC 2.2	Contributions des Gestionnaires de réseau au processus de planification.....	8
PC 2.3	Calendrier de Développement du Plan des priorités	9
PC 2.4	Classement des projets par rapport aux objectifs.....	15
PC 2.5	Litiges concernant les résultats	15
PC 3.	L'INFRASTRUCTURE DE DONNÉES	15
PC 3.1	Base de données centrale pour les Etudes de Réseau et de Marché.....	15
PC 3.2	Interopérabilité des outils d'évaluation	16
PC 4.	LIGNES DIRECTRICES ET MÉTHODOLOGIE	17
PC 4.2	Systèmes de zones d'étude.....	17
PC 4.3	Objectifs de la planification du développement	18
PC 4.4	Hypothèses	18
PC 4.5	Exigences relatives aux données de planification.....	19
PC 4.6	Scénarios de référence	20
PC 4.7	Méthodologie pour les études de marché et d'adéquation	22
PC 4.8	Méthodologie standard d'étude de réseau.....	23
PC 4.9	Études supplémentaires.....	25
PC 4.10	Analyse coûts-bénéfices.....	25
PC 4.11	Répartition des coûts transfrontaliers	26
PC 4.12	Exigences minimales pour les bases de données individuelles et les Outils d'évaluation 26	
PC 4.13	Approche de la zone d'étude	27
PC 4.14	Réductions temporaires du champ d'application du Plan des priorités	27
PC 5.	PLANIFICATION DE LA VISION À LONG TERME	28
PC 5.1	Conditions de la Planification de la vision à long terme	28
PC 5.2	Livrables de l'activité de la Planification de la vision à long terme	28
PC 6.	PLANIFICATION INTERMEDIAIRE	29

PC 6.1	Conditions de la Planification intermédiaire	29
PC 7.	PRÉVISION DE L'ADÉQUATION DE LA PRODUCTION	30
PC 7.1	Prévision de l'adéquation à long terme	30
PC 8.	OBLIGATIONS FORMELLES	30
PC 8.1	Obligations.....	30
PC 9.	LA CENTRALISATION DU TRAITEMENT OU DE LA COLLECTE DES INITIATIVES.....	31
PC 9.1	Principes	31
ANNEXE A –	EXEMPLE DE CHOIX DU SCÉNARIO PAR DÉFAUT	31
A.2	Scénarios	31
A.3	Pondération des paramètres vs Scénarios	33
ANNEXE B –	DELAIS DE PLANIFICATION DU DEVELOPPEMENT	35

PC 1. OBJET ET PORTÉE DU PROCESSUS DE PLANIFICATION

PC 1.1 Objet et Champ d'application

PC 1.1.1 Le **Code de planification** fournit les règles et les directives pour garantir l'effectivité et la coordination de la **Planification du développement des Interconnexions transfrontalières** de la **Région**. La **Planification du développement du Réseau pertinent** porte sur la planification des ressources du **Système électrique de l'EEEOA** qui seront mises à disposition pour l'**Exploitation fonctionnelle** suivant le calendrier défini dans le présent **Code de planification**. En conséquence, le présent **Code de planification** préconise une stricte uniformisation des critères entre les **États membres**.

PC 1.1.2 Le **Code de planification** entend faciliter (i) l'extension des **Interconnexions transfrontalières** et (ii) le renforcement des **Réseaux pertinents** pour l'utilisation optimale des interconnexions. Le champ d'application du présent **Code de planification** comprend :

- a) La **Planification du développement** à court terme, à moyen terme et à long terme ainsi que leurs mises en œuvre (PC 2, PC 5 et PC 6) ;
- b) La conception des infrastructures de données centrales afin de garantir l'échange efficace de données, l'adéquation des données et leur interopérabilité (PC 3) ;
- c) Des directives et la méthodologie pour la **Planification du développement** (PC 4) ;
- d) Des directives pour la prévision de l'adéquation de la production à long terme (PC 7) ;
- e) L'obligation formelle des parties concernées relative au traitement des informations sensibles (PC 8).

PC 1.1.3 Bien que le développement des ouvrages de production de l'électricité soit considéré dans le processus de planification, et que leurs adéquations soient évaluées, ils sont en dehors du champ d'application du présent **Code de planification**. Les politiques nationales d'énergie relèvent de la pleine responsabilité et de l'autonomie des **États membres**.

PC 1.1.4 Les initiatives qui sont proposées en commun et qui visent à résoudre les problèmes de stabilité, à accroître la **Flexibilité** pour faciliter l'intégration des **Sources d'Énergie Renouvelable (EnR)** et à renforcer les infrastructures de contrôle (par exemple, les télécommunications, **SCADA**, l'automatisation des postes) sont considérées comme un développement pertinent de l'interconnexion et doivent être incluses dans les activités de planification.

PC 1.2 Principes du processus de planification

PC 1.2.1 Le processus de **Planification du développement** est cyclique et organisé en trois (3) calendriers différents :

- a) La **Planification de la Vision à Long Terme**, qui est consacrée à la mise en place de stratégies à long terme et à la définition des **Cibles à long terme (LTT)** en conformité avec les politiques de la Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) et les tendances futures plus générales.
- b) La **Planification Intermédiaire**, qui fournit une feuille de route à moyen terme couvrant un horizon de dix (10) à quinze (15) ans pour vérifier périodiquement et fournir les informations nécessaires à l'alignement du **Plan des priorités** sur les **Cibles à long terme (LTT)**.
- c) Le **Développement du Plan des priorités**, qui fournit une liste de projets prioritaires de transport **Régionaux** (c'est-à-dire le **Plan des priorités**) couvrant les dix (10) prochaines années, sur la base de la **Planification intermédiaire** et de la **Planification de la Vision à Long Terme**.

PC 1.2.2 L'**EEEOA** présente à la CEDEAO les résultats de chaque étape sous la forme d'un document unique appelé "**Plan directeur**", qui peut couvrir des projets de transport **Régionaux** allant au-delà des projets prioritaires à approuver dans le **Plan des priorités**.

PC 1.2.3 Une représentation graphique des trois (3) différents calendriers indiqués à l'article PC 1.2.1, tels que détaillés aux PC 2, PC 5, et PC 6 est présenté en ANNEXE B – *DELAIS DE PLANIFICATION DU DEVELOPPEMENT*.

PC 1.3 Principaux objectifs

PC 1.3.1 Les principaux objectifs de la planification des **Interconnexions transfrontalières** sont les suivants :

- a) Augmenter la fiabilité et la sécurité des **Systèmes électriques** des **États membres** et des **Interconnexions transfrontalières** ;
- b) Optimiser significativement l'efficacité du **Marché régional de l'électricité (MRE)** ;
- c) Concevoir un **Système électrique de l'EEEOA** durable sur le plan environnemental ;
- d) Contribuer à la stabilité des investissements dans les infrastructures ;
- e) Améliorer l'accès et le caractère abordable de l'électricité pour les citoyens des **États membres** ;
- f) Prendre en compte et intégrer les **Sources d'Énergie Renouvelable (EnR)**.

À ces fins, les **Gestionnaires de réseau** donnent une large priorité à l'harmonisation des **Plans de Développement**.

PC 1.4 Objectifs de conformité

PC 1.4.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent harmoniser les méthodologies de **Planification du développement** national et les **Codes de réseau nationaux** respectifs. Les **Gestionnaires de réseau**, dans ce processus d'harmonisation, doivent :

- a) Appliquer les mêmes critères prescrits dans le **Code d'exploitation** relativement au critère de sécurité N-1, à l'identification et l'analyse des contingences, aux limites de tension et de courant ;
- b) Prendre en considération les principaux facteurs de développement dans leurs pays respectifs et les conditions de leurs **Systèmes électriques** respectifs.

PC 1.4.2 L'objectif du plan de développement harmonisé est l'ensemble des objectifs des **Plans de développement** qui intègre progressivement les objectifs plus généraux du **Plan des priorités** des **Interconnexions transfrontalières** au profit de l'ensemble du **Système électrique de l'EEEOA**.

PC 1.4.3 Le présent **Code de planification** vise à relier les **Codes de réseau nationaux** pour la planification et à harmoniser le processus de développement des **Interconnexions transfrontalières**. L'EEEOA est responsable pour assurer un processus d'harmonisation continu entre la planification nationale et la planification **Régionale**.

PC 1.4.4 Afin d'assurer une continuité au processus du **Développement de la Planification**, les **Gestionnaires de réseau** doivent mettre en place des **Plans de développement** qui tiennent compte du dernier **Plan des priorités** approuvé et proposer des nouveaux projets transfrontaliers ou mis à jour en tant que référence du **Plan des priorités** en cours. Cette itération cyclique entre le **Plan de développement** et le **Plan des priorités** doit être fait tous les deux (2) ans.

PC 1.4.5 À la date d'entrée en vigueur du présent **Code de planification**, les **Gestionnaires de réseau** doivent prendre, comme premier **Plan des priorités** de référence, le dernier **Plan directeur** approuvé par la CEDEAO, à savoir le document « PLAN DIRECTEUR DE LA CEDEAO POUR LA PRODUCTION ET LE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE 2019-2033 » publié en décembre 2018.

PC 1.4.6 Dans le processus cyclique mentionné à l'article PC 1.4.4, l'EEEOA doit surveiller, évaluer l'ensemble du processus, et fournir des informations pertinentes sur le **Plan directeur**, en suivant également l'état d'avancement des projets d'interconnexion en précisant s'ils sont achevés et/ou en cours d'exécution, s'ils présentent des retards, s'ils sont en cours d'exécution, s'ils sont déjà planifiés et/ou annulés.

PC 1.4.7 L'EEEOA **publie** chaque année un rapport sur l'état du développement réel et prévu du **Système électrique** interconnecté de l'EEEOA, dûment détaillé, également pour les actions futures à entreprendre à l'égard de la CEDEAO.

PC 1.5 Contenu du Plan des priorités

PC 1.5.1 Les facteurs déterminants du **Plan des priorités** sont les initiatives mises en place par les **États membres** en matière d'**Interconnexion transfrontalière**.

PC 1.5.2 Les facteurs déterminants provenant de l'**EEEOA** ou de niveaux supérieurs c'est-à-dire, les **Institutions de gouvernance** au niveau national et **Régional** telles que les gouvernements, la CEDEAO, l'**ARREC**, doivent être pris en compte en priorité.

PC 1.5.3 Les stratégies et objectifs découlant de la vision stratégique de la **Planification de la Vision à long terme** telle qu'élaborée dans les **Plans Intermédiaires** doivent être considérés comme des facteurs déterminants prioritaires.

PC 1.5.4 Les initiatives sont présentées sous forme de projets d'interconnexion. Ces projets peuvent être proposés, modifiés ou annulés par les **États membres** à chaque actualisation du **Plan des priorités** s'ils n'ont pas été lancés ou financés.

PC 1.5.5 Sans préjudice de la priorité accordée aux infrastructures essentielles (par exemple les lignes, les postes), les projets suivants doivent être également considérés :

- a) Les projets visant à améliorer le contrôle et la protection de l'**Interconnexion transfrontalière** et à accroître les échanges d'électricité. Ces projets doivent être encouragés pour atteindre les objectifs de conformité au **Code d'exploitation**, dans les temps impartis.
- b) Les projets visant à améliorer la **Flexibilité du réseau**.

PC 1.5.6 Le **Plan des priorités** est le document de **Planification du développement** qui couvre la période de temps la plus courte et il comprend :

- a) La synthèse des **Plans de développement** des **États membres** concernant le **Réseau pertinent** sur la période couverte par le **Plan des priorités** ;
- b) La description des projets de transport sur les **Interconnexions transfrontalières**, comprenant :
 - i. Les **Interconnexions transfrontalières** entre les **Gestionnaires de réseau** voisins ;
 - ii. L'augmentation prévue de la **Capacité de transfert nette (NTC)** entre les zones interconnectées associées à chaque projet de transport ;
 - iii. Les renforcements et/ou la rénovation du **Réseau de transport** nécessaires pour atteindre les objectifs et respecter la **Sécurité d'exploitation (SoO)** ;
 - iv. L'analyse coûts-bénéfices et les valeurs des **Indicateurs clés de performance (KPI)** ;
- c) Le récapitulatif des critères et des décisions adoptés au cours du processus ;
- d) Les projets de transport visant à accroître l'utilisation des infrastructures **Régionales** ;

e) Les projets visant à améliorer la **Flexibilité** du **Réseau de transport**.

PC 1.5.7 Le classement des projets de transport est basé sur l'analyse coûts-bénéfices (conformément au PC 4.10) et sur les paramètres qui reflètent le mieux les politiques de la **Région**.

PC 1.5.8 Le **Plan des priorités** doit servir de guide de développement pour les **Gestionnaires de réseau** concernés. Les projets de transport peuvent être modifiés et présentés dans le **Plan des priorités** avec des modifications ou une évaluation différente, des avantages en raison de changements des conditions générales ou ils peuvent éventuellement être annulés.

PC 1.5.9 Les rapports saisonniers ou les perspectives sur l'**Adéquation**, considérant les avantages des transferts d'énergie, font partie du **Code d'exploitation**.

PC 2. PROCESSUS DE DEVELOPPEMENT DU PLAN DES PRIORITES

PC 2.1 Description du processus de planification

PC 2.1.1 Les **États membres** élaborent leurs propres initiatives de projets de transport. Ces initiatives de projet de transport doivent être partagées avec l'**EEEOA** pour entamer le processus de planification. L'**EEEOA** doit réaliser des études d'adéquation et de marché de manière centralisée au niveau de la **Région** sans imposer de solutions aux **États membres**.

PC 2.1.2 Le processus de planification commence par la préparation des projets de transport pertinents que chaque **Gestionnaire de réseau** doit inclure dans son **Plan de développement**. Cette activité est réalisée de manière autonome par chaque **Gestionnaire de réseau** en tenant compte des conclusions et des indications du dernier **Plan directeur** et de celui en cours. La partie des **Plans de développement** concernant le **Réseau pertinent** et les **Interconnexions transfrontalières** doivent être coordonnées entre les **Gestionnaires de réseau** concernés comme indiqué à l'article PC 2.1.3

PC 2.1.3 La coordination des projets de transport nécessite le recensement des initiatives des projets, l'analyse des contenus, l'activité de rédaction du **Plan de développement** concernant le **Réseau pertinent** et les **Interconnexions transfrontalières**, un consensus parmi les **Gestionnaires de réseau** et les questions administratives. A cette fin, l'**EEEOA** doit mettre en place le groupe de travail **GT4-Groupe de Travail sur la planification**, chargé des questions relatives à la coordination de la **Planification du développement**.

PC 2.2 Contributions des Gestionnaires de réseau au processus de planification

PC 2.2.1 Les **Gestionnaires de réseau** contribuent au bon fonctionnement du **GT4** avec des ressources adéquates. En conséquence, le **GT4** :

- a) Peut-être permanent ou temporaire – selon la décision de l'**EEEEOA** – et doit rendre compte à l'**EEEEOA** ;
- b) Travaille selon un mandat approuvé par l'**EEEEOA** ;
- c) Dans l'exercice de ses fonctions, peut mettre en place des sous-groupes de travail internes et décider de la répartition des activités entre ces sous-groupes de travail ;
- d) Peut proposer de faire appel à des experts externes pour des études spécifiques.

PC 2.2.2 Le **GT4** est composé de représentants des **Gestionnaires de réseau** et d'un secrétariat qui doit être assuré par l'**EEEEOA**. Le **GT4** est présidé par un représentant élu de l'un des **Gestionnaires de réseau** pour un mandat de deux (2) ans renouvelable une seule fois. Pour l'élaboration de chaque édition du **Plan des priorités**, le travail est organisé et réparti entre des sous-groupes de travail comme suit :

- a) Un **Groupe d'experts** pour réaliser des études de marché, de réseau centralisé et tout autre tâche que le **GT4** jugera nécessaire au niveau du **RTIE**.
- b) **Groupes de zone d'étude**, un par zone électrique comme défini à l'article PC 4.2.6.

PC 2.2.3 Les **Gestionnaires de réseau** doivent contribuer avec un personnel qualifié aux activités des **Groupes d'experts** et garantir le temps nécessaire pour accomplir les tâches assignées.

PC 2.2.4 Le **GT4** doit soutenir les **Gestionnaires de réseau** dans les évaluations et dans la modélisation de leur **Système électrique**, si nécessaire. Le **GT4** peut proposer également des modifications aux projets de transport. Toutefois, la responsabilité des projets de transport incombe toujours aux **Gestionnaires de réseau**. Chaque **Gestionnaire de réseau** est libre d'accepter ou de refuser les modifications proposées par le **GT4**.

PC 2.3 Calendrier de Développement du Plan des priorités

PC 2.3.1 Le principal objectif du processus de **Développement du Plan des priorités**, est de produire un **Plan des priorités** valable à compter de l'année A.

PC 2.3.2 L'horizon de planification de **Développement du Plan des priorités** est d'un maximum de dix (10) ans avec une fréquence de mise à jour tous les six (6) ans.

PC 2.3.3 Pendant cette période de mise à jour de six (6) ans, les activités du processus de planification de **Développement du Plan des priorités** doivent s'étendre sur deux (2) ans, débutant le 1^{er} janvier de l'année A-2 (date de début du processus de planification) et s'achevant à la date cible de publication du **Plan des priorités** au 31 décembre de l'année A-1. L'**EEEEOA** a la faculté d'anticiper le démarrage de l'activité avant le 1^{er} janvier de l'année A-2, au cas où le processus d'approbation nécessiterait plus de temps que celui envisagé à l'étape k), selon le PC 2.3.14.

PC 2.3.4 Pendant ces deux (2) ans d'activité, la coopération entre les **Gestionnaires de réseau** est nécessaire pour harmoniser les initiatives de projets d'interconnexion avec les planifications d'extension des **Réseaux de transport**, de la production et de la distribution, aux fins de définir les projets d'**Interconnexion transfrontalière**.

PC 2.3.5 Le calendrier du processus de planification se déroule en onze (11) étapes, décrites dans l'ordre de (a) à (k). Le **GT4** peut décider de raccourcir le calendrier si possible et de réaliser certaines de ces étapes en parallèle. Le calendrier est indiqué dans la Figure PC 1 et est établi pour un cycle sur deux (2) ans.

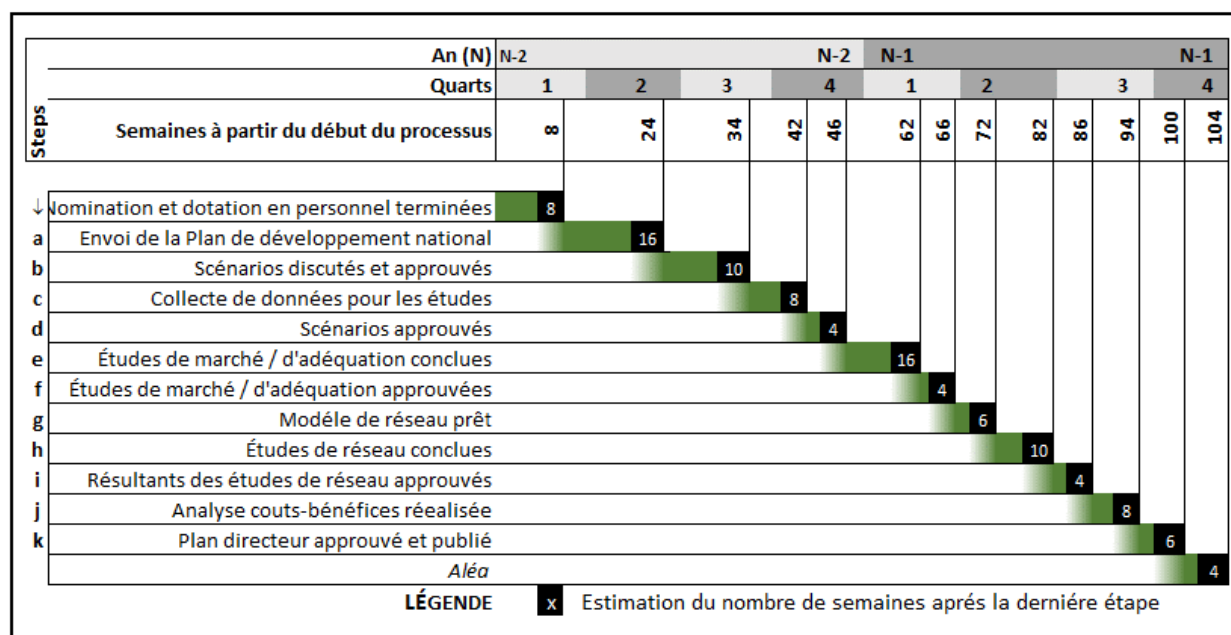


Figure PC 1. Calendrier du processus de planification.

PC 2.3.6 Phase préliminaire

PC 2.3.6.1 Dans un premier temps, au plus tard la 8e semaine de l'année A-2, l'**EEEEOA** doit mettre en place le **GT4** avec des membres provenant des **Gestionnaires de réseau**, et également désigner les différents **Groupes d'experts**, si nécessaire.

PC 2.3.6.2 Chaque **Groupe d'experts** proposé par **GT4** et approuvé par l'**EEEEOA**, peut être soutenu par des ressources externes qualifiées fournies par l'**EEEEOA**.

PC 2.3.6.3 Le **GT4** donne son accord sur un calendrier détaillé conformément aux exigences du PC 2.3 de ce présent **Code de planification** et l'**EEEEOA** doit approuver dès que possible le calendrier détaillé qui devient alors contraignant.

PC 2.3.7 **ÉTAPE a). Collecte des Plans de Développement, y compris les initiatives d'interconnexion**

PC 2.3.7.1 Une période maximale de trois (3) mois est accordée aux **Gestionnaires de réseau** pour mettre à jour leurs **Plans de développement** et les harmoniser avec les priorités et les objectifs du **MRE**.

PC 2.3.7.2 Au plus tard à la *semaine a*)¹ (24e semaine) (voir Figure PC 1) chaque **Gestionnaire de réseau** impliqué dans les projets de développement doit transmettre au **GT4** ses **Plans de développement** pour l'horizon de planification prévu par les réglementations nationales en vigueur.

PC 2.3.7.3 Si le **Plan de développement** d'un quelconque **Gestionnaire de réseau** est conçu pour un horizon plus court que celui convenu pour le **Plan des priorités**, alors au plus tard à la semaine a) (24e semaine) (voir Figure PC 1), ledit **Gestionnaire de réseau** doit transmettre également les paramètres pour permettre au **GT4** d'extrapoler le **Plan de développement** jusqu'à la dernière année de planification comme convenu à l'article PC 2.3.2

PC 2.3.7.4 Les **Plans de développement** doivent au moins mettre en évidence :

- a) Les nouveaux projets d'**Interconnexions transfrontalières**, les renforcements nécessaires et l'augmentation de la capacité de transfert d'énergie prévue pour chacun d'eux et leurs impacts sur la **Sécurité d'Exploitation**, la **Sécurité d'Approvisionnement** et le **MRE**.
- b) Les **Scénarios** et les hypothèses sur la base desquels les projets de transport ont été développés.
- c) Les données de prévision pour l'horizon temporel du plan (**Demande** et **Production** détaillant les types de source de **Production**).
- d) Les objectifs principaux associés aux projets de transport et leur contribution à l'amélioration des performances du **Réseau de transport** (par exemple réduction des pertes, qualité de l'approvisionnement, etc.).

PC 2.3.7.5 Les projets de transport doivent être présentés selon un schéma éditorial uniforme, tel qu'établi par l'**EEEOA**, afin d'accélérer les analyses et les présentations, et minimiser tout risque de malentendu.

PC 2.3.7.6 Les projets peuvent être des initiatives individuelles ou des groupes de projets de transport s'ils visent le même objectif et sont complémentaires.

PC 2.3.7.7 Les préparations des projets sont considérées finalisées uniquement lorsque leurs avantages technico-économiques ont été déterminés et que les coûts du projet de transport transfrontalier y compris les renforcements sont évalués par une analyse coûts-

¹ Ci-après, le terme *semaine* suivi de la *lettre* correspondante se réfère à la dernière semaine de séquence à la fin de l'étape identifiée par cette *lettre* dans la Figure PC 1.

bénéfices. Par conséquent, le **GT4** peut recommander des changements et les **Gestionnaires de réseau** peuvent proposer des solutions au cours du processus, pour répondre aux recommandations reçues.

PC 2.3.8 **ÉTAPE b). Définition des Scénarios et des facteurs déterminants pour l'interconnexion**

PC 2.3.8.1 Sur la base des objectifs du **MRE** et compte tenu des particularités des **Gestionnaires de réseau**, le **GT4** doit :

- a) Analyser les facteurs déterminants du développement du **Réseau de transport** de chaque **Gestionnaire de réseau** ;
- b) Effectuer une analyse des facteurs déterminants pour chaque **État membre** ;
- c) Définir les **Scénarios** de référence pour les zones d'étude concernées par les projets. Les **Gestionnaires de réseau** au sein du **GT4** doivent décider du nombre de **Scénarios** devant être développés ;
- d) Recommander de commencer avec un minimum de deux **Scénarios** initiaux ;
- e) Décider si les **Scénarios** initiaux peuvent évoluer pour devenir plus de deux (2), mais pas plus de quatre (4) ;
- f) Classer les projets de transport reçus des **Gestionnaires de réseau** en fonction de leur maturité (propositions, accords bilatéraux, demandes des gouvernements), de leur objectif (avantages économiques, intégration des **EnR**, fiabilité, réduction des pertes, **Adéquation**).

PC 2.3.8.2 Le **GT4** approuve la méthodologie d'analyse des **Scénarios**, rédiger la liste des investissements et – après approbation de l'**EEEOA** – lancer un appel pour des études de marché et de réseau au niveau de la zone d'étude, au plus tard à la *semaine b)* (34e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.9 **ÉTAPE c) et ÉTAPE d). Collecte de données pour les études de marché et de réseau**

PC 2.3.9.1 Au plus tard la *semaine c)* (42e semaine) (voir Figure PC 1) et sur la base de l'analyse précédente à l'étape b), les **Gestionnaires de réseau** doivent compléter les **Informations** avec l'ensemble des données nationales nécessaires à l'analyse du marché.

PC 2.3.9.2 Les **Informations** requises pour chaque scénario doivent inclure des prévisions de la **Demande**, du mix de la **Production** d'électricité, le dispatching économique des **Unités de production** conventionnelles (sur la base des coûts standard du combustible et du rendement standard par type d'unité) et de la **Capacité de transfert nette (NTC)** entre les **Systèmes électriques** interconnectés voisins dans le format requis par l'outil de simulation adopté et les **Modèles de Réseau** avec et sans les projets de transport proposés. Selon la configuration du **Système électrique** interne de chaque **État membre**, le **GT4** peut demander à un ou plusieurs **Gestionnaires de réseau** de simuler le marché séparant le système national en deux ou plusieurs zones.

PC 2.3.9.3 Le **GT4** doit définir les **Indicateurs clés de performance (KPI)** déterminants pilotant les **Scénarios** de marché (économie, fiabilité, adéquation). Les **Gestionnaires de réseau** doivent approuver les **Scénarios** au plus tard à la *semaine d)* (46e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.10 **ÉTAPE e) et ÉTAPE f). Analyse de marché**

PC 2.3.10.1 Le **GT4** ou le **Groupe d'experts** concerné doit effectuer les études de marché. Les simulations doivent être effectuées en adoptant une approche stochastique conformément aux **Bonnes pratiques de l'industrie**. Les études de marché produisent, pour chaque **Scénario** et projets de transport, les valeurs des **KPI** prises comme référence pour l'**Adéquation** et le bien-être socio-économique.

PC 2.3.10.2 Le **GT4** doit également produire, pour chaque projet de transport, les résultats des analyses de marché et d'**Adéquation** et les achever au plus tard à la *semaine e)* (62e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.10.3 Les **Gestionnaires de réseau** doivent discuter des résultats et approuver les versions finales au plus tard la *semaine f)* (66e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.11 **ÉTAPE g). Mise en place du Réseau**

PC 2.3.11.1 Les **Groupes d'experts** concernés doivent effectuer une analyse du réseau sur la base des résultats de l'étude de marché, afin de vérifier que les norme de sécurité sont respectées si les conditions des études de marché sont appliquées.

PC 2.3.11.2 À cette fin, les **Groupes d'expert** concernés du **GT4** doivent convenir d'une série d'**Instantanés** par projet de transport reconnus comme importants pour l'exploitation aux heures de pointes et aux heures creuses et au cours de différentes situations saisonnières.

PC 2.3.11.3 Les variables de simulation de marché des **Instantanés** doivent être prises des simulations des études de marché et sont représentées sur les **Modèles de réseau individuels**, puis consolidées dans un **Modèle de réseau** par zone d'étude – comme défini dans PC 4.2 – extraite du **Modelé de réseau commun** et par **Instantané**. Alternativement, les variables peuvent être directement représentées dans un **Modèle de réseau** au niveau de la zone d'étude extraite du **Modelé de réseau commun**, résultant de données individuelles précédemment fusionnées fournies par chaque **Gestionnaire de réseau**.

PC 2.3.11.4 Chaque **Groupe d'expert** concerné doit s'accorder sur les portions des **Réseaux de transport** qui peuvent être représentées avec des équivalents afin de réduire la charge de calcul, sans une perte notable de précision.

PC 2.3.11.5 La préparation des **Modèles de réseau** par zone d'étude doit être achevée au plus tard la *semaine g)* (72e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.12 **ÉTAPE h) et ÉTAPE i). Études de Réseau**

PC 2.3.12.1 Chaque **Groupe d'experts** concerné du **GT4** doit coordonner les études de **Réseau** en réalisant des études de flux de charge sur les **Modèles de réseau commun** établis conformément au PC 2.3.11. Ces études doivent évaluer les normes de sécurité et, si nécessaire, d'envisager des renforcements.

PC 2.3.12.2 Les normes de sécurité applicables doivent être les mêmes que celles prescrites dans le **Code d'exploitation**. Il est recommandé de procéder à des simulations de flux de charge en **Courant alternatif**. Des modèles en **Courant Continu** simplifiés sont autorisés s'ils sont compatibles avec les incertitudes des processus de **Planification du développement** et/ou s'il est conseillé d'effectuer un grand nombre de simulations sur un grand nombre d'**Instantanés**.

PC 2.3.12.3 Le **GT4** doit réaliser des études de court-circuit et inclure les dispositions nécessaires pour améliorer la capacité de résilience des renforcements du **Réseau** proposés, conformément aux **Codes de réseau nationaux** ou aux règles techniques applicables.

PC 2.3.12.4 Si le **GT4** estime que les flux de charge en courant alternatif ne sont pas suffisants pour évaluer la **Sécurité d'exploitation**, les **Gestionnaires de réseau** doivent effectuer des études de stabilité précises. Ces études sont obligatoires et réalisées avec le soutien et la supervision du **GT4**, lorsque la pénétration des **EnRV** est supérieure au seuil de 20 % de la charge de pointe d'une zone donnée.

PC 2.3.12.5 En fonction des problèmes détectés, les études de stabilité doivent inclure la stabilité transitoire, la stabilité de la fréquence, la stabilité des petits signaux et l'effondrement de la tension.

PC 2.3.12.6 Les **Gestionnaires de réseau** assistés par le **GT4** doivent produire des résultats des études de stabilité au plus tard la semaine h) (82e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.12.7 Les discussions sur les études de réseau doivent être terminées au plus tard la semaine i) (86e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.13 **ÉTAPE j). Analyse coûts-bénéfices**

PC 2.3.13.1 Les **Gestionnaires de réseau** dans les **Groupes d'expert** mettent en œuvre l'analyse coûts-bénéfices par projet de transport et envoyer les résultats au **GT4** au plus tard la semaine j) (94e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.3.14 **Étape k). Approbation et publication d'un Plan des priorités**

PC 2.3.14.1 Après validation du **Plan des priorités** par les **Gestionnaires de réseau**, l'**EEEOA** soumet le **Plan des priorités** à l'**ARREC** pour avis et puis à la CEDEAO pour approbation.

PC 2.3.14.2 Avant de donner son avis sur le **Plan des Priorités**, l'**ARREC** lance une consultation publique conformément à ses procédures.

PC 2.3.14.3 Une fois approuvé par la CEDEAO, l'**EEEEOA** et l'**ARREC** publient le **Plan des priorités** sur leurs site internet au plus tard la *semaine k* (100e semaine) (voir Figure PC 1).

PC 2.4 Classement des projets par rapport aux objectifs

PC 2.4.1 Le **Plan des priorités** doit comporter des éléments chiffrés, au besoin, pour un processus de classement transparent.

PC 2.4.2 Le **GT4** est habilité à établir un classement par rapport à des objectifs donnés, à la fin de l'analyse et à ne dresser la liste que si nécessaire.

PC 2.5 Litiges concernant les résultats

PC 2.5.1 Les litiges sont régis par le CG8 des **Conditions générales**.

PC 3. L'INFRASTRUCTURE DE DONNÉES

PC 3.1 Base de données centrale pour les Etudes de Réseau et de Marché

PC 3.1.1 Le processus de planification, conçu pour garantir la coordination entre les **Gestionnaires de réseau**, nécessite un **Echange de données** efficace et un transfert de données sécurisé géré par l'**EEEEOA**. À cette fin :

- a) Les **Gestionnaires de réseau** coopèrent pour mettre en place une **Base de données centrale** qui sera progressivement mise en œuvre dans un délai de deux (2) ans à compter de l'entrée en vigueur du présent **Code de planification**.
- b) L'**EEEEOA** propose les solutions techniques et la relation ou l'intégration avec d'autres référentiels de données dédiés (par exemple, les données pour le calcul des tarifs)

PC 3.1.2 Le contenu de base de la **Base de données centrale** est organisé en sections logiques comme suit :

- a) Section consacrée au marché et à l'**Adéquation** ;
- b) Section consacrée à l'analyse du réseau ;
- c) Section consacrée aux statistiques et aux rapports.

PC 3.1.3 Des interfaces dédiées garantissent des échanges d'**Informations** efficaces entre la **Base de données centrale** de l'**EEEEOA**, la **Base de données individuelle** de chaque **Gestionnaire de réseau** et la **Base de données de l'OSM**, principalement pour éviter le double travail de téléchargement des données dans plus d'une **Base de données individuelle**.

PC 3.1.4 Le **GT4** coordonne les activités centrales en coopération avec l'**OSM**. L'**EEEEOA** est responsable de l'acquisition des ressources pour la conception, le développement et la maintenance de la **Base de données centrale**.

PC 3.1.5 L'emplacement de la **Base de données centrale** dans des serveurs physiques ou des solutions dans le cloud est convenu entre les **Gestionnaires de réseau** en fonction des coûts et des critères de cybersécurité.

PC 3.2 Interopérabilité des outils d'évaluation

PC 3.2.1 Les **Outils d'évaluation** sont un ensemble de modèles pour l'analyse de marché, l'analyse de l'**Adéquation** et l'analyse de réseau. En principe, chaque **Gestionnaire de réseau** doit avoir la possibilité de vérifier les résultats qui l'intéressent.

PC 3.2.2 Aux fins de ces évaluations, l'**EEEEOA** :

- a) Est responsable de la conception, de la mise en œuvre et de la maintenance de la **Base de données centrale** ;
- b) Est tenu de :
 - i. Sélectionner et adopter des solutions basées sur des logiciels standards ;
 - ii. Convenir avec les **Membres de l'EEEEOA** des meilleures solutions pour convertir les formats de la **Base de données centrale** dans les formats des **Outils d'évaluation** adoptés par les **Gestionnaires de réseau** et vice versa ;
 - iii. Mettre à disposition un logiciel auxiliaire pour télécharger et charger des données et des **Modèles de réseau**.

PC 3.2.3 Les **Gestionnaires de réseau** contribuent activement à la mise en œuvre de la base de données dès la phase de spécification. Sont requis des **Gestionnaires de réseau** :

- a) La déclaration des outils utilisés dans leurs entreprises respectives ;
- b) La déclaration de toute modification des progiciels utilisés ;
- c) La décision sur les formats communs à adopter ;
- d) Leur disposition à partager les coûts ;
- e) Leur disposition à participer à la conception ;
- f) Leur disposition à effectuer des tests type et des tests d'acceptation, et à renseigner la base de données.

PC 3.2.4 Les **Gestionnaires de réseau** doivent considérer la mise à jour et l'amélioration continues de leurs progiciels d'analyse de réseau, y compris l'interopérabilité, comme l'une de leurs priorités.

PC 4. LIGNES DIRECTRICES ET MÉTHODOLOGIE

PC 4.1.1 Le présent **Code de planification** poursuit l'objectif de mettre à la disposition des **États membres** des lignes directrices, des méthodologies et des modèles de coopération dans le seul but de mettre à profit les avantages d'une approche synergique. PC 4.2 et PC 4.3 sont des lignes directrices pour évaluer les avantages des projets de transport proposés en faveur du **MRE**.

PC 4.2 Systèmes de zones d'étude

PC 4.2.1 Dans l'application du présent **Code de planification**, les **Gestionnaires de réseau** doivent tenir compte de la vaste étendue de la **Région** et des différences de développement des **Réseaux de transport** des **Gestionnaires de réseau**, y compris le fait que certains d'entre eux sont encore des **Réseaux îlotés**.

PC 4.2.2 L'approche de l'étude du réseau électrique dans le présent **Code de planification** se réfère principalement à des zones d'étude, c'est-à-dire des parties cohérentes du **Système électrique de l'EEEOA**, car les calculs du réseau sont gérés plus facilement.

PC 4.2.3 La zone d'étude peut coïncider avec toute ou partie de la **Région**, acceptée au sein du **GT4**, même si c'est une zone qui n'est pas synchronisée mais jugée pertinente à l'analyse du réseau conformément à l'article PC 4.2.6.

PC 4.2.4 La zone d'étude doit être composée de deux (2) ou plusieurs **Gestionnaires de réseau** voisins qui ont des projets d'interconnexion à réaliser en commun.

PC 4.2.5 Néanmoins, la méthode de **Planification du développement** proposée s'applique en général indépendamment des distances physiques et attribue des valeurs aux différences relatives à la démographie, l'économie, le décalage des fuseaux horaires, etc. dans les simulations de marché.

PC 4.2.6 Le **GT4** définit les zones d'étude à chaque cycle de planification et assigne un **Groupe d'experts** à chacune d'entre elles.

PC 4.2.7 Les zones d'étude sont actualisées dès que des projets d'**Interconnexion transfrontalière** permettront de connecter les **Réseaux séparés** au **Système électrique de l'EEEOA**. Ces actualisations pourraient entraîner une extension des zones d'étude lorsqu'un **Réseau îloté** est connecté de manière synchrone à une zone d'étude, ou une fusion dans le cas où une Nouvelle **Interconnexion transfrontalière** relie deux zones d'étude.

PC 4.2.8 En ce qui concerne les études de marché, les éléments de base sont les nœuds des **Systèmes électriques** des **États membres**. Chaque **Gestionnaire de réseau** est simulé avec un nœud et connecté aux autres par un lien dont la capacité est la **Capacité de transfert nette (NTC)** existante ou proposée dans les projets de transport.

PC 4.3 Objectifs de la planification du développement

PC 4.3.1 Les **Gestionnaires de réseau** s'engagent à se réunir régulièrement, à une fréquence décidée et convenue entre les **Gestionnaires de réseau**, et à publier un **Plan directeur** pour le **Système électrique de l'EEEOA**. L'objectif principal de la planification du **Réseau de transport** dans la **Région** est d'assurer, sur la base d'une coopération multilatérale promue par les **États membres**, le développement d'un **Réseau de transport** adéquat pour faciliter le développement du **MRE** et :

- a) Assurer un niveau élevé de **Sécurité d'approvisionnement (SoS)** dans toutes les zones d'étude de la **Région** ;
- b) Garantir la **Sécurité d'exploitation (SoO)** de toute la **Région** ;
- c) Contribuer à la mise à disposition de l'électricité à des coûts raisonnables pour un développement durable de la **Région** ;
- d) Contribuer à l'efficacité économique de toute la **Région** ;
- e) Promouvoir et optimiser l'intégration des **EnR** dans la **Région** ;
- f) Promouvoir l'intégration du marché intérieur et l'harmonisation des règles ;
- g) Faciliter l'accès équitable au **Réseau de transport** à tous les **Participants au marché**.

PC 4.4 Hypothèses

PC 4.4.1 Pour remplir les objectifs du PC 4.3, le **GT4** vérifie le degré de pertinence des projets de transport de chaque **État membre** en termes d'objectifs partagés entre les **États membres** dans la **Réglementation du marché régional de l'électricité (RMRE)**, tout au long d'un processus d'évaluation transparent basé sur les hypothèses suivantes :

- a) Les données reçues par les **Gestionnaires de réseau** sont fiables et cohérentes avec celles adoptées dans leurs **Plans de développement**.
- b) Les **Scénarios** sont définis et partagés entre les **Gestionnaires de réseau**.
- c) Les méthodes et les algorithmes utilisés pour les études de marché et d'**Adéquation** et des études de réseau sont transparents et convenus d'accord parties.
- d) Les données et **Scénarios** reçus par les **Gestionnaires de réseau** sont cohérents avec la **Planification** intermédiaire et la **Planification de la Vision à Long Terme**.

PC 4.4.2 Les **Gestionnaires de réseau** sont responsables des données d'entrée et des hypothèses formulées pour des études futures.

PC 4.4.3 Les méthodes et les algorithmes de la **Planification du développement** doivent garantir la traçabilité des processus.

PC 4.5 Exigences relatives aux données de planification

PC 4.5.1 Au plus tard huit (8) semaines après la définition des **Scénarios**, chaque **Gestionnaire de réseau** doit fournir au **GT4**, en respectant le format, la définition et les détails indiqués dans la base de données ou convenus dans le cadre du **GT4**, les données suivantes sur son **Système électrique** :

- a) Profils de **Charge** ;
- b) La **Production** thermique – sous forme agrégée par catégorie de **Production** – en termes de taille, source primaire, maintenance, **Charge** de base, statut doit fonctionner, fiabilité et degré de flexibilité ;
- c) **Production** et coûts liés au CO₂, sous forme agrégée par catégorie de **Production**. Les **États membres** doivent harmoniser ces informations avec les coûts fixes en ce qui concerne la source primaire et le rendement ;
- d) Valeur de la perte de **Charge** associée à l'électricité non fournie, sur la base d'un processus harmonisé défini par les **États membres** ;
- e) Production d'électricité à partir d'**Installations de production** hydroélectriques (au fil de l'eau, apport naturel, réservoirs, etc.) et capacité de pompage/stockage, sous forme agrégée par catégorie de **production** ;
- f) Profils de production d'électricité ou capacité de production des **Installations de production** solaires et éoliennes, sous forme agrégée par catégorie de **Production** ;
- g) Profils de production d'électricité ou capacité de production de toutes les autres **EnR** et **Installations de production**, sous forme agrégée par catégorie de **Production** ;
- h) Les marges de puissance ;
- i) Nombre de nœuds nécessaires pour la modélisation du marché par chaque **État membre** ;
- j) **Capacité de transfert nette (NTC)** et **Capacité totale de transfert (TTC)** à toutes ses frontières et entre les **Réseaux de transport** ;
- k) Transfert d'énergie vers les **Systèmes électriques** voisins qui n'appartiennent pas à la **Région** ;
- l) Autres (tels que les limitations de l'utilisation de l'eau, les échanges prévus et contrats bilatéraux ou multilatéraux à long terme entre les **Gestionnaires de réseau**) ;
- m) Les flux de charge sur les **Réseaux** de référence à la fin de la période de planification (c'est-à-dire les **Modèles de réseaux individuels**) ;
- n) Diagrammes unifilaires des **Réseaux de transport** ;
- o) **Modèle de réseau** dynamique pour d'autres simulations au niveau du **RTIE** ;
- p) Les informations sur les grandes **Installations de consommation** sont demandées si la charge associée fait partie d'une stratégie de gestion de la demande, sous forme agrégée.

PC 4.6 Scénarios de référence

PC 4.6.1 Les **Scénarios** sont des situations possibles qui peuvent se produire dans le futur. Les **Scénarios** sont des descriptions quantitatives de l'état ou des états futurs d'un **Système électrique**.

PC 4.6.2 Les **Scénarios** ont un nombre fixe de paramètres en commun, mais ils diffèrent les uns des autres au niveau du facteur de pondération pris en compte par chacun d'entre eux.

PC 4.6.3 Sauf disposition contraire du **GT4**, pour représenter les politiques socio-économiques et environnementales de la **Région**, les **Gestionnaires de réseau** doivent pondérer et définir au maximum six (6) macro-facteurs exprimés par un ou plusieurs paramètres significatifs :

- a) L'économie (croissance du produit intérieur brut (PIB), croissance de la population, prévision de la **Demande**, prix des ressources primaires) ;
- b) Plans de pénétration des **EnR** et tendance à la relance ;
- c) Développement technologique (stockage, gestion de la charge, réseau intelligent) ;
- d) Nouvelle **Demande** prévue (dessalement de l'eau, voitures électriques, transports publics, efficacité énergétique) ;
- e) Intégration du marché (marché intérieur, **MRE**) ;
- f) Technologies thermiques sans carbone et neutres en carbone.

PC 4.6.4 Le **GT4** et les **Gestionnaires de réseau** s'accordent sur un ensemble de **Scénarios** basés sur les paramètres choisis précédemment.

PC 4.6.5 Le **GT4** et les **Gestionnaires de réseau** doivent définir deux (2) à quatre (4) **Scénarios** comme une combinaison des pondérations attribuées à chacun des paramètres sélectionnés.

PC 4.6.6 Sauf dispositions contraires du **GT4** et des **Gestionnaires de réseau**, ou en cas d'absence d'accord, le choix doit se faire parmi des **Scénarios** types tels que les suivants, qui pourraient être pris en compte par défaut (voir aussi ANNEXE A – EXEMPLE DE CHOIX DU SCÉNARIO PAR DÉFAUT) et dûment adaptés au contexte de la **Région** :

- a) **S1**. Amélioration de la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)** avec une conjoncture stationnaire ;
- b) **S2**. Gaz et intégration locale des **EnR** ;
- c) **S3**. Croissance économique rapide supportant le développement d'**Interconnexions transfrontalières** mais avec un développement lent de centrales thermiques ;
- d) **S4**. Des objectifs environnementaux rationnels et une intégration du marché au niveau de la **Région** ;

- e) **S5**. Développement durable faisant l'objet d'une approche mutuelle. En d'autres termes, les défis environnementaux représentent un objectif commun pour plusieurs **États membres** ;
- f) **S6**. Faible développement économique avec amélioration de la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)**.

PC 4.6.7 Le **GT4** peut décider de modifier les **Scénarios** en fonction des résultats préliminaires de l'analyse.

PC 4.6.8 Sauf disposition contraire du **GT4**, les indicateurs suivants sont calculés pour chaque projet de transport et pour chaque **Scénario** au moyen d'une simulation de la couverture de la **Demande** effectuée selon les règles du marché en vigueur. Ces indicateurs sont inclus dans la catégorie des avantages dans l'analyse coûts-bénéfices des nouveaux projets de transport et sont définis comme suit :

- a) *Sécurité d'approvisionnement (SoS) améliorée*, c'est-à-dire la capacité d'un **Système électrique** à fournir un approvisionnement en électricité adéquat et sûr dans des conditions normales. À cette fin :
 - i. L'**énergie non-distribuée envisagée (ENDE)**, l'**espérance de défaillance de charge (LOLE)** et la **Probabilité de perte de charge (LOLP)** doivent être calculées ;
 - ii. Les valeurs de référence de l'**ENDE**, en raison du manque de capacité d'interconnexion, sont comprises entre 0,002 et 0,02 % de la **Demande** annuelle et les valeurs de référence pour l'**Espérance de défaillance de charge (LOLE)** sont comprises entre 2 et 48h/an aux 95 centiles. Ces valeurs sont considérées comme des cibles à atteindre progressivement ;
 - iii. Les valeurs de référence sont des objectifs à long terme à prendre en compte dans l'évaluation des progrès du panoramique. Dans le cas où le paramètre cumulatif des projets d'un plan est en dehors de ces plages, le **GT4** doit enquêter sur les raisons et faire un rapport sur les conséquences ;
- b) *Bien-être socio-économique ou intégration du marché*, c'est-à-dire la capacité d'un **Système électrique** à réduire les **Congestions** électriques, et donc à fournir une **Capacité de transfert** suffisante pour les marchés de l'électricité et à permettre le développement d'un système commercial efficace du point de vue économique. Il est nécessaire de calculer l'augmentation de la **Capacité de transfert nette (NTC)** ;
- c) *L'intégration des EnR*, c'est-à-dire la double capacité d'un **Système électrique** à accueillir de nouvelles **Installations** basées sur les **EnR** et à réduire au minimum le délestage des **Installations** basées sur les **EnR**. Le concept d'intégration des **EnR** doit inclure des solutions pour maximiser les échanges d'électricité transfrontaliers en heures de surproduction comme alternative à la réduction ;
- d) *La réduction des émissions de CO₂*, c'est-à-dire la caractérisation de la réduction des émissions de CO₂ dans le **Système électrique**. La réduction du volume de CO₂ est calculée.

PC 4.6.9 L'évaluation de l'impact de chaque projet de transport sur les indicateurs doit être effectuée par une analyse comparative des valeurs avec et sans le projet de transport :

- a) Méthode 1 : pour calculer les différences entre les valeurs supposées en effectuant la simulation comme si tous les projets de transport avaient été mis en œuvre, et les mêmes valeurs supposées en excluant le projet de transport à évaluer.
- b) Méthode 2 : Il est également possible de partir de la situation où aucun projet de transport n'a été mis en œuvre et de calculer les différences de valeurs supposées par les paramètres en ajoutant les effets du projet de transport à évaluer.
- c) Sans préjudice des décisions convenues dans le **GT4**, la Méthode 1 est préférable lorsque le réseau est conforme aux objectifs du processus de planification commun, tandis que la Méthode 2 est préférable lorsqu'un ou plusieurs projets de transport sont ajoutés à un réseau de référence consolidée.

PC 4.7 Méthodologie pour les études de marché et d'adéquation

PC 4.7.1 Des simulations stochastiques de la couverture de la **Demande** horaire dans chaque **Zone de réglage** de chaque **Gestionnaire de réseau** sont réalisées dans les études de marché.

PC 4.7.2 Les simulations sont effectuées selon les règles applicables du **MRE**. Les simulations doivent évaluer l'**Adéquation** du **Système électrique** de chaque **État membre**, avec et sans le(s) projet(s) de transport.

PC 4.7.3 Les simulations stochastiques doivent tenir compte des incertitudes pertinentes des données d'entrée, y compris, mais sans s'y limiter, les profils de **Charge** et de **Production**, la production des **EnR**, les conditions météorologiques (c'est-à-dire la disponibilité des **EnRV**), l'hydrométrie.

PC 4.7.4 Les résultats des simulations d'**Adéquation** fournissent des **Informations** quantitatives sur l'**Adéquation** de la **Production** dans chaque **État membre** et sa zone de marché.

PC 4.7.5 Les zones de marché sont simulées sous forme de nœuds uniques. Les échanges entre les zones de marché sont caractérisés par les **Capacités totales de transfert (TTC)** entre elles.

PC 4.7.6 Les bénéfices de chaque projet de transport sont évalués en fonction des indicateurs sélectionnés (voir ANNEXE A – EXEMPLE DE CHOIX DU SCÉNARIO PAR DÉFAUT pour un exemple de **Scénarios** possibles et d'attribution de pondération).

PC 4.7.7 Les études de marché doivent mettre en évidence le nombre d'heures pendant lesquelles une ou plusieurs frontières sont saturées par le transfert d'énergie qui en résulte et les cas où il y a encore de la place pour un développement bénéfique des **interconnexions transfrontalières**. Le **GT4** doit mettre ces indications à la disposition des **Gestionnaires de réseau** sous forme d'un signal à prendre en considération pour le **Plan des priorités** en

cours et pour l'avenir. Ces indications peuvent être utilisées par la CEDEAO pour suggérer des signaux d'opportunités d'investissements à ces frontières.

PC 4.7.8 Le **GT4**, en coopération avec les comités de marché de l'**EEEOA** et sur la base des **Plans de développement**, peut proposer des projets pour créer les meilleures conditions de marché, tarifaires et physiques pour réglementer le commerce transfrontalier d'énergie avec le but ultime de supprimer toute nécessité de **Réduction**.

PC 4.8 Méthodologie standard d'étude de réseau

PC 4.8.1 Les études de réseau vérifient la capacité du **Réseau de transport** à maintenir les flux de charge dans les conditions simulées par les études de marché et à respecter les normes de sécurité pendant toutes les heures de l'année.

PC 4.8.2 Pour simplifier le processus, il peut être permis de réduire le nombre de simulations, en s'appuyant sur des **Instantanés** pertinents, en effectuant des calculs pour les heures considérées comme significatives et représentatives pour l'ensemble de l'année, comme indiqué dans le présent **Code de planification**.

PC 4.8.3 Sélection des instantanés

PC 4.8.3.1 Une série d'**Instantanés** pour l'analyse du réseau est identifiée à partir des résultats des études de marché, en sélectionnant les entrées et les sorties d'énergie aux heures révélant des contraintes probables sur le **Système électrique de l'EEEOA** (par exemple, heures pleines et heures creuses, exportations/importations maximales et minimales ou heures les plus fréquentes pour les calculs de pertes).

PC 4.8.4 Simulation de l'état stable par rapport aux listes des contingences

PC 4.8.4.1 Chaque **Instantané** est fusionné avec le Modèle de réseau individuel, en attribuant les entrées et les sorties des **Instantanés** aux nœuds du Modèle de réseau individuel. Ces réseaux générés sont traités jusqu'à la convergence afin d'avoir autant de situations conformes que des **Instantanés** sélectionnés.

PC 4.8.4.2 L'évaluation de la sécurité est effectuée sur chacun des **Instantanés** en fonction des critères adoptés, pris en compte dans le **Code d'exploitation**, et selon les exigences prescrites dans le **Code de raccordement**.

PC 4.8.4.3 Les simulations n'incluent pas les **Dispositifs de protection spéciaux** déjà appliqués s'ils sont introduits par les **Gestionnaires de réseau** pour pallier une insuffisance momentanée du **Réseau de transport**.

PC 4.8.4.4 En cas de violation des limites de sécurité, des renforcements peuvent être suggérés par le **GT4**. Les **Gestionnaires de réseau** prennent la responsabilité d'accepter, de refuser ou de proposer d'autres solutions à vérifier ultérieurement.

PC 4.8.4.5 Après les études de réseau, deux (2) autres indicateurs sont calculés :

- a) La variation des pertes avec et sans le projet de transport en cours d'évaluation.
- b) L'amélioration de la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)** avec le projet de transport en cours d'évaluation.

PC 4.8.4.6 Les limites techniques d'exploitation sont celles prescrites dans le **Code d'exploitation** et le **Code de raccordement**.

PC 4.8.4.7 Les normes de sécurité sont celles prescrites dans le **Code d'exploitation** et le **Code de raccordement**.

PC 4.8.4.8 Les critères d'identification des contingences et de définition de la **liste des contingences** sont ceux prévus dans le **Code d'exploitation** et le **Code de raccordement**.

PC 4.8.5 **Études des courts-circuits**

PC 4.8.5.1 Les défauts triphasés et les défauts monophasés à la terre doivent systématiquement être calculés selon la norme CEI 60 909 dans les simulations pour vérifier les pouvoirs de coupure et de fermeture des disjoncteurs.

PC 4.8.5.2 Si le Courant de court-circuit dépasse 90 % de la valeur nominale du pouvoir de coupure des disjoncteurs, le remplacement des disjoncteurs doit être inclus dans les coûts des renforcements associés au projet de transport évalué dans l'analyse coûts-bénéfices. Dans le même cas, le remplacement des disjoncteurs ne pourrait pas être la solution ou la seule solution ; par exemple, il pourrait être nécessaire d'envisager la division de la sous-station en deux ou la révision de la mise à la terre.

PC 4.8.5.3 Des calculs de courant de court-circuit minimum sont nécessaires aux bornes des **Systèmes CCHT** pour garantir le bon fonctionnement de la connexion **Courant Continu** et son système de protections.

PC 4.8.6 **Études de stabilité**

PC 4.8.6.1 Les études de stabilité doivent inclure : l'écroulement de la tension, la stabilité de la fréquence, la stabilité transitoire et la stabilité angulaire.

PC 4.8.6.2 En cas de première **Interconnexion transfrontalière en courant alternatif** entre deux (2) zones d'étude, toutes ces études doivent être réalisées par les **Gestionnaires de réseau** concernés. Dans ce cas, les études de stabilité vont au-delà de la simple évaluation du projet de transport car elles pourraient concerner une évaluation générale de la compatibilité de deux zones d'étude. Le **GT4** doit gérer ces cas avec des commissions spéciales chargées d'évaluer tous les aspects de cette **Interconnexion transfrontalière** conformément au PC 4.9.

PC 4.8.6.3 Dans d'autres cas, étant donné la complexité des études, la quantité de données et leur qualité, le **GT4** peut autoriser la réalisation de ces études ou d'une partie de celles-ci

avec des modèles simplifiés ou leur report jusqu'au début de la conception détaillée de l'**Interconnexion transfrontalière**.

PC 4.8.6.4 L'**Analyse de la stabilité dynamique** doit être effectuée conformément à l'article PC 2.3.12.4.

PC 4.9 Études supplémentaires

PC 4.9.1 Dans le cas où un projet de transport est la première **Interconnexion transfrontalière** entre deux **Gestionnaires de réseau** appartenant à différentes zones d'étude, ou si l'un d'entre eux est un **Réseau îloté**, le **GT4**, en coopération avec l'**OSM** et les **Gestionnaires de réseau** concernés, réalise et soumet une étude de faisabilité globale couvrant au moins :

- a) Les études sur le Courant de court-circuit ;
- b) La compatibilité des pratiques adoptées au cours de l'exploitation ;
- c) La compatibilité des systèmes **SCADA** ;
- d) Le temps nécessaire pour combler les lacunes, le cas échéant.

PC 4.9.2 Dans le cas où la même première **Interconnexion transfrontalière** concerne la technologie en **Courant Alternatif**, les éléments suivants sont nécessaires :

- a) Études de stabilité en accordant l'attention nécessaire à la politique et aux paramètres du **Stabilisateur de puissance** ;
- b) Norme de **Réglage automatique de la production (AGC)**.

PC 4.9.3 Lorsque ces études montrent que des modifications sont nécessaires, les moyens et les délais pour réaliser lesdites modifications doivent être établis avant le moment de la mise en œuvre du projet de transport indiqué dans le **Plan des priorités**.

PC 4.10 Analyse coûts-bénéfices

PC 4.10.1 L'analyse coûts-bénéfices est présentée projet par projet selon un modèle d'édition uniforme, afin d'en faciliter la lecture. Pour chaque projet de transport, les sections suivantes sont requises :

- a) Paramètres généraux : dans lesquelles au moins les caractéristiques techniques du projet de transport sont décrites, et l'état d'avancement du projet de transport est indiqué. Il est nécessaire de préciser si le projet de transport se trouve à l'un des stades suivants : à l'étude ; planifié, mais pas encore en cours d'autorisation ; en construction ; mis en service ; annulé ;
- b) Une section consacrée à l'investissement qui indique :
 - i. Le coût total du projet de transport (y compris les coûts d'investissement) et le rapport entre les travaux principaux et les renforcements ;

- ii. Les dépenses d'exploitation (OPEX) associées ;
 - iii. Les coûts des travaux de compensation (par exemple, compensation pour les personnes affectées par les projets, compensations environnementales, taxes de développement) ;
 - iv. Une description des coûts d'investissement par élément. Les éléments doivent être décrits en nombre ou en quantités techniques au niveau fonctionnel (par exemple, ligne, disjoncteur) et au niveau de la tension ;
- c) Une section consacrée aux avantages qui inclut les résultats des simulations par **Scénario**. Au moins pour chaque **Scénario** :
- i. Les **Capacités totales de transfert (TTC)** (à l'import et à l'export et pour les deux (2) **Systèmes électriques** interconnectés) avec et sans le projet de transport ;
 - ii. Le **rapport** entre les **TTC** et la somme de toute la **Capacité de production** installée pour évaluer ce qui pourrait être une limite à l'importation/exportation d'électricité ;
 - iii. Les **Indicateurs clés de performance (KPI), Scénario par Scénario** mentionnés à l'article PC 4.7.6 ;
 - v. Les indicateurs résiduels tels que l'impact environnemental, l'impact social et les autres impacts que le **GT4** doit mettre en évidence.

PC 4.10.2 Les coûts unitaires standard doivent être adoptés dans l'analyse coûts-bénéfices. Les coûts unitaires doivent être approuvés par le **GT4** avant de commencer le processus d'analyse coûts-bénéfices. Le **GT4** doit également approuver les différences pays par pays, le cas échéant (par exemple, en raison du coût de la main-d'œuvre, de lois spéciales, de compensations).

PC 4.11 Répartition des coûts transfrontaliers

PC 4.11.1 La répartition des coûts transfrontaliers se fait par le biais des **Contrats bilatéraux**. Les évaluations pour la répartition des coûts des actifs transfrontaliers doivent se faire selon un principe d'équité.

PC 4.12 Exigences minimales pour les bases de données individuelles et les Outils d'évaluation

PC 4.12.1 Les **Bases de données individuelles** doivent contenir au moins les mêmes **Informations** et ensembles de données que les sections correspondantes de la **Base de données centrale**.

PC 4.12.2 Les simulations de marché, basées sur des algorithmes stochastiques, doivent être effectuées avec le même logiciel utilisé au niveau central ou un logiciel compatible avec celui-ci, afin de faciliter la comparaison des résultats.

PC 4.12.3 Les études de réseau peuvent être réalisées à l'aide d'outils dont la seule exigence est l'interface facile avec le logiciel adopté au niveau central.

PC 4.12.4 Pour combler l'écart sur la modélisation des **Installations de production** basées sur des onduleurs du **Système CCHT**, le partage des modèles devrait être obligatoire afin de garantir la qualité des simulations.

PC 4.13 Approche de la zone d'étude

PC 4.13.1 Les **Gestionnaires de réseau** appartenant à une sous-région qui n'est pas encore interconnectée avec le reste du **Système électrique de l'EEEOA** ou qui proposent des projets de transport d'interconnexion avec l'un des **Gestionnaires de réseau** extérieurs à cette zone d'étude, peuvent décider de gérer leurs projets de transport en toute autonomie et de désigner un médiateur de la zone d'étude en tant que coordinateur interne.

PC 4.13.2 Le médiateur visé à l'article PC 4.13.1:

- a) représente la zone d'étude au sein du **GT4** ;
- b) développe le **Système électrique** de la zone d'étude conformément aux règles du présent **Code de planification** ;
- c) contribue au **Plan des priorités** avec les conclusions sur les projets de transport d'expansion des **États membres** de la zone d'étude. Ces projets de transport doivent être décrits avec les mêmes **Informations** adoptées pour l'ensemble de la **Région**.

PC 4.13.3 Pour une intégration future sans faille des zones d'étude avec les **Systèmes électriques** en dehors de la zone d'étude elle-même, le médiateur est tenu de participer aux simulations et de partager les résultats de sa zone.

PC 4.13.4 Dans le cas de projets d'**Interconnexions transfrontalières** entre un **Gestionnaire de réseau** de la zone d'étude et un autre externe à la zone d'étude, le projet de transport doit être développé conformément à l'accord bilatéral applicable mais évalué selon les critères énoncés dans le présent **Code de planification**.

PC 4.14 Réductions temporaires du champ d'application du Plan des priorités

PC 4.14.1 Les **Gestionnaires de réseau** ont la possibilité de décider de limiter les objectifs du PC 4.3 dans la première édition du **Plan des priorités** strictement à la prescription de la **Réglementation du marché régional de l'électricité (RMRE)**. Cela exige :

- a) La présentation de projets de transport significatifs pour les objectifs actuels ;
- b) La sélection d'un nombre réduit de **KPI** sur le marché et des études d'**Adéquation** ;
- c) Comme alternative à b), des études de réseau simplifiées pourraient être réalisées, mais dans ce cas, la comparaison des projets de transport risquerait d'être peu significative.

PC 4.14.2 Cette version du **Plan des priorités** pourrait être identifiée comme une version préliminaire du **Plan des priorités**.

PC 5. PLANIFICATION DE LA VISION À LONG TERME

PC 5.1 Conditions de la Planification de la vision à long terme

PC 5.1.1 L'activité de planification de la **Planification de la vision à long terme** couvre un horizon temporel de vingt (20) à trente (30) ans et au-delà.

PC 5.1.2 L'horizon temporel de l'activité de **Planification de la vision à long terme** peut également être fixé de temps à autre en fonction d'années cibles importantes fixées au niveau de la CEDEAO pour atteindre les résultats donnés.

PC 5.1.3 Les objectifs de la **Planification de la vision à long terme** sont de définir les **Cibles à Long Terme (LTT)** pour la **Flexibilité** des **Réseaux de transport** et le développement des **Interconnexions transfrontalières**, et la formulation de stratégies à long terme pour atteindre les **LTT**.

PC 5.1.4 Les **Cibles à long terme (LTT)** convenues au niveau gouvernemental et adoptées au niveau de la CEDEAO ont la priorité sur ceux proposés par les **Gestionnaires de réseau**.

PC 5.1.5 Les **Cibles à long terme (LTT)** doivent être prises comme référence pour les **Plans des priorités** et les stratégies associées doivent être appliquées dans la **Planification Intermédiaire** et le **Développement du Plan des priorités** par les **Gestionnaires de réseau**.

PC 5.1.6 Les **Gestionnaires de réseau** contribuent à l'activité de **Planification de la vision à long terme** au sein du **GT4**.

PC 5.1.7 Le **GT4** soutient les **Gestionnaires de réseau** dans la diffusion des résultats sur l'activité de la **Planification de la vision à long terme** et les **Cibles à long terme (LTT)**, et encourage leur mise en œuvre au niveau national.

PC 5.1.8 Les **Plans de développement nationaux** devraient prendre en compte les résultats de l'activité du **GT4**, tels qu'approuvés par l'EEEOA.

PC 5.2 Livrables de l'activité de la Planification de la vision à long terme

PC 5.2.1 Les **Gestionnaires de réseau** et l'EEEOA à travers le **GT4** doivent réaliser, au moins tous les trois (3) à six (6) ans, sauf décision des **États membres** sur une périodicité différente, un document de **Vision à Long Terme (LTV)** comprenant au moins :

- a) La stratégie de la **Région** pour atteindre les **Cibles à long terme (LTT)** sélectionnées. Une partie de la stratégie comprend les paramètres à adopter dans les évaluations de **Scénarios**. Ces paramètres pourraient être, par exemple, les niveaux de réduction de CO₂, la **Flexibilité** du réseau, l'inertie du **Système électrique de l'EEEOA**.
- b) Les lignes directrices pour aborder les actions de la **Planification de la vision à long terme** ;
- c) Le plan d'action pour aborder et organiser l'activité future.

PC 5.2.2 Le document visé à l'article PC 5.2.1, est soumis à consultation publique, à l'examen et à l'avis de l'**ARREC** et de la CEDEAO. Après approbation interne de l'**EEEOA**, il est publié avec les résultats des consultations.

PC 5.2.3 Le **GT4** élabore des **Cibles à long terme (LTT)** pour la **Région** et prend en compte :

- a) Les orientations et engagements internationaux de la CEDEAO, qui comprennent également d'éventuelles lignes directrices et/ou des accords régionaux sur la mise en œuvre des engagements nationaux pris par les **États membres** dans le cadre du processus de la Conférence internationale des Parties sur les changements climatiques ;
- b) Les stratégies nationales ;
- c) Les besoins du **Système électrique de l'EEEOA**.

PC 5.2.4 Le **GT4** est chargé de discuter et de mener des études de faisabilité et des évaluations sur les **Cibles à long terme (LTT)**. De telles études peuvent inclure des études de marché pour un certain nombre d'années cibles dans l'horizon temporel de la **Planification de la vision à long terme**, sélectionnées par le **GT4**, dans le but d'estimer l'échelle, les avantages et les coûts des interconnexions potentiellement nécessaires pour cet horizon temporel qui sont compatibles avec les éléments à prendre en compte dans l'article PC 5.2.3.

PC 6. PLANIFICATION INTERMEDIAIRE

PC 6.1 Conditions de la Planification intermédiaire

PC 6.1.1 La **Planification intermédiaire** est l'activité nécessaire pour vérifier périodiquement et fournir les informations afin d'aligner le **Plan des priorités** sur les **Cibles à long terme (LTT)**.

PC 6.1.2 Le **GT4** développe et met à jour sa méthodologie pour la **Planification intermédiaire**, qui peut inclure des études de marché et de réseau, avec pour objectif d'obtenir des informations sur le niveau, les avantages et les coûts des interconnexions potentiellement nécessaires pour l'horizon temporel de la **Planification intermédiaire**. L'activité de **Planification intermédiaire** donne le **Plan intermédiaire**.

PC 6.1.3 Le **Plan intermédiaire** prend en considération au moins :

- a) Comment les avancées vers les **Cibles à long terme (LTT)** évoluent.
- b) Les suggestions pour orienter les prochains **Plans des priorités** en raison de l'évolution des **Cibles à long terme (LTT)**.
- c) La définition et la recommandation des paramètres de mise en place des **Scénarios** d'évaluation.
- d) L'aperçu de la proposition de nouveaux projets de transport à analyser plus en détail dans les prochains **Plans des priorités**.
- e) Les perspectives pour la période au-delà de la fin du dernier **Plan des priorités**.

PC 6.1.4 À moins que l'**EEEOA** ne considère un calendrier et une coordination différents au profit de l'efficacité, le cadre temporel suivant doit être pris en compte :

- a) L'horizon temporel de **la Planification intermédiaire** est de dix (10) à quinze (15) ans avec un focus sur les prochaines années non couvertes par le dernier **Plan des priorités**, soit entre les dix (10) et quinze (15) ans à venir.
- b) La **Planification intermédiaire** est mise à jour tous les six (6) ans.

PC 7. PRÉVISION DE L'ADÉQUATION DE LA PRODUCTION

PC 7.1 Prévision de l'adéquation à long terme

PC 7.1.1 Les évaluations sont requises au niveau de chaque **Gestionnaire de réseau** dans le cadre de la politique énergétique que chaque **État membre** doit effectuer conformément à la loi. Dans les évaluations individuelles, l'échange avec les autres **États membres** est simulé.

PC 7.1.2 Sur la base des prévisions d'**Adéquation** individuelles, les **KPI** sont déduits des études centralisées du marché et d'**Adéquation**, comme décrit au PC 4.7.

PC 7.1.3 Les prévisions d'**Adéquation** saisonnières relèvent du **Code d'exploitation**.

PC 8. OBLIGATIONS FORMELLES

PC 8.1 Obligations

PC 8.1.1 Les études de marché nécessitent le traitement d'**Informations** sensibles. Cette circonstance oblige à utiliser les coûts standard conventionnels dans l'analyse coûts-bénéfices.

PC 8.1.2 Les **Gestionnaires de réseau** utilisent autant que possible des **Informations** agrégées et anonymes afin d'éviter l'identification de la source.

PC 8.1.3 Aucune **Partie** ne peut divulguer des données ou des **Informations**.

PC 9. LA CENTRALISATION DU TRAITEMENT OU DE LA COLLECTE DES INITIATIVES

PC 9.1 Principes

PC 9.1.1 Le processus de planification, tel que prescrit dans le présent **Code de planification**, exige qu'une partie de l'activité soit réalisée de façon indépendante par les **Gestionnaires de réseau** et une autre partie qui doit être réalisée de manière centralisée.

PC 9.1.2 La centralisation est requise par l'évaluation des avantages d'un projet d'**Interconnexion transfrontalière**, par les simulations de marché, l'élaboration de **Modèles de réseau communs**, la rédaction, la présentation et la publication des résultats.

PC 9.1.3 Une **Base de données centrale** contribue à l'efficacité des activités périodiques centralisées de **Planification du développement**.

PC 9.1.4 Les **Gestionnaires de réseau** des **États membres** doivent :

- a) Transmettre les propositions de projets de transport définis autant que possible entre **États membres** voisins ;
- b) Transmettre les **Plans de développement** ;
- c) Effectuer une analyse de sécurité.

ANNEXE A – EXEMPLE DE CHOIX DU SCÉNARIO PAR DÉFAUT

A.1.1 La présente annexe décrit un exemple de **Scénarios** possibles. L'exemple peut être proposé comme base de discussion et pour déclencher le processus de planification dès la première fois. Deux macro-zones sont prises en compte dans le cadre de la **Région** générique. Elles sont appelées Zone A et Zone B. La Zone A se caractérise par un niveau de développement important avec des signaux de stagnation, tandis que la Zone B se caractérise par une croissance rapide de l'économie et de la population.

A.2 Scénarios

A.2.1 **S1. Amélioration de la SoS avec une conjoncture stationnaire**

- A.2.1.1 Il s'agit d'un **Scénario** conservateur.
- A.2.1.2 La **Demande** augmente avec la même tendance dans chaque **État membre**.
- A.2.1.3 Le développement économique dans la plupart des **États membres** se situe entre 4 et 6 % en moyenne.
- A.2.1.4 La politique énergétique est marquée par la poursuite de la tendance actuelle dans chaque pays. La politique de soutien aux **EnR** est poursuivie, mais leur croissance reste bien inférieure au niveau observé dans d'autres pays de la Zone A.
- A.2.1.5 La portée des **projets d'Interconnexion transfrontalière** et des projets de **Réseau de transport** interne est basée sur l'amélioration de la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)**.
- A.2.2 **S2. Gaz et intégration locale des EnR**
- A.2.2.1 Ce **Scénario** est un **Scénario** plus durable sur le plan environnemental, basé sur une approche ascendante.
- A.2.2.2 Les **États membres** décident d'une politique commune pour intégrer les **EnR** et maximiser l'effort de réduction des changements climatiques.
- A.2.2.3 Le prix du CO₂ est élevé dans les pays de la Zone A. La politique des pays de la Zone B est basée sur une utilisation attentive de ressources primaires et le développement de fonds pour les **EnR** avec des revenus de ressources primaires.
- A.2.2.4 Des centrales électriques à gaz sont construites dans la Zone B pour garantir l'approvisionnement et minimiser les émissions de CO₂. Ces centrales à gaz devront également être flexibles pour faire face à un nouveau bouquet énergétique basé sur les **EnR**.
- A.2.2.5 La consommation de **Charge** augmente plus que la même tendance S1 dans chaque **État membre** en raison du développement de nouvelles utilisations de l'électricité comme les transports publics dans les pays de la Zone A et de la croissance démographique.
- A.2.2.6 L'hypothèse sur l'environnement économique est l'une des phases d'encaissement partiel de la **Demande** globale chez les **Gestionnaires de réseau** de la Zone A. Le développement dans la Zone B se situe entre 4 et 6 %.
- A.2.2.7 Le développement de l'interconnexion dans la Zone B est basé sur l'amélioration de la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)** et l'exportation de **EnR**.
- A.2.3 **S3. Une croissance économique rapide soutenant le développement des interconnexions transfrontalières mais un faible développement des centrales thermiques**

A.2.3.1 Ce **Scénario** suppose qu'à la suite de la disponibilité de nouvelles ressources primaires, l'économie de la **Région** augmente, en particulier dans les pays de la Zone B. Une croissance de 7% du PIB pourrait être attendu dans la Zone B et de 2% dans la Zone A.

A.2.3.2 Les pays de la Zone B décident de développer des centrales thermiques sans carbone pour soutenir la **Demande** d'électricité sans consommer leurs ressources primaires.

A.2.3.3 De nouvelles **Interconnexions transfrontalières** sont construites pour partager l'électricité à bas prix de ce type de centrales et pour partager les marges de production.

A.2.4 **S4. Des objectifs environnementaux solides et l'intégration du marché au niveau régional**

A.2.4.1 Ce **Scénario** est basé sur une approche reposant sur deux (2) problèmes :

- a) La réduction du CO₂ pour la production d'électricité et pour le transport (nouvelles utilisations de l'électricité).
- b) Le développement de hautes technologies pour la gestion de la **Charge** et de la **Production**, en particulier dans les pays de la Zone A.
- c) L'investissement dans les **EnR** et la production thermique sans carbone dans la Zone B pour soutenir la **Demande** d'électricité, pour limiter la consommation de ressources primaires et pour exporter le surplus d'électricité.

A.2.4.2 Ce **Scénario** est basé sur de nombreuses **Interconnexions transfrontalières** pour soutenir le **MRE**.

A.2.5 **S5. Approche mutuelle pour la durabilité de l'environnement**

A.2.5.1 Ce **Scénario** est un **Scénario** intermédiaire concernant S3 et S4, dans lequel les **États membres** doivent renforcer leur coopération pour optimiser leur **Système électrique** et définir des politiques nationales en matière d'énergie renouvelable.

A.2.6 **S6. Faibles progrès dans l'amélioration de la SoS**

A.2.6.1 Ce **Scénario** est le **Scénario** pessimiste pour la **Région**. En raison du faible développement de l'économie, chaque **État membre** limite la mise en œuvre des **Interconnexions transfrontalières**. Les renforcements du **Réseau de transport** se concentrent sur la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)**.

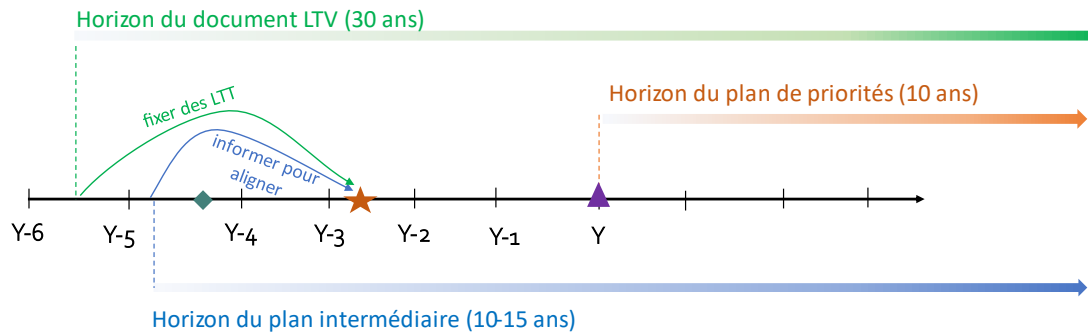
A.3 **Pondération des paramètres vs Scénarios**

A.3.1 Un exemple de pondération des paramètres qui peut être utilisé pour les simulations de chaque **Scénario** (sur une échelle de 0 à 3) est présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1. Exemple de pondération des paramètres qui peut être utilisé pour les simulations de chaque **Scénario**.

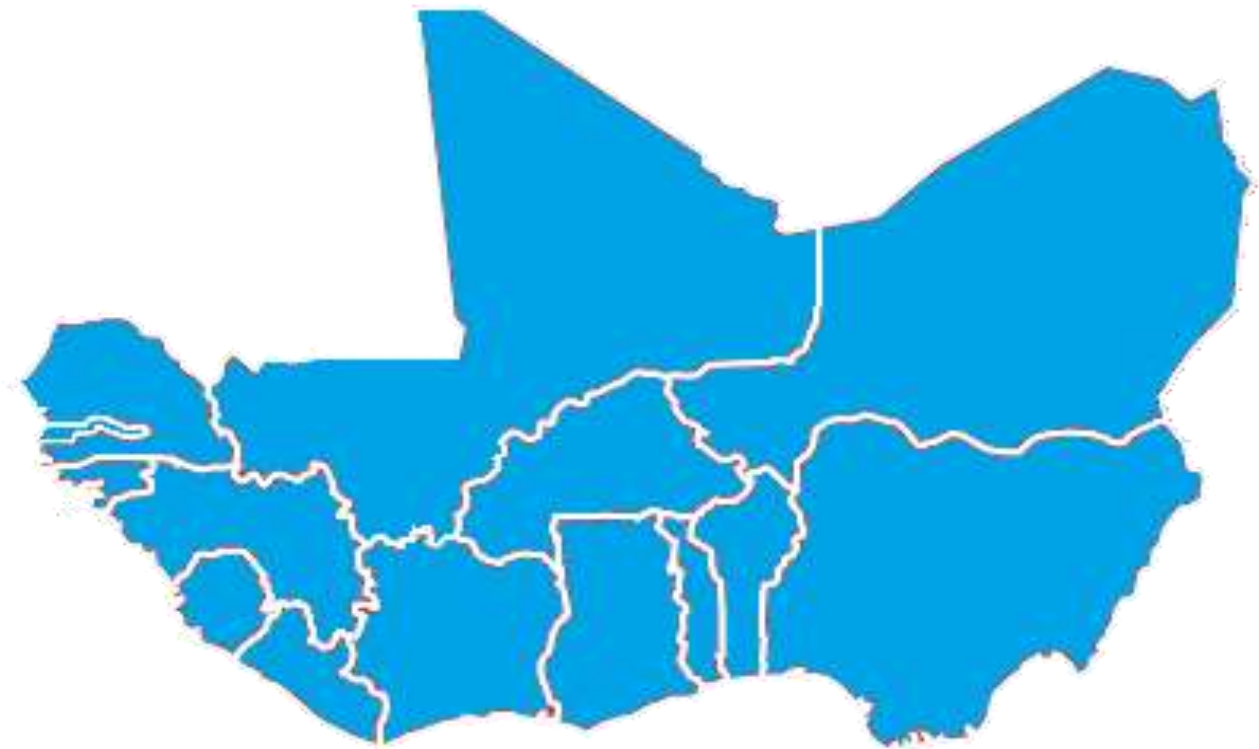
Paramètres \ Scénarios	PONDÉRATIONS					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Économie (croissance du PIB, croissance de la population, prévision de la demande , prix des ressources primaires) ;	2	2	3	2,5	2	1
Pénétration des EnR ;	2	2	2	3	2	1
Développement technologique (stockage, gestion de la charge, réseau intelligent) ;	2	3	2,5	3	2	1
Nouvelle charge prévue (dessalement de l'eau, voitures électriques, transports publics, efficacité énergétique) ;	1	3	2	3	2	1
Intégration du marché (marché intérieur, MRE) ;	1	1	3	3	2	1
Les technologies thermiques sans carbone (c'est-à-dire le développement du nucléaire dans la zone B de la région).	1	1	3	3	1	1

ANNEXE B – DELAIS DE PLANIFICATION DU DEVELOPPEMENT



- ★ L'EEEOA commence le développement de la planification. La durée des activités pour le plan de priorités est de 2 ans + l'approbation de la CEDEAO.
- ◆ Dans le cadre de l'horizon de 6 ans du développement du plan prioritaire, l'EEEOA peut effectuer ses contrôles internes destinés à réviser/confirmer la liste des projets prioritaires approuvés dans le plan directeur précédent.
- ▲ L'EEEOA est autorisée à publier le plan de priorités en tant que sous-ensemble d'un document plus large appelé "plan directeur", qui peut également inclure les résultats de la planification de la vision long terme et de la planification intermédiaire, ainsi que d'autres projets de transport qui dépassent l'horizon de 10 ans et qui ne sont pas inclus dans les listes du plan de priorités.

CODES DU MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE OUEST AFRICAIN



OC – CODE D'EXPLOITATION

TABLE DES MATIÈRES

OC 1.	PRINCIPES D'EXPLOITATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES INTERCONNECTÉS	5
OC 1.1	Objet et champ d'application	5
OC 1.2	Responsabilité	5
OC 1.3	Solidarité, soutien réciproque, confiance mutuelle et coopération	6
OC 1.4	Exigences	6
OC 1.5	Politiques sur la sécurité d'exploitation (SoO)	6
OC 1.6	Questions de réglage régies par le présent Code d'Exploitation	8
OC 1.7	Organisation et ressources	9
OC 2.	PROCESSUS DE GESTION DE LA CAPACITÉ DE TRANSFERT	9
OC 2.1	Introduction	9
OC 2.2	Procédure pour le calcul du TTC/NTC sur le Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA	10
OC 3.	SÉCURITÉ D'EXPLOITATION (SOO)	18
OC 3.1	Seuils d'exploitation	18
OC 3.2	Norme de sécurité d'exploitation (OSS)	18
OC 3.3	Analyse de la Contingence et actions correctives (évaluation de sécurité)	19
OC 3.4	États du réseau	21
OC 3.5	Études de stabilité	23
OC 3.6	Réglage de tension et puissance réactive aux frontières	23
OC 4.	PLANS DE PROTECTION ET DE DÉFENSE DU RÉSEAU	24
OC 4.1	Principes généraux	24
OC 4.2	Protection contre les défauts	24
OC 4.3	Coordination des Plans de défense	25
OC 4.4	Délestage manuel	30
OC 4.5	Plans de reconstitution	30
OC 5.	COOPÉRATION EN ÉTAT D'URGENCE	31
OC 5.1	Signalement des urgences	31
OC 5.2	Coopération en cas d'urgence pour sauvegarder le système	32
OC 5.3	Coopération lors de la Reconstitution pour récupérer la fonctionnalité du système	32
OC 6.	PROCESSUS DE COORDINATION DE LA PLANIFICATION DES INDISPONIBILITÉS	34
OC 6.1	Exigences générales	34
OC 6.2	Prévision de la demande	35
OC 6.3	Programme de maintenance	36
OC 6.4	Coordination des indisponibilités (exigences de maintenance)	38
OC 6.5	Plan d'indisponibilité	38
OC 6.6	Évaluations de l'adéquation	42
OC 6.7	Évaluation des marges de réserve	43

OC 6.8	Gestion de la crise de Déficit	45
OC 6.9	Perspectives saisonnières	46
OC 7.	PLANIFICATION ET CONDUITE DE RESEAU	47
OC 7.1	Généralités	47
OC 7.2	Processus d'ordonnancement ou de Programmation	47
OC 7.3	Données de programmation d'échange	48
OC 7.4	Surveillance en ligne du système d'interconnexion	50
OC 7.5	Comptabilisation et règlement des Déséquilibres	52
OC 7.6	Règles générales de comptabilisation et de règlement	52
OC 7.7	Correction du temps synchrone	54
OC 8.	GESTION DES RÉSERVES D'EXPLOITATION ET DU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE	55
OC 8.1	Généralités	55
OC 8.2	Réserve primaire.....	56
OC 8.3	Réserve secondaire	59
OC 8.4	Réserve tertiaire	61
OC 9.	SUPERVISION ET CONTRÔLE EN TEMPS RÉEL	61
OC 9.1	Outils standard de supervision et de contrôle	61
OC 9.2	Plateforme TIC	62
OC 9.3	SCADA.....	64
OC 9.4	Système de gestion de l'énergie (EMS)	65
OC 9.5	Enregistrement du comportement des ouvrages électriques.....	65
OC 9.6	Activités dans la salle de contrôle des centres de contrôle	66
OC 10.	ÉCHANGE DE DONNÉES, DE DOCUMENTS ET D'INFORMATIONS	67
OC 10.2	Rapport annuel d'exploitation	67
OC 10.3	Données pour l'analyse des incidents	68
OC 10.4	Données pour les statistiques.....	68
OC 10.5	Documentation	68
OC 11.	TESTS ET SURVEILLANCE DES PERFORMANCES	69
OC 12.	FORMATION DES OPERATEURS DU SYSTEME	70
OC 13.	LA CYBER-SÉCURITÉ	70
OC 14.	RECOMMANDATION SUR LA SÉCURITÉ	71
OC 15.	EXIGENCES POUR LA SYNCHRONISATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES	72
OC 15.1	Généralités	72
OC 15.2	Harmonisation des procédures opérationnelles.....	72
OC 15.3	Réglage Fréquence-Puissance	73
OC 15.4	Réglage de la tension et de la puissance réactive	75
OC 15.5	Plan de défense interconnecté	75
OC 15.6	Limites de fréquence	76

OC 15.7	Systèmes de protection.....	78
OC 15.8	Procédure de synchronisation	79
OC 15.9	Période d'essai	80
ANNEXE A –	VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE	82
A.1	Fréquence et Réglage Fréquence-Puissance.....	82
A.2	Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)	84
ANNEXE B –	PROCEDURE D'ESSAI PROPOSEE POUR LE REGLAGE PRIMAIRE DES UNITÉS DES PRODUCTION	85

OC 1. PRINCIPES D'EXPLOITATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES INTERCONNECTÉS

OC 1.1 Objet et champ d'application

OC 1.1.1 L'objectif du présent **Code d'exploitation** est de fournir les règles et exigences pour l'**Exploitation fonctionnelle** sûre et coordonnée des **Interconnexions transfrontalières** dans la **Région**. L'**Exploitation fonctionnelle** est liée au contrôle des flux d'énergie, à la régulation de la fréquence et de la tension, et à toute autre activité de dispatching en temps réel et pendant **le Processus de coordination de la planification des indisponibilités**, dans l'**Etat normal** et l'**Etat d'urgence**. L'**Exploitation physique** ne fait pas partie de présent **Code d'exploitation**. L'**Exploitation physique** reste une responsabilité liée à la propriété des actifs et concerne les procédures de maintenance, la sécurité, les manœuvres et les activités nécessitant un contact physique avec les actifs.

OC 1.1.2 Le présent **Code d'Exploitation** et les **Codes de réseau** nationaux couvrent l'**Exploitation fonctionnelle** des lignes d'**Interconnexion transfrontalière** et des **Réseaux pertinents** qui affectent les **Capacités Totales de Transfert (TTC)** des **Interconnexions transfrontalières**. Les exploitations internes des **Gestionnaires de réseau** qui n'affectent pas les **Interconnexions transfrontalières**, sont régies exclusivement par les **Codes de réseau nationaux**.

OC 1.1.3 Les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent garantir que les dispositions de leurs **Codes de réseau nationaux** et les **Procédures opérationnelles** internes qui traitent de ou ont un impact sur les **Interconnexions transfrontalières** sont harmonisées avec les **Codes du MRE**.

OC 1.1.4 Le Code d'exploitation s'applique :

- a) Aux **Gestionnaires de réseau** responsables des **Exploitations fonctionnelles** dans leurs **Réseaux de transport** respectifs ;
- b) À l'**OSM** qui, en tant que coordinateur régional, interagit avec les **Gestionnaires de réseau** pour la coordination de l'**Exploitation fonctionnelle** des **Interconnexions transfrontalières** ;
- c) Aux **Installations de production** connectées au **RTIE** ;
- d) Aux **Installations de consommation** connectées au **RTIE**.

OC 1.1.5 L'**ARREC**, en consultation avec l'**EEEOA** assure les rôles et responsabilités de la régulation qui requièrent le soutien de manière coopérative de toutes les Entités régulées

OC 1.2 Responsabilité

OC 1.2.1 Les **Gestionnaires de réseau** sont responsables de la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)**, de la **Sécurité d'Exploitation (SoO)**, et de l'exploitation économique des **Systèmes électriques** relevant de leurs compétences, dans toutes les phases de l'**Exploitation fonctionnelle** et dans toutes les **Conditions d'Exploitation** du **Système électrique**.

OC 1.2.2 Les **Gestionnaires de réseau** sont responsables des impacts de l'**Exploitation fonctionnelle** de leurs propres systèmes sur les **Systèmes électriques** d'autres **Gestionnaires de réseau** dans le cadre de l'équilibre offre-demande et du **Réseau pertinent**.

OC 1.3 Solidarité, soutien réciproque, confiance mutuelle et coopération

OC 1.3.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent exploiter leurs réseaux pour tirer parti des avantages techniques de l'**Exploitation fonctionnelle** interconnectée, conformément à la **Norme de sécurité d'exploitation (OSS)**, comme spécifié dans le OC 3.2 du présent **Code d'Exploitation**, et pour créer les meilleures conditions pour les échanges d'énergie transfrontaliers. À cette fin, chaque **Gestionnaire de réseau** doit :

- a) Utiliser toutes les ressources internes pour éviter de propager les **contingences** survenues dans son **Système électrique** au reste des **États membres interconnectés** ;
- b) Restaurer les transferts d'énergie transfrontaliers dès que possible, mais pas au-delà d'une période donnée (voir article OC 8.3.7), aux valeurs du **Programme de Zone de réglage** dans des **Conditions normales** – lorsque des **Déséquilibres** surviennent dans son **Système électrique** – et dans des **Conditions d'urgence** – conformément aux procédures convenues ;
- c) Conserver autant que possible les **Interconnexions transfrontalières** intactes dans les **Conditions d'exploitation** du RTIE ;
- d) Convenir avec les **Gestionnaires de réseau** voisins des procédures spéciales pour réglementer et ouvrir, le cas échéant, des **Interconnexions transfrontalières**, à la fois dans des **Etats normales** et des **Situations d'urgence**, conformément à la politique d'ouverture des lignes définie dans le OC 1.5.3.

OC 1.4 Exigences

OC 1.4.1 Pour maximiser les avantages techniques et économiques de l'exploitation des **Interconnexions transfrontalières**, les **Gestionnaires de réseau** doivent atteindre les plus hauts niveaux d'interopérabilité et de compétences comparables en matière de maîtrise de leurs **Systèmes électriques**, dans l'organisation mise en place et des outils adoptés.

OC 1.5 Politiques sur la sécurité d'exploitation (SoO)

OC 1.5.1 *Concepts généraux*

OC 1.5.1.1 La **Sécurité d'Exploitation (SoO)** est la condition préalable pour garantir un développement sans faille du **Système Electrique de l'EEEOA** et la qualité de l'approvisionnement nécessaire à la prospérité de toute la **Région**. Les **Gestionnaires de réseau** doivent garantir la **Sécurité d'Exploitation (SoO)** selon les normes conformes aux politiques de sécurité communément acceptées dans le présent **Code d'Exploitation**.

- OC 1.5.1.2 La **Sécurité d'Exploitation (SoO)** est indépendante des règles de marché adoptés. Les normes de sécurité dépendent des caractéristiques physiques des actifs et de la capacité des **Gestionnaires de réseau** à contrôler leurs **Systèmes électriques**. Les objectifs du marché ne doivent pas inciter les **Gestionnaires de réseau** à enfreindre les règles de **Sécurité d'Exploitation (SoO)**.
- OC 1.5.1.3 Les **Gestionnaires de réseau** ne doivent pas utiliser les règles de **Sécurité d'Exploitation (SoO)** pour favoriser un participant du **Système Electrique de l'EEEOA**.
- OC 1.5.1.4 Les procédures d'**Evaluation de la sécurité** doivent être convenues au niveau de la **Zone synchrone** ou au niveau **Régional**. L'**OSM** effectue le calcul et la coordination. Les **Gestionnaires de réseau** participent activement à l'activité de l'**OSM** et adoptent le résultat des activités de l'**OSM**. Dans la pratique :
- a) L'analyse d'écoulement de puissance en régime permanent doit être adéquate pour les applications quotidiennes et systématiques (**Evaluation de sécurité**) ;
 - b) Les études sur l'**Analyse de la stabilité dynamique (DSA)** sont recommandées et confirmées au niveau **Régional**, tout du moins pour les vérifications périodiques ;
 - c) L'**Analyse de la stabilité dynamique (DSA)** est recommandée dans les situations de très faibles demandes et dans les cas où la **Production** est localisée loin de la **Demande**. L'**Analyse de la stabilité dynamique (DSA)** doit inclure l'angle, la fréquence et la stabilité de la tension conformément aux dernières **Bonnes pratiques de l'industrie** et normes¹ et à l'analyse du **Synchrophaseur (PMU)** ;
 - d) Des études de court-circuit sont préconisées au moins une fois par an ou, dans des cas particuliers, lors des activités de réglage de la protection.
- OC 1.5.2 **Cadre des dispositions transitoires**
- OC 1.5.2.1 Les **Gestionnaires de réseau** qui ne se conforment pas entièrement aux exigences du présent **Code d'Exploitation** entreprennent des actions conformément au **Cadre des dispositions transitoires** prévues dans les **Conditions générales**.
- OC 1.5.3 **Politique d'ouverture de la ligne d'interconnexion**
- OC 1.5.3.1 Les lignes d'**Interconnexion transfrontalière** doivent rester fermées autant que possible. À cet effet :
- a) L'ouverture volontaire d'une ligne d'interconnexion, même temporaire, ne peut être mise en œuvre par les **Gestionnaires de réseau** sans consulter les **Gestionnaires de réseau** voisins et sans informer l'**OSM** en raison des effets éventuels sur le reste du **Système électrique de l'EEEOA** interconnecté ;
 - b) L'ouverture volontaire, que ce soit manuelle ou automatique, des lignes d'interconnexion est autorisée pour la maintenance et lorsque le principe de ne pas répandre une **Contingence** prévaut sur le principe de maintenir l'**Interconnexion**

¹ IEEE/Cigré JTF 2003

transfrontalière intacte. Dans ce cas, l'ouverture de la ligne doit être le dernier recours pour éviter des pannes généralisées.

OC 1.5.3.2 Une ligne d'interconnexion peut être ouverte :

- a) Par le fonctionnement des protections ;
- b) Pour la maintenance ;
- c) Pour la sécurité et les problèmes environnementaux urgents ;
- d) En cas d'incendie, feux de brousse ;
- e) Pour réaliser un **Réseau îloté** dans le cadre du **Plan de défense**.

OC 1.5.3.3 Les conditions pour permettre l'ouverture des lignes d'interconnexion sont les suivantes :

- a) Il doit s'agir de l'**Action corrective** ultime, garantissant que cette mesure ne mettra pas en danger la **Zone synchrone** restante ;
- b) Toutes les actions convenues par les **Gestionnaires de réseau** voisins et l'**OSM**, dûment préparées de manière coordonnée et communiquées avant de faire fonctionner les disjoncteurs ;
- c) Dans le cas d'une ouverture manuelle, le **Gestionnaire de réseau** et l'**OSM** sont avertis d'une manière traçable avant de la réaliser ;
- d) Dans le cas d'une ouverture automatique, les paramètres et les logiques (par exemple, événements déclencheurs et si certains seuils sont dépassés) ont été préalablement convenus par les **Gestionnaires de réseau** voisins concernés et l'**OSM**.
- e) En cas de danger physique pour les êtres humains ou les installations, une ouverture urgente peut être effectuée sans information préalable des **Gestionnaires de réseau** voisins concernés. Après l'événement, l'**OSM** doit en être informé. L'**OSM** avec le soutien de l'**EEEOA**, doit enquêter sur l'occurrence réelle des conditions de déclenchement et sur la pertinence de l'action. L'**OSM** transmet à l'**ARREC** les conclusions de l'enquête.

OC 1.6 Questions de réglage régies par le présent Code d'Exploitation

OC 1.6.1 Pour assurer la fiabilité de l'**Exploitation fonctionnelle** interconnectée avec un impact minimum sur les **Réseaux de transport** nationaux, le présent **Code d'Exploitation** doit s'appliquer aux points suivants :

- a) Les règles relatives au **Réglage Fréquence-Puissance (LFC)** dans une **Zone synchrone** s'appliquent à la **Zone synchrone** complètement interconnectée, quel que soit le niveau de tension ;
- b) Les règles concernant le réglage des flux de puissance aux frontières s'appliquent au **Réseau pertinent**.

OC 1.6.2 L'extension du **Réseau pertinent** doit être convenue entre les **Gestionnaires de réseau** voisins et l'**OSM**. La sélection est basée sur l'influence qu'elle a sur la sécurité et sur les congestions transfrontalières. Les aspects suivants s'appliquent au **Réseau pertinent** :

- a) Les **Plans d'indisponibilité** ;
- b) La **Liste des contingences** ;
- c) Les calculs **ATC/NTC** ;
- d) Les normes de **Sécurité d'exploitation (SoO)** ;
- e) Les **Dispositifs de protection spéciaux (WAPS)**.

OC 1.7 Organisation et ressources

OC 1.7.1 **L'EEEOA**, avec le soutien de l'**OSM**, doit mettre en place les **Groupes de travail** suivants pour assister l'**OSM** dans ses activités de coordination de l'**Exploitation fonctionnelle** :

- a) Le **GT1-Groupe de travail sur la coordination de la planification des indisponibilités** est chargé des questions relatives à la coordination de la planification de l'exploitation ;
- b) Le **GT2-Groupe de travail sur l'exploitation** est chargé du contrôle en temps réel et des questions connexes. Le champ d'application du **GT2** devrait inclure les activités de la salle de contrôle, la formation des opérateurs, le **Réglage automatique de la production (AGC)**, les paramètres de protection, le **WAMS**, le **WAPS** et les procédures d'exploitation ;
- c) Le **GT3-Groupe de Travail sur les TIC** est chargé des questions relatives aux **TIC** et à la cybersécurité des **SCADA** et du **WAN** commun pour l'**Echange de données en temps réel**.

OC 1.7.2 Les groupes de travail susmentionnés n'ont pas de tâches d'**Exploitation fonctionnelle**.

OC 2. PROCESSUS DE GESTION DE LA CAPACITÉ DE TRANSFERT

OC 2.1 Introduction

OC 2.1.1 Le processus de gestion de la **Capacité de transfert** est basé sur des règles qui définissent la méthodologie de calcul de la capacité jusqu'à un an à l'avance et dénommée calcul de capacité à long terme.

OC 2.1.2 Les **Procédures opérationnelles** concernant ce processus sont coordonnées par l'**OSM**, adoptées par l'**EEEOA** et approuvées par l'**ARREC**.

OC 2.2 Procédure pour le calcul du TTC/NTC sur le Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA

OC 2.2.1 *Lignes directrices générales*

- OC 2.2.1.1 Les évaluations de **NTC** et **TTC** sont effectuées par le biais de calculs d'écoulement de puissance. Les principaux prérequis des évaluations sont :
- a) Un **Modèle de réseau** qui permet la détermination des impacts des zones voisines (**Modèle de réseau commun**) ;
 - b) Les profils de **Production** et de **Demande** estimés pour simuler les échanges transfrontaliers d'électricité (**Cas de base**) ;
 - c) Une procédure d'harmonisation et d'accord sur les données d'entrée entre les **Gestionnaires de réseau** concernés ;
 - d) Les Lignes directrices pour effectuer les simulations d'échanges transfrontaliers d'électricité de la manière la plus réaliste et la plus compréhensible.
- OC 2.2.1.2 Les responsabilités de l'évaluation du **TTC/NTC** incombent aux **Gestionnaires de réseau**. Selon les **Codes de réseau nationaux** ou selon les cadres réglementaires nationaux, les **Gestionnaires de réseau** sont tenus d'exploiter le **réseau**, toujours en respectant la **Sécurité d'exploitation (SoO)**, tout en surveillant l'état de leur **réseau** et en gérant la congestion.
- OC 2.2.1.3 Un **Gestionnaire de réseau** peut demander à l'**OSM** d'effectuer le calcul de la **TTC/NTC** en son nom via un contrat de service dédié, mais la responsabilité de l'évaluation de la **TTC/NTC** incombe toujours au **Gestionnaire de réseau**. En conséquence, le **Gestionnaire de réseau** doit respecter les procédures connexes définies par l'**OSM** conformément à l'article OC 2.1.2.
- OC 2.2.1.4 Par conséquent, le principe de subsidiarité est appliqué par étapes au cours du processus d'évaluation **TTC/NTC**.
- OC 2.2.1.5 Chaque **Gestionnaire de réseau** concerné est ainsi responsable de fournir aux **Gestionnaires de réseau** voisins et à l'**OSM** les données d'entrée suivantes nécessaires aux calculs d'écoulement de puissance de son **Réseau** :
- a) **Modèle de Réseau** pertinent et topologie ;
 - b) Données techniques du **Réseau** ;
 - c) Estimation des profils de **Production** et de **Demande** ;
 - d) Limites techniques et opérationnelles.
- OC 2.2.1.6 Les évaluations des capacités doivent être basées sur des ensembles de données communs pour former un **Cas de base** accepté de commun accord.

- OC 2.2.1.7 Les calculs annuels de **NTC** font partie du calendrier annuel. À cette fin, initialement, au moins quatre (4) valeurs de **NTC** pour l'importation et quatre (4) valeurs pour l'exportation à travers chaque frontière doivent être calculées, en prenant en compte la disponibilité prévue du **Réseau de transport** : valeurs des heures pleines et creuses en période de saison sèche (ou autre période à convenir) et valeurs des heures pleines et creuses en saison des pluies (ou autre période à convenir). La fréquence de calcul du **NTC** évolue d'un pas semi-annuel (c'est-à-dire la saison sèche et la saison des pluies) jusqu'à son objectif final de pas horaire, selon un programme à convenir de temps en temps par les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** sur la base de la viabilité économique de la fréquence de calcul et établi selon les **Procédures opérationnelles**.
- OC 2.2.1.8 Des **Instantanés** supplémentaires concernant des situations particulières de flux peuvent être fournis sur demande. L'**OSM** doit fournir des **Cas de base** de **Réseau** interconnectés pour ces **Instantanés** supplémentaires, conformément aux **Procédures opérationnelles** appropriées.
- OC 2.2.1.9 Les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** doivent traiter toutes les données de manière confidentielle. La procédure d'évaluation doit garantir que chaque valeur **NTC** est atteignable sans compromettre la sécurité du **Système électrique de l'EEEOA**.
- OC 2.2.1.10 Les **TTC/NTC** sont calculés pour chaque binôme de pays électriquement adjacents. En cas de fortes interdépendances entre différents groupes de **Zones de réglage**, le calcul des **TTC/NTC** entre ces **Zones de réglage** et les pays voisins doit être effectué sous la coordination de l'**OSM**, à travers des **Procédures opérationnelles** dédiées, en considérant les **Zones de réglage** adjacentes dans leur ensemble.
- OC 2.2.2 **Construction d'un cas de base**
- OC 2.2.2.1 L'ensemble de données constituant un **Cas de base** comprend un **Modèle de réseau commun** et des données d'entrée décrivant les prévisions des profils de **Demande et de Production** ainsi que la topologie du **Réseau** pour la période d'étude (année, mois, semaine et jour).
- OC 2.2.2.2 L'**OSM** doit établir des **Procédures opérationnelles** pour l'harmonisation des données d'entrées des **Gestionnaires de réseau** afin de configurer efficacement les données communes.
- OC 2.2.3 **Modèle de réseau**
- OC 2.2.3.1 Le **Modèle de réseau** devrait contenir, autant que possible, une représentation complète des **Ouvrages du Réseau de transport** de chaque **État membre**. La zone d'étude doit couvrir au moins tous les nœuds représentatifs du **Réseau pertinent** et elle doit fournir une compréhension précise de la répartition des flux physiques sur les **Interconnexions transfrontalières** pour identifier les flux de boucle potentiels.
- OC 2.2.3.2 L'effet des **Systèmes CCHT** entre les zones est représenté par l'injection sur les nœuds concernés et en utilisant un modèle de calcul approprié qui reflète le comportement statique et dynamique des **Installations**.

- OC 2.2.3.3 La zone d'étude pour l'évaluation des **NTC** entre deux **États membres interconnectés** voisins sera déterminée au cas par cas en suivant les principes ci-dessus et pourrait n'impliquer qu'un sous-ensemble du **Modèle de réseau commun** complet. Chaque partie peut demander une extension de la zone d'étude si nécessaire.
- OC 2.2.3.4 Le calcul d'écoulement de puissance doit être effectué à l'aide d'un modèle d'écoulement de puissance en **Courant alternatif**. De plus, des études de stabilité dynamique pourraient être réalisées pour vérifier la violation détectée dans le calcul en régime permanent, également en fonction des expériences d'exploitation.
- OC 2.2.4 **Données en entrée**
- OC 2.2.4.1 L'évaluation **TTC/NTC** pour chaque période considérée nécessite ce qui suit :
- a) Les capacités nominales thermiques des **Ouvrages** du **Réseau de transport** ainsi que les paramètres électriques. La capacité thermique doit être exprimée en ampères et en MW, en tenant compte d'un facteur de puissance et d'une tension nominale prédéfinis. Selon la période étudiée, les valeurs saisonnières correspondantes des capacités nominales thermiques doivent être utilisées ;
 - b) La puissance de sortie active et réactive maximale et minimale pour les **Installations de production** incluses dans le **Modèle de réseau** ;
 - c) La topologie attendue du **Réseau de transport** à la période considérée ;
 - d) Le profil de **Production** par l'injection sur chaque nœud à la période considérée ;
 - e) Le profil de **Demande** par le soutirage net sur chaque nœud à la période considérée ;
 - f) L'ensemble des programmes d'échanges transfrontaliers d'électricité arrêtés et les soldes nets de chaque **Zone de réglage** du **Gestionnaire de réseau** à la période considérée ;
 - g) L'ensemble des échanges transfrontaliers d'électricité arrêtés pris en compte dans le **Cas de base** concerne les meilleures prévisions pour l'échange transfrontalier d'électricité à la période considérée ;
 - h) La puissance maximale de **Production** disponible attendue à la période considérée ;
 - i) La **Clé de répartition de la variation de la production (GSK)** à adopter à l'horizon temporel considéré. Cette **Clé de répartition de la variation de la production (GSK)** permet d'obtenir une liste spécifiant les **Unités de production** auxquelles il faut attribuer une augmentation ou une diminution.
- OC 2.2.4.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** s'engage à fournir les meilleures données d'entrée disponibles estimées pour sa propre **Zone de réglage**, reflétant autant que possible des **Scénarios** réalistes, préalablement convenus dans son pays ou en référence aux données historiques,
- OC 2.2.4.3 Un **Cas de base** peut être développé pour :

- a) Des situations d'exploitation réelles observées ;
- b) Des conditions prévisionnelles.

OC 2.2.4.4 Alors que les situations d'**Exploitation fonctionnelle** réelles observées offrent un véritable **Scénario** du comportement de chaque **Système électrique**, les conditions prévisionnelles peuvent parfois fournir une meilleure base de référence car elles incluraient l'expertise de chaque **Gestionnaire de réseau** sur le comportement attendu de la **Production** et de la **demande** dans son propre pays et la connaissance des travaux de maintenance programmés sur les **Ouvrages de réseau** et les **Installations**. Ces deux (2) approches alternatives sur la construction du **Cas de base** pourraient également être combinées. Le **Cas de base** commencerait à partir d'une situation réelle observée (**Instantanés** du **Système électrique** dans des **Scénarios** sélectionnés) puis modifié par chaque **Gestionnaire de réseau** avec des **Informations** mises à jour concernant son **Système électrique** compte tenu des différences prévisibles dues :

- a) Au profil de **Demande**, selon les **Prévisions de la demande** sur la période analysée ;
- b) Au profil de **Production** basé sur les prévisions des sources d'énergie primaires (par exemple, réserves hydroélectriques, disponibilité du combustible) ;
- c) A la topologie du **Réseau** et la **Production** planifiée ou les **Indisponibilités fortuites** (longue durée).

OC 2.2.4.5 L'**OSM** doit établir des **Procédures opérationnelles** pour exécuter ces tâches, conformément aux **Bonnes pratiques de l'industrie**. La procédure que chaque **Gestionnaire de réseau** utilise pour modifier le **Cas de base** de départ doit utiliser des modifications cohérentes avec les limites/possibilités de **Production** réelles et les échanges transfrontaliers d'électricité sur les lignes d'interconnexion. Chaque **Gestionnaire de réseau** doit expliquer la nature et l'étendue de toute modification apportée au **Cas de base** de départ et doit communiquer la raison d'une telle modification aux autres **Parties**.

OC 2.2.5 ***Directives pour le calcul d'écoulement de puissance***

OC 2.2.5.1 Afin de déterminer la limite des transactions transfrontalières entre deux (2) **États membres interconnectés** voisins, les échanges transfrontaliers d'électricité sont progressivement augmentés, tout en maintenant la **Charge** dans l'ensemble du système inchangé, jusqu'à ce que les limites de sécurité soient atteintes.

OC 2.2.5.2 En partant du **Cas de base** commun, l'échange transfrontalier d'électricité supplémentaire est réalisé à travers une augmentation de la **Production** du côté exportation et une diminution équivalente de la **Production** du côté importation. Ce changement de **Production** doit être effectué par étapes jusqu'à ce que des violations des **Normes de sécurité d'exploitations** soient détectées lors de l'**Evaluation de sécurité**

OC 2.2.5.3 L'augmentation/diminution de la **Production** doit être effectuée selon certains critères prédéfinis. Les critères généraux ainsi que les éventuelles exceptions doivent être définis par les **Gestionnaires de réseau** impliqués dans le calcul d'un **TTC/NTC** donné. Un moyen

possible de distribuer l'augmentation/la diminution de la **Production** dans un **Système électrique** d'un **État membre** sur les différents critères de production comprend l'augmentation/la diminution selon un ordre de mérite bien connu : chaque fois que la répartition économique est appliquée, l'augmentation/la diminution de la **Production** doit être appliquée selon l'ordre de mérite.

- OC 2.2.5.4 La modification est à effectuer en tenant compte des contraintes techniques d'exploitation de chaque **Unité de production** et de ses limites techniques (puissance maximale/minimale, utilisation optimale d'une centrale électrique, de l'eau, ou du combustible disponible).
- OC 2.2.5.5 Le choix entre différentes possibilités de transfert ou même une combinaison de stratégies de transfert, est laissé à la responsabilité de chaque **Gestionnaire de réseau** mais doit être expliqué et communiqué aux autres **Gestionnaires de réseau** impliqués dans le calcul d'une **TTC/NTC** donnée.
- OC 2.2.5.6 La **Partie** qui effectue le calcul est au minimum responsable de l'analyse des **Contingences** dans son **Réseau de transport** et ses lignes d'**Interconnexion transfrontalières**, y compris certaines **Contingences** bien connues du **Système électrique** voisin qui influencent la sécurité de son propre **Système électrique**.
- OC 2.2.5.7 L'augmentation/la diminution des échanges transfrontaliers d'électricité se poursuit jusqu'à ce que les règles de sécurité soient violées – en considérant toutes les **Contingences** de la **Liste des Contingences** (OC 3.3) une par une – dans le **Réseau** et les lignes d'interconnexion du **Gestionnaire de réseau** en effectuant le calcul ou à l'intérieur d'un autre **Système électrique** d'un **État membre** conformément aux capacités thermiques des **Ouvrages** du **Réseau de transport**. Les problèmes de sécurité peuvent se traduire par des limites thermiques, de tension et de stabilité qui doivent être définies par le **Gestionnaire de réseau** qui effectue le calcul et doivent être cohérentes avec les règles publiées dans son **Code de réseau national**. L'**OSM** doit coordonner le processus de calcul et aide les **Gestionnaires de réseau** à résoudre les problèmes de sécurité conformément aux **Procédures opérationnelles** adopté par l'**EEEOA** et approuvées par l'**ARREC**.
- OC 2.2.5.8 Lorsque la violation se produit dans le pays qui effectue le calcul, le **Gestionnaire de réseau** qui effectue le calcul, doit d'abord déterminer si la congestion pourrait être levée par des **Actions correctives** sans réduire le niveau de sécurité du **Système électrique**. Lorsque la contrainte persiste, alors la limite de sécurité est avérée. Sinon, la simulation de l'augmentation/diminution de l'échange transfrontalier d'électricité peut se poursuivre.
- OC 2.2.5.9 Lorsque la violation se produit dans un autre **Système électrique** d'un **État membre**, son impact doit être confirmé par le **Gestionnaire de réseau** du **Réseau de transport** où la congestion a lieu, avant que la limite ne soit considérée comme effective. Ainsi, le **Gestionnaire de réseau** qui réalise le calcul doit :
- a) Notifier le **Gestionnaire de réseau** du **Réseau de transport** où la congestion a lieu ;
 - b) Discuter de la réalité physique de cette contrainte ;

c) Tenir compte de la contrainte dans l'analyse de sécurité uniquement si le **Gestionnaire de réseau** impliqué est d'accord.

OC 2.2.5.10 Par conséquent, l'obtention d'une valeur **NTC** limitée par une contrainte de sécurité à l'intérieur du **réseau** d'un autre **Gestionnaire de réseau**, constitue un accord implicite avec l'autre **Gestionnaire de réseau** sur la réalité de cette contrainte. Une fois toutes les contraintes reconnues par les deux (2) **Gestionnaires de réseau** voisins, elles doivent être considérées comme contraignantes.

OC 2.2.5.11 Le processus d'augmentation du transfert d'électricité se poursuit jusqu'à ce qu'une congestion causée par une **Contingence** ne puisse être levée par aucune **Action corrective** de la **Liste des actions correctives** des **Systèmes électriques** voisins concernés. La dernière valeur d'échange électrique transfrontalier supplémentaire qui n'implique aucun problème de sécurité constitue la valeur ΔE . Elle représente la puissance supplémentaire sur le **Cas de base** qui peut être échangée en continu d'un **Système électrique** d'un **État membre** à un autre tout en garantissant la **Sécurité d'exploitation (SoO)** des deux **Systèmes électriques** interconnectés. Cette valeur, ajoutée à la valeur de transaction initiale (**BCE : Cas de base d'échange**), donne la **Capacité Totale de Transfert (TTC)** entre ces pays et est exprimée par :

$$\mathbf{TTC = BCE + \Delta E = NTC + TRM}$$

Où :

a) **TRM** est la **Marge de Fiabilité du Transport (TRM)** définie dans l'article OC 2.2.6 ;

b) **NTC** est la **Capacité Nette de Transfert**.

OC 2.2.5.12 Lorsque la limite de changement de production entre les deux (2) **Systèmes électriques** en fonction de leur **Production** réelle disponible est atteinte et qu'aucune règle de sécurité n'est violée, alors aucune limite réaliste sur la **TTC/NTC** pour le **Cas de base** n'est trouvée. Dans ce cas, le **NTC** entre ces deux (2) **Systèmes électriques** équivaldrait au changement de toute la **Production** disponible.

OC 2.2.6 **Marge de Fiabilité du Transport (TRM)**

OC 2.2.6.1 Une marge de la **Capacité Totale de Transfert (TTC)** doit être maintenue pour tenir compte des écarts qui se produisent à la fois dans les exploitations en temps réel et dans le processus d'évaluation.

OC 2.2.6.2 Cette marge se réfère notamment aux **Déséquilibres** dus au **LFC (Réglage secondaire)** et au **Réglage primaire**, aux besoins de **Réserves** communes et aux échanges d'électricité transfrontaliers d'urgence pour faire face aux situations de déséquilibre. Ces sources d'incertitude sont utilisées pour calculer la **TRM** pour une direction de transfert donnée. Chaque **Gestionnaire de réseau** calcule ses propres valeurs de **TRM** en fonction des exigences visant à assurer la **Sécurité d'exploitation (SoO)** de son **Réseau**. L'**OSM** doit coordonner le processus de calcul selon les **Procédures opérationnelles** adoptées par l'**EEEOA** et approuvées par l'**ARREC**.

- OC 2.2.6.3 Enfin, chaque binôme d'**États membres interconnectés** voisins devrait s'accorder sur une valeur unique de **TRM** pour une direction de transfert donnée. En cas de désaccord, chaque **Gestionnaire de réseau** maintiendra sa valeur finale de **TRM** en exploitation en fonction du besoin de son propre **Système électrique** dont il est le seul responsable.
- OC 2.2.6.4 La **TRM** est déterminée par les écarts non intentionnels de **LFC** et les besoins de **Partage de la réserve** et d'échange transfrontalier d'électricité d'urgence.
- OC 2.2.6.5 La marge **LFC** (U_{LFC}) peut être estimée par une analyse statistique des données passées en utilisant la variance estimée de la déviation des séries historiques (σ^2) sur une ou plusieurs années. Ces séries temporelles doivent être préalablement filtrées pour éviter la distorsion qui peut être introduite par des écarts importants, résultant de déséquilibres de **Demande** soudains (comme celui induit par les déclenchements de **Production**), qui doit être pris en compte dans l'échange transfrontalier d'électricité d'urgence. Étant donné que la marge **LFC** est une estimation statistique, elle peut être exprimée en termes d'estimations respectives de la variance de la fonction de densité de probabilité, σ^2 , des données statistiques. En d'autres termes, $U_{LFC} = K \times \sigma$, avec $K = 1, 2$ ou 3 selon le seuil de probabilité considéré ($K = 1$ est le plus faible, tandis que $K = 3$ est le plus élevé).
- OC 2.2.6.6 En ce qui concerne le **Partage de la réserve** (U_{RS}) et l'échange transfrontalier d'électricité d'urgence (U_E), leur volume doit être évalué et approuvé par les **Gestionnaires de réseau** concernés.
- OC 2.2.6.7 Pour combiner les marges des incertitudes mentionnées ci-dessus dans une valeur **TRM**, l'une des deux règles suivantes ou une combinaison de celles-ci peut être applicable :
- a) Ajouter les marges individuelles (pire combinaison) : $TRM = U_{LFC} + U_{RS} + U_E$;
 - b) Obtenir les marges d'incertitude individuelles maximales (c'est-à-dire supposer que ces événements ne peuvent pas se produire simultanément) : $TRM = \max (U_{LFC}, U_{RS}, U_E)$.
- OC 2.2.6.8 Dans tous les cas, la valeur de **TRM** doit être décidée par chaque **Gestionnaire de réseau** en tenant compte de sa capacité de réglage et de la **Sécurité d'exploitation (SoO)** de l'interconnexion et une valeur standard minimale est fixée par l'**OSM**, adoptée par l'**EEEOA** et approuvée par l'**ARREC**.
- OC 2.2.7 ***Incertitudes dans le calcul TTC***
- OC 2.2.7.1 Les incertitudes concernant l'échange transfrontalier d'électricité du **Cas de base**, signifiant des incertitudes sur un **Scénario** concernant le comportement attendu des **Participants au marché**, peuvent se traduire par des incertitudes plus importantes concernant les **TTC/NTC**. Les évaluations des **TTC** et **NTC** sont basées sur des calculs qui prennent en compte des hypothèses spécifiques concernant l'échange transfrontalier d'électricité du **Cas de base**. Les incertitudes dans le **Scénario** du **Cas de base** peuvent être prises en compte lors de l'attribution de la **NTC** dans des cadres temporels différents. Indépendamment de l'évaluation des **NTC/TTC** et du calcul de la **TRM**, les **Gestionnaires**

de réseau peuvent décider si une marge supplémentaire doit être prise en compte, en cas de fortes incertitudes dans les **Scénarios de Production**.

OC 2.2.7.2 Dans une procédure de planification annuelle, les incertitudes sur les **Scénarios** peuvent être assez importantes, ne permettant qu'une allocation partielle des **NTC** à l'avance. Lorsque l'on se rapproche de l'horizon d'exploitation, ces incertitudes peuvent diminuer de sorte que des portions supplémentaires de **TTC/NTC** peuvent être attribuées aux **Participants au marché**. De plus, un calcul ultérieur des **TTC** et **NTC** à différentes échelles de temps (annuel, hebdomadaire, journalier) sera nécessaire pour allouer pour chaque condition la valeur maximale de **TTC**.

OC 2.2.8 *Traitement des différents résultats entre les Gestionnaires de réseau*

OC 2.2.8.1 L'utilisation du critère déterministe **N-1 OSS** pour effectuer l'évaluation des effets des **Contingences** sur le calcul de **NTC** est recommandée.

OC 2.2.8.2 Dans le cas où le **Code de réseau national** et/ou des directives supplémentaires émises par les autorités nationales ou les **Autorités de Régulation nationales** obligent les **Gestionnaires de réseau** à utiliser des critères de sécurité différents, les **Gestionnaires de réseau** concernés doivent les appliquer. La conciliation des conflits qui surviennent du fait des critères de sécurité différents repose sur le principe de subsidiarité.

OC 2.2.8.3 Avant d'appliquer la procédure d'évaluation de la **TTC**, chaque **Gestionnaire de réseau** doit déclarer quelles sont les règles de sécurité (critères de sécurité et seuils de sécurité) adoptées, le pire cas d'**Indisponibilités** à prendre en compte afin de sauvegarder la sécurité de son propre **Système électrique**, et les contraintes techniques limitant le changement de puissance pour évaluer la valeur **NTC** pour une direction donnée du flux de puissance.

OC 2.2.8.4 Chaque **Gestionnaire de réseau** est responsable de décider de sa propre topologie de **Réseau** et de la manière dont il entend effectuer le changement de **Production** de son côté, laquelle doit être déclarée et communiquée.

OC 2.2.9 *Capacité déjà allouée et capacité disponible de transfert*

OC 2.2.9.1 Au cours du processus d'allocation de la **TTC**, qui couvre des périodes allant d'une année à l'avance à un jour à l'avance, un ensemble de nouveaux concepts sont introduits. Il s'agit de la **Capacité déjà allouée (AAC)** et de la **capacité disponible de transfert (ATC)**.

OC 2.2.9.2 L'**AAC** est la quantité totale des droits de transport alloués par la réglementation aux **Contrats avec droits acquis** définis par l'**ARREC**. L'**ATC** est la partie du **NTC** qui reste disponible pour les autres **Contrats bilatéraux** du **Marché OTC** et pour le **Marché du jour pour le lendemain** après la prise en compte de l'**AAC**. **AAC** et **ATC** sont ainsi le résultat de chaque étape du processus d'allocation de capacité selon le **Code de marché**.

OC 2.2.9.3 La relation entre **AAC**, **NTC**, et **ATC** est comme suit :

$$ATC = NTC - AAC$$

OC 2.2.9.4 La Figure OC 1 suivante donne un aperçu du concept de la **Capacité de transfert**.

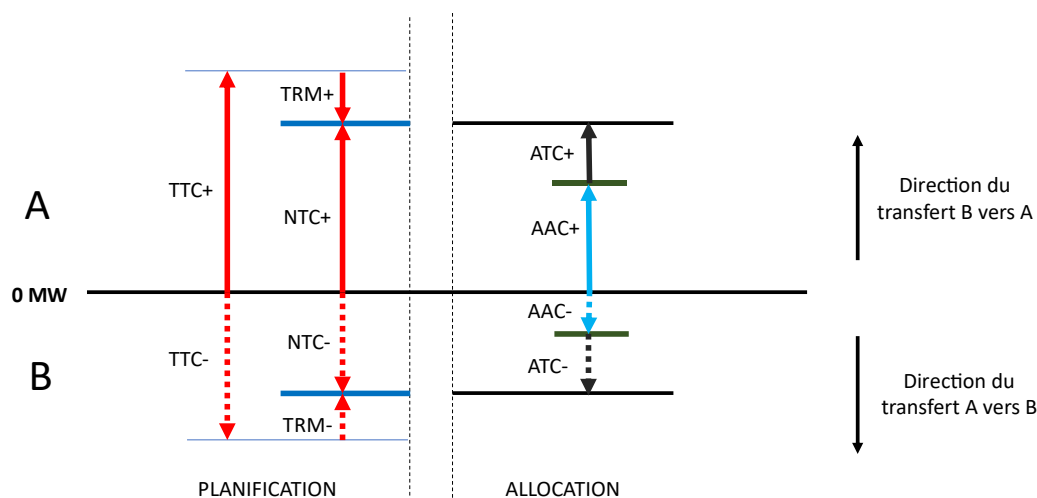


Figure OC 1. Définitions de la capacité de transfert.

OC 3. SÉCURITÉ D'EXPLOITATION (SoO)

OC 3.1 Seuils d'exploitation

OC 3.1.1 Les **Seuils d'exploitation** peuvent être déterminés par les caractéristiques physiques de chaque **Ouvrage** (limites de charge) ou par les conditions du **Système électrique**, si elles sont plus strictes que les précédentes. Les **Seuils d'exploitation** peuvent être permanents ou temporaires, et les deux (2) peuvent varier avec la saison. Pour les **Ouvrages** qui n'appartiennent pas au **Réseau pertinent**, les **Gestionnaires de réseau** doivent mettre à jour leur inventaire et leurs caractéristiques. Pour les **Ouvrages** qui appartiennent au **Réseau pertinent**, leurs caractéristiques doivent être partagées entre les **Gestionnaires de réseau** voisins.

OC 3.1.2 Les plages de fonctionnement des **Installations de production**, des **Systèmes CCHT**, et des **Installations de consommation** sont spécifiées dans le **Code de raccordement**.

OC 3.2 Norme de sécurité d'exploitation (OSS)

OC 3.2.1 La **Norme de sécurité d'exploitation (OSS)** s'applique au **Réseau pertinent** en ce qui concerne la tension et les courants, et à toute la **Zone synchrone** en ce qui concerne la fréquence et l'équilibrage.

OC 3.2.2 Un **Système électrique** est considéré comme conforme à la **Norme de sécurité d'exploitation (OSS)** adoptée dans ce **Code d'Exploitation** :

- s'il continue à fonctionner dans ses limites admissibles permanentes de tension, de fréquence et de courant dans n'importe quelle partie de celui-ci après la survenance d'une quelconque **Contingence normale** de la **Liste des Contingences** suivie de l'application de l'**Action corrective** correspondante ;

- b) si entre la survenance d'une **Contingence** et l'application de l'**Action corrective**, les limites permanentes admissibles sont violées mais les **Seuils d'Exploitation** sont maintenues dans les limites temporaires acceptables pendant une période de temps donnée.

OC 3.2.3 Cet état de fonctionnement du **Système électrique** décrit à l'article OC 3.2.2 est également appelé **Etat normal**. En **Etat normal**, il n'y a aucun risque pour l'**Interconnexion transfrontalière**.

OC 3.2.4 La **Norme de sécurité d'exploitation (OSS)** est également appelée **N-1 OSS**, N représentant le nombre d'**Ouvrages** en service. Pour son application, les **Gestionnaires de réseau** doivent garantir la **Sécurité d'exploitation (SoO)** en analysant périodiquement la survenance des **Contingences** et en vérifiant que les **Actions correctives** en temps réel sont disponibles et efficaces.

OC 3.2.5 Concernant l'exploitation du **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA (RTIE)**, le **Délestage** impactant les **Interconnexions transfrontalières** ne peut pas être inclus dans la liste des **Actions correctives**, par rapport aux **Contingences normales**, sauf si des **Charges interruptibles** avec des utilisateurs industriels sont envisagés. Sans préjudice de la réglementation du marché de l'électricité nationale applicable, les échanges transfrontaliers d'électricité doivent être les derniers à être réduits dans la liste des **Actions correctives**.

OC 3.2.6 En plus de la conformité avec la **N-1 OSS**, les **Gestionnaires de réseau** doivent également s'efforcer de garantir la résilience du **Système électrique** en cas de survenance de plusieurs **Contingences** ou de **Contingences** plus graves que celles figurant sur la **Liste des Contingences**. À cet effet, les **Gestionnaires de réseau** doivent concevoir et réaliser des **Plans de défense** et des **Plans de reconstitution** à appliquer pour contrer de tels événements dans le but de limiter leurs conséquences en termes de gravité (MW et MWh perdus) et la durée des interruptions d'électricité.

OC 3.2.7 Les **Gestionnaires de réseau** doivent évaluer les conditions de sécurité en appliquant les mesures sous leur contrôle, mais reflétant les vérifications en régime permanent et en conditions dynamiques.

OC 3.3 Analyse de la Contingence et actions correctives (évaluation de sécurité)

OC 3.3.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent effectuer régulièrement des **Etudes de réseau**, au moins quotidiennement, pour évaluer les conséquences à la fois des **Contingences** les plus probables et des **Contingences** les plus complexes et en analyser leurs effets sur la **Sécurité d'exploitation (SoO)** des **Systèmes électriques** auxquels ils sont interconnectés. En vue de traiter les **Contingences**, les **Gestionnaires de réseau** doivent :

- a) Concevoir les **Actions correctives** (effectuées manuellement ou automatiquement) capables de neutraliser ou d'atténuer les conséquences de telles **Contingences**.
- b) Adopter un **Plan de reconstitution** pour restaurer les **Systèmes électriques** de l'**Etat de panne généralisée (Blackout)** ou d'une **Situation d'urgence**.

OC 3.3.2 Les **Gestionnaires de réseau** doivent regrouper les **Contingences** en trois (3) catégories : **Contingences normales**, **Contingences exceptionnelles** et **Contingences hors Dimensionnement**.

OC 3.3.3 Les **Contingences normales** sont des **Contingences** occasionnant un **Déséquilibre** inférieur ou égal à l'**Incident de référence** dans l'un quelconque des événements (i) la perte d'une ligne simple circuit ou d'une ligne à double circuit ou d'un transformateur simple, (ii) la perte d'une seule **Unité de production**, (iii) la perte d'une liaison **Courant Continu** unique pour à la fois l'importation et l'exportation. L'**Incident de référence** représente l'écart de puissance instantanée maximal entre la **Production** et la **Demande** qui pourrait se produire dans la **Zone synchrone** non divisée (par exemple, la perte de la plus grande **Unité de production** ou du **Parc de production** connecté à une seule jeu de barre) à gérer par le **Réglage primaire** à partir d'une exploitation non perturbée. Chaque **Gestionnaire de réseau** a le droit d'inclure le déclenchement simultané des lignes à double circuit (sur le même pylône) dans la catégorie **Contingences normale** sur la base de la protection et le pourcentage de longueur sur les mêmes pylônes. Les **Contingences normales** sont dans la **liste des Contingences**.

OC 3.3.4 Les **Contingences exceptionnelles** sont des **Contingences** impliquant la perte de plus d'un **Ouvrage** à la suite d'une cause commune (par exemple un défaut entre un **Transformateur de courant** et un disjoncteur déclenchant la protection défaillance disjoncteur, perte d'un jeu de barres).

OC 3.3.5 Les **Contingences hors dimensionnement** sont des **Contingences** impliquant la survenue simultanée de plusieurs **Contingences** même sans causes fonctionnelles communes (par exemple causées par des conditions météorologiques exceptionnelles) suivies d'une perte de **Production**, de **Demande** et d'autres conséquences catastrophiques majeures. Les **Contingences hors dimensionnement** sont également des **Contingences** dont l'effet dépasse la capacité du système à les supporter.

OC 3.3.6 Pour chaque **Contingence**, le **Gestionnaire de réseau** concerné doit étudier les mesures palliatives les plus efficaces à appliquer manuellement ou automatiquement en temps réel afin d'éviter que le **Système électrique** ne fonctionne en dehors de ses **Seuils d'exploitation** en cas de **Contingences normales** ou pour éviter d'étendre les conséquences négatives pouvant aller jusqu'à la panne généralisée en cas de **Contingences Exceptionnelles** ou **Contingences hors dimensionnement**.

OC 3.3.7 Le **Gestionnaire de réseau** pertinent concerné doit regrouper les **Actions correctives** correspondant à chaque **Contingence normale**. Ces mesures palliatives doivent satisfaire les **Normes de sécurité d'exploitation (OSS)** et doivent être convenues avec les **Gestionnaires de réseau** voisins s'ils sont impliqués dans la mise en œuvre de telles mesures ou si elles sont pertinentes pour la **Capacité de transfert** aux frontières. Les **Contingences normales** et les **Actions correctives** y relatives sont simulées pour le calcul de la **Capacité de transfert** maximum aux frontières.

OC 3.3.8 Les **Gestionnaires de réseau** doivent adopter des **Plans de défense** pour remédier autant que possible aux effets négatifs des **Contingences exceptionnelles** et des **Contingences hors dimensionnement**. Les **Plans de défense** doivent déployer des techniques de **Délestage** pour équilibrer le **Système électrique** en **Situation d'urgence** (chute de fréquence et/ou effondrement de tension) et minimiser la fréquence et la durée des **Indisponibilités**. Les **Contingences exceptionnelles** les plus significatives doivent être utilisées dans l'**Analyse de la stabilité dynamique (DSA)** pour évaluer la réponse des **Plans de défense** face à de telles contraintes. Les **Contingences hors dimensionnement** sont utilisées pour évaluer les **Scénarios** de catastrophe extrême possibles.

OC 3.3.9 Malgré le droit de chaque **Gestionnaire de réseau** de décider quelles sont les meilleures règles d'**Exploitation** pour son **Système électrique**, des critères transparents et techniquement cohérents pour l'**Evaluation de la sécurité** ainsi que les outils adoptés doivent être partagés au moins au niveau de la **Zone synchrone** ou au niveau **Régional**. Même s'ils sont différents, ils doivent être déclarés et discutés techniquement.

OC 3.4 États du réseau

OC 3.4.1 Dans le présent OC 3.4, le classement standard *de facto* des² **Etats du réseau** (ou **Conditions d'exploitation**) est indiqué avec la définition associée, l'identification (qui dépend de considérations de sécurité), les pouvoirs spéciaux accordés aux **Gestionnaires de réseau**, la coopération entre les **Gestionnaires de réseau** et les actions visant à ramener le **Système électrique** dans un **Etat du réseau** sécurisé. Dans ce classement standard, les paramètres du système peuvent varier au sein de chaque **Etat du réseau**, et la plage de variation dans chaque **Etat du réseau** pourrait être définie et harmonisée par les **Gestionnaires de réseau**, conformément à l'article OC 3.4.9.

OC 3.4.2 L'**Etat Normal** est l'état de fonctionnement du **Système électrique** décrit à l'article OC 3.2.2.

OC 3.4.3 L'**Etat d'alerte** est l'**Etat du réseau** où le **Système électrique** interconnecté se trouve toujours dans des limites acceptables, mais aucune **Action corrective** n'est disponible pour faire face à une **Contingence** de la **Liste des Contingences**. Les raisons peuvent être des erreurs de prévision ou l'indisponibilité inattendue d'une **Action corrective**. Le **Gestionnaire de réseau** concerné avertira en temps utile tous les **Gestionnaires de réseau** des **États membres interconnectés** et l'**OSM**, des résultats de l'**Evaluation de sécurité** (voir l'article OC 1.5.1.4 et OC 3.3 pour les détails) si une **Contingence** dans sa **Zone de réglage** pouvait entraîner des **indisponibilités** en cascade dans les **Zones de réglage** voisines. L'identification de l'**Etat d'alerte** est possible sur la base des simulations **N-1 OSS** qui devraient montrer si une ou plusieurs **Contingences** de la **Liste des Contingences** pourraient affecter l'**Interconnexion transfrontalière**. L'**OSM** surveille le **Système électrique de l'EEEOA** et peut interagir avec les **Gestionnaires de réseau** pour répondre aux besoins de la gestion du système.

² Classification couramment utilisée en Europe (UCTE et ENTSO-E) et en Cigré.

OC 3.4.4 L'**Etat d'urgence** est l'état dans lequel le **Système électrique** interconnecté est perturbé à divers niveaux de gravité, car les **Seuils d'exploitation** ne sont plus remplis et/ou des fractionnements du **Réseau de transport** ou des coupures d'électricité pourraient être en cours. Dans cet **Etat du réseau**, quel que soit le lieu de la détérioration, le risque pour les **Systèmes électriques des États membres interconnectés** est considéré être élevé ainsi que la propagation de la **Contingence**. Dans cet état, les **Normes de sécurité d'exploitation (OSS)** ne peuvent pas être remplies par le **Gestionnaire de réseau** affecté et les **Actions correctives** ordinaires seraient sans effets. Les raisons de l'**Etat d'urgence** peuvent être des erreurs de prévision, des **Contingences exceptionnelles**, des **Contingences hors dimensionnement** et un dysfonctionnement des protections.

Le **Gestionnaire de réseau** concerné doit avertir et tenir constamment informés l'**OSM** et les **Gestionnaires de réseau** de la **Région** et demander au besoin de l'assistance tant que de besoin. L'identification de l'**Etat d'urgence** est l'observation au niveau du **SCADA** des phénomènes qui caractérisent l'**Etat d'urgence** lui-même et les évaluations des **Contingences**.

OC 3.4.5 En **Etat d'urgence**, le **Gestionnaire de réseau** affecté est responsable de l'application rapide des **Plans de défense**, la communication avec l'**OSM** et les **Gestionnaires de réseau** voisins mais la garantie du respect des **Seuils d'exploitation** est suspendue.

OC 3.4.6 L'**Etat d'urgence** comprend l'**Etat de panne généralisée** et la **Reconstitution**.

OC 3.4.7 L'**Etat de panne généralisée** est caractérisé par l'absence de tension dans un grand nombre de jeux de barres du **Réseau de transport** d'une **Zone de réglage**, ou la perte d'un pourcentage élevé de la **Charge** dans la **Zone de réglage** concernée. Les raisons de l'**Etat de panne généralisée** peuvent être des **Contingences exceptionnelles** ou des **Contingences hors dimensionnement** suivies de l'échec des **Plans de défense**. Les erreurs humaines et les combinaisons de plusieurs causes peuvent être les causes profondes d'une panne généralisée. La panne généralisée peut être étendue, mais dans tous les cas, le risque pour l'**Interconnexion transfrontalière**, si elle est encore intacte, est élevé.

Les **Gestionnaires de réseau** d'une **Zone synchrone** doivent convenir de l'identification conventionnelle de la panne généralisée en termes d'étendue et du temps maximum pour l'identifier. Il est recommandé de faire la différence entre une **Indisponibilité** ordinaire (locale et contrôlable) et une panne généralisée, caractérisée par l'absence totale de tension dans de grandes zones du **Système électrique** ou d'un **État membre**, impliquant le **RTIE** et qui dure plus de cinq (5) minutes. En cas de panne généralisée et à la demande du **Gestionnaire de réseau** affecté, le **Plan de reconstitution** est déclenché et les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent coopérer à la remise sous tension, en utilisant des stratégies de **Reconstitution** 'top-down' et 'bottom-up'. Les règles de sécurité sont indérogeables et la suspension des activités de marché doivent être régies par des procédures de **Contingence** spéciales.

OC 3.4.8 La **Reconstitution** est une phase de transition d'**Etat de panne généralisée** à l'**Etat normal**. Elle consiste en une série d'opérations coordonnées par les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM**, visant à remettre sous tension le **Réseau de transport** et à synchroniser les **Réseaux îlotés** pour fournir de l'électricité et satisfaire la **Demande**.

OC 3.4.9 Après coordination au sein du **GT2** et approbation conséquente par l'**ARREC**, les **Gestionnaires de réseau** peuvent définir et proposer des plages de valeurs harmonisées dans lesquelles les paramètres du **Système électrique** (par exemple, la fréquence et les tensions) peuvent varier pour chaque **Etat du réseau**. Ces valeurs ne représentent pas les conditions nécessaires pour identifier un **Etat de réseau** (qui dépend de considérations de sécurité, conformément aux articles ci-dessus), mais elles ont un but informatif envers les **Utilisateurs du réseau de transport** qui cherchent à accéder au **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA**.

OC 3.5 Études de stabilité

OC 3.5.1 Les **Evaluations de sécurité** régulières sont des **Etudes de réseaux** effectuées en régime permanent au moyen du calcul d'écoulement de puissance en **Courant Alternatif**. Ceci est considéré acceptable dans les **Bonnes pratiques de l'industrie** tant que les limites permanentes sont plus contraignantes que les limites transitoires et les limites transitoires ne sont pas dépassées avant l'activation des **Actions correctives**. Sinon, les limites transitoires acceptables doivent être réduites par le **Gestionnaire de réseau**.

OC 3.5.2 Les études de stabilité doivent inclure la stabilité transitoire, la stabilité dynamique et l'effondrement de la tension. Les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** doivent exécuter ces **Etudes de réseau** périodiquement. La méthodologie de mettre en place des **Modèles de réseaux communs** dynamiques devrait être prête dans les deux (2) ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent **Code d'Exploitation**. Les **Analyses de la stabilité dynamique (DSA)** de fréquence sont convenus au cas par cas par les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** sur la base de la viabilité économique du calcul.

OC 3.5.3 Les **Gestionnaires de réseau** doivent réaliser des études de stabilité pour évaluer la sécurité du système au-delà des événements normaux, et :

- a) pour concevoir les **Plans de défense**, en cas de **Contingences** plus graves que ceux de la **Liste des Contingences** ;
- b) pour vérifier les besoins ou la quantité suffisante de **Délestage** ;
- c) pour faire face à des **Contingences** multiples ;
- d) pour éviter les effondrements dans les cas où l'inertie est considérée comme faible et/ou les distances de transport augmentent en raison de l'éloignement de la **Production** par rapport aux **Demandes**.

OC 3.5.4 L'**OSM** accompagne les **Gestionnaires de réseau** dans l'harmonisation et la mise à jour de leurs **Plans de défense**.

OC 3.6 Réglage de tension et puissance réactive aux frontières

OC 3.6.1 La tension au jeu de barres du **Réseau pertinent** interconnecté doit être régulée dans la plage des tensions nominales à définir par l'**OSM** et adopté par l'**EEEOA** afin d'harmoniser ces tensions nominales dans la région.

OC 3.6.2 Les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent limiter les flux de puissance réactive à travers les frontières pour éviter une réduction possible du **NTC** due à un faible facteur de puissance. En **Etat normal**, le flux de puissance réactive échangé sur l'interconnexion doit être proche de zéro. Les **Gestionnaires de réseau** doivent utiliser les moyens de réglage de tension pour atteindre cet objectif.

OC 3.6.3 En cas d'adoption de transformateurs à déphasage dans le **Réseau pertinent**, la position de la prise du transformateur doit être convenue entre les **Gestionnaires de réseau** et son utilisation comme **Action corrective** doit être indiquée.

OC 4. PLANS DE PROTECTION ET DE DÉFENSE DU RÉSEAU

OC 4.1 Principes généraux

OC 4.1.1 Le présent **Code d'exploitation** prescrit les exigences minimales du système de protection et assigne la responsabilité de leur application aux **Gestionnaires de réseau**.

OC 4.1.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit se conformer aux mêmes normes de protection en ce qui concerne le **RTIE** et doit transférer les obligations relatives auxdites normes de protection à ses **Utilisateurs du réseau de transport**. Les **Gestionnaires de réseau** des **États membres interconnectés** doivent conclure pour chaque ligne d'interconnexion un **Accord d'interconnexion** réglementant, entre autres, la gestion de la protection.

OC 4.2 Protection contre les défauts

OC 4.2.1 Le temps d'élimination des défauts doit être le minimum entre les exigences prescrites dans les **Codes de réseau nationaux** des **gestionnaires de réseau** d'une **Zone synchrone**. Les **Gestionnaires de réseau** doivent spécifier le temps de compensation pour chaque niveau de tension de leur **Réseau de transport**. Les systèmes de protection mis en place par les **Gestionnaires de réseau** doivent garantir des temps de fonctionnement plus petits que le temps d'élimination, y compris en cas de défaillance du disjoncteur.

OC 4.2.2 La sélectivité des protections doit être garantie. Les protections contre les défauts de jeux de barres et des disjoncteurs doivent être installées aux postes amont et aval de chaque ligne d'interconnexion.

OC 4.2.3 La redondance doit être prescrite par back up ou *principal 1, principal 2* au niveau local et à distance pour faire face aux défauts de tout **Ouvrage** dans la chaîne du système de protection local. Un délai intentionnel de 300 à 500 millisecondes doit être accordé pour garantir la meilleure sélectivité possible.

OC 4.2.4 Les fonctions de réenclenchement automatique sont recommandées. Les accords sur la fonction de réenclenchement automatique doivent être conclus au cas par cas et rapportés dans

l'**Accord d'interconnexion** en tenant compte du nombre d'essais, de pôles (tri ou unipolaires) et d'adoption à proximité des **Unités de production**³, conformément aux **Codes de réseau nationaux** respectifs.

OC 4.2.5 Le **Réseau pertinent** doit être au même niveau de protection standard adopté pour les lignes d'interconnexion.

OC 4.3 Coordination des Plans de défense

OC 4.3.1 Les **Plans de défense** sont définis comme les actions de contrôle dédiées à limiter les conséquences de perturbations majeures dont la gravité excède les **Contingences normales** de la **Liste des Contingences**. Les **Gestionnaires de réseau** sont responsables de la conception, du suivi et de la mise en œuvre des **Plans de défense** dans leur **Zone de réglage**. En particulier, personne en dehors du **Gestionnaire de réseau** pertinent ne doit être autorisé à ordonner la **Reconstitution** après le fonctionnement du **Plan de défense**.

OC 4.3.2 Aucune utilisation des **Plans de défense** autres que ceux énumérés ci-dessus ne doivent être autorisée (par exemple pour augmenter la **Capacité de transfert**).

OC 4.3.3 La nécessité de la coordination des **Plans de défense** réside dans le fait que :

- a) Leur fonctionnement crée des déséquilibres susceptibles d'affecter négativement l'exploitation du **Système électrique** d'un ou plusieurs **Gestionnaires de réseau** interconnectés de la même **Zone synchrone** ;
- b) Il peut être nécessaire d'équiper les lignes d'interconnexion avec des dispositifs spéciaux qui doivent être préalablement autorisés et convenus dans le cadre des politiques d'ouverture de ligne ;
- c) En vertu du principe de solidarité, le **Délestage** sur critère fréquence doit être partagé entre les **Gestionnaires de réseau** d'une **Zone synchrone** donnée. Les valeurs de référence pour le Délestage sont indiquées dans l'ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE, qui doit être mise à jour par l'**OSM** et adopté par l'**EEEOA** de temps en temps sur la base des résultats d'études appropriées menées par le **Groupe de Travail** concerné ;
- d) Tous les **Gestionnaires de réseau** d'une **Zone synchrone** doivent également être informés des effets éventuels des **Plans de défense** dans d'autres systèmes.

OC 4.3.4 Selon le principe qu'aucun **Gestionnaire de réseau** ne doit causer de dommages à un autre **Gestionnaire de réseau**, certaines des prescriptions ci-après visent à protéger l'**Interconnexion transfrontalière** contre un mauvais fonctionnement.

³ Des simulations des effets du réenclenchement (3 phases) sur les **unités de production** doivent être réalisées.

OC 4.3.5 Dans la mise en œuvre de l'**Evaluation de sécurité**, les **Plans de défense** doivent être simulés pour évaluer leur efficacité à limiter les conséquences des **Contingences exceptionnelles** et des **Contingences hors dimensionnement**.

OC 4.3.6 En cas d'insuffisance de ressources disponibles pour les **Plans de défense**, si les simulations montrent leur inefficacité dans l'exploitation quotidienne des **Gestionnaires de réseau**, alors les **Gestionnaires de réseau** sont tenus d'informer les autres **Gestionnaires de réseau** de la **Zone synchrone** et sont autorisés à prendre des mesures, y compris la réduction des échanges transfrontaliers d'électricité.

OC 4.3.7 Tout système dédié à la défense du **Système électrique de l'EEEOA** doit être vérifié conforme et testé tous les un (1) à trois (3) ans. Les directives et **Procédures opérationnelles** de test du **Plan de défense** doivent être coordonnées par l'**OSM**, adoptées par l'**EEEOA** et approuvées par l'**ARREC**.

OC 4.3.8 Les **Plans de défense** doivent inclure ce qui suit :

- a) **Dispositifs de protection spéciaux (WAPS)**, pour contrôler la surcharge des lignes ;
- b) **Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)**, la **Charge** délestée par des écarts de fréquence ;
- c) **Délestage de charge sur tension basse (UVLS)**, la **Charge** délestée par des tensions dans des conditions proches de l'effondrement de la tension ;
- d) **Stabilisateur de puissance (PSS)** pour amortir les problèmes de stabilité dynamique ;
- e) **Délestage** manuel ;
- f) **Îlotage** pour séparer les parties saines du reste des **Systèmes électriques**.

OC 4.3.9 ***Dispositifs de protection spéciaux (WAPS)***

OC 4.3.9.1 Les **WAPS** sont des schémas de contrôle automatique déclenchés par des **Contingences** spécifiques et qui agissent directement sur la topologie du **Réseau de transport** ou sur la **Charge** ou sur la **Production** séparément ou en combinaison.

OC 4.3.9.2 Les **WAPS** sont autorisés s'ils sont conçus et exécutés selon des exigences strictes de fiabilité (disponibilité en cas de besoin) et de sûreté (fonctionnement uniquement lorsque nécessaire).

OC 4.3.9.3 Les **WAPS** coordonnés entre les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent être autorisés s'ils sont exécutés avec l'objectif de sauvegarder l'intégrité des **Interconnexions transfrontalières** contre des **Contingences exceptionnelles** ou des **Contingences Hors dimensionnement**. Le cas typique est la coupure de **Charge interruptible** pour éviter qu'une ligne ne déclenche en cas de surcharge.

OC 4.3.9.4 Compte tenu de l'effet dévastateur qu'un mauvais fonctionnement du **WAPS** peut avoir, les **Gestionnaires de réseau** doivent :

- a) Appliquer des procédures strictes pour surveiller et autoriser l'état d'activation/désactivation d'un **WAPS** dans le **SCADA**.
- b) Adopter des alertes dans les postes à l'intérieur de la cellule où sont installés les **WAPS** et les circuits.

- OC 4.3.9.5 Si les effets d'un **WAPS** modifient les échanges transfrontaliers d'électricité, sa configuration doit être coordonnée avec le **LFC** et convenue entre tous les **Gestionnaires de réseau** d'une même **Zone synchrone**.
- OC 4.3.9.6 Les événements survenus dans un **Système électrique** d'un **État membre** entraînant le fonctionnement d'un **WAPS** ne doivent pas provoquer un délestage ou une réduction de la **Production** dans le **Système électrique** d'un autre **Gestionnaire de réseau** (ou provoquer des **Déséquilibres**) à moins que des accords spécifiques et clairs ne soient signés.
- OC 4.3.9.7 La position du disjoncteur et des sectionneurs doit être rendue visible et disponible à distance sur demande aux **Gestionnaires de réseau** voisins qui souhaitent interagir avec un **WAPS** dans la topologie du **Réseau** des **États membres interconnectés**. Dans ce cas, la maîtrise de la maintenance et les dispositions pour éviter un fonctionnement indésirable du **WAPS**, doivent être garantis et des accords dédiés doivent être signés et joints à l'**Accord d'interconnexion**.
- OC 4.3.9.8 La responsabilité de l'exécution du WAPS doit incomber au **Gestionnaire de réseau** qui conçoit, propose et gère le **WAPS** de son périmètre d'action.
- OC 4.3.9.9 Les actions sur les **Unités de production** peuvent être de type réduction de puissance ou déclenchement. Dans les deux cas, les temps de réaction des **Unités de production** doivent se référer à l'**Accord d'interconnexion** entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production**.
- OC 4.3.9.10 Les configurations du **WAPS** doivent être confidentielles mais partagées entre les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** pour des simulations dynamiques correctes.
- OC 4.3.10 **Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)**
- OC 4.3.10.1 Les seuils de fréquence à fixer sur les relais de délestage sur critère fréquence doivent se situer dans les limites de fréquence convenues et mises en œuvre par les **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone**. La quantité totale de **Charge** à délester doit être répartie entre un certain nombre de pas de délestage visant à contenir la chute de fréquence et rester dans les limites nominales de la fréquence. ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE donne des valeurs de référence à réviser par l'**OSM** et adopté par l'**EEEOA** sur la base des résultats d'études appropriées menées par le **Groupe de Travail** concerné. Les **Installations** de stockage d'énergie peuvent être délestées avant d'atteindre la première limite de fréquence.
- OC 4.3.10.2 L'**UfLS** doit être mis en œuvre dans l'ordre suivant : stockage d'énergie, puis **Charge interruptible**, **Charge** industrielle et **Charge** résidentielle en dernier. Néanmoins, d'autres

séquences peuvent être mises en œuvre par pays conformément au **Code de réseau national** pertinent.

- OC 4.3.10.3 Les installations essentielles comme les hôpitaux, les installations de protection civile et militaire, mieux définies par les autorités publiques nationales, ne doivent pas être soumises à l'**UfLS**.
- OC 4.3.10.4 Au moins 50 à 60 % de la **Charge** de pointe doit être disponible pour l'**UfLS**, y compris le quota pour les besoins nationaux internes, à moins que des problèmes de surtension ne surviennent. La **Charge** dédiée aux **Plans de défense** d'une **Zone synchrone** doit être au moins comprise entre 40 et 50 % de la **Charge** de pointe.
La quantité totale de cette **Charge** doit être répartie presque uniformément entre les pas de délestage, sans préjudice d'études plus précises, réalisées conjointement au niveau de la **Zone synchrone**.
- OC 4.3.10.5 Lors du dimensionnement et de la conception du plan **UfLS**, les fractionnements probables du système doivent être pris en compte comme des événements à gérer.
- OC 4.3.10.6 La part de la **Charge** disponible à délester pour les chutes de fréquence doit être proportionnelle à la **Charge** de pointe de l'**État membre**.
- OC 4.3.10.7 Les seuils de fréquence sont définis au sein d'une même **Zone synchrone** selon les études dynamiques faisant référence aux conditions pertinentes du **Système électrique de l'EEEOA** définies par l'**EEEOA**. D'éventuels ajustements peuvent affecter les **Systèmes électrique** de certains **Gestionnaires de réseau** en fonction de l'inertie de chaque zone et des divisions du **Réseau de transport** considérées.
- OC 4.3.10.8 Les plans **UfLS** doivent être révisés :
- a) Quand de nouveaux **Réseaux de transport** sont connectés à une **Zone synchrone**, ou au moins deux **Zones synchrones** fusionnent ; et,
 - b) Tous les un (1) à trois (3) ans, en fonction du développement de chaque **Système électrique**.
- OC 4.3.10.9 Le **Plan UfLS** doit être conçu en tenant compte des priorités de la **Charge** à délester (par exemple, le stockage en premier) et des objectifs. Les valeurs de référence du plan **UfLS** à réviser et à convenir périodiquement sont données dans ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE. Les valeurs renvoient à la fréquence nominale de 50 Hz.
- OC 4.3.10.10 L'**UfLS** doit être sélectif. Pour ce faire, les relais **UfLS** doivent ouvrir les départs moyenne tension. La conception de l'**UfLS** doit éviter le délestage de **Charge** associée à une **Production Décentralisée**.
L'**UfLS** ne doit jamais délester les départs indispensables au service auxiliaire des centrales électriques et des postes.
- OC 4.3.10.11 L'**UfLS** devrait inclure la coordination des dispositifs de compensation réactive pour éviter les surtensions dues à la chute soudaine de la **Charge** dans le **Réseau de transport** ou pour

éviter les fausses manœuvres lorsque les tensions sont trop basses. La coordination des dispositifs de compensation réactive sont vérifiés par les **Gestionnaires de réseau** et par l'**OSM** en tenant compte du type de relais et du site où il est installé. ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE donne des valeurs de référence à réviser et à convenir périodiquement.

OC 4.3.10.12 Le plan **UfLS** doit être mis en œuvre – sous la responsabilité du **Gestionnaire de réseau pertinent** –, en combinant les seuils de fréquence et la variation de la fréquence dans le temps afin de régler les relais **UfLS** pour contenir la chute de fréquence.

OC 4.3.11 **Délestage de charge sous tension basse (UVLS)**

OC 4.3.11.1 L'**UVLS** peut être appliqué aux frontières pour empêcher la séparation de l'**Interconnexion transfrontalière** ou pour empêcher l'instabilité de la tension. Les **Gestionnaires de réseau** adoptant ou ayant l'intention d'adopter l'**UVLS** à cette fin doivent en informer les **Gestionnaires de réseau** voisins. L'**UVLS** ne doit pas fonctionner pour des tensions supérieures ou égales à 90 % des tensions nominales.

OC 4.3.12 **Stabilisateurs de puissance (PSS)**

OC 4.3.12.1 Les **PSS** font partie des **Plans de défense** pour amortir les faibles oscillations de fréquences. Tous les **Gestionnaires de réseau** concernés doivent effectuer des simulations pour réajuster les paramètres périodiquement ou avant qu'un nouveau **Réseau de transport** ne soit ajouté à une **Zone synchrone** ou que deux **Zones synchrones** soient fusionnées.

OC 4.3.12.2 À cette fin, le **GT2** doit promouvoir des campagnes ad hoc, pour évaluer le temps nécessaire et la portée d'une procédure dédiée pour accomplir la tâche de révision. La procédure tient compte du temps nécessaire pour impliquer l'organisation des **Gestionnaires de réseau** et effectuer le travail technique de révision des paramètres.

OC 4.3.12.3 En cas d'insuffisance d'amortissement des faibles oscillations de fréquence dans une **Zone synchrone**, les **Gestionnaires de réseau** doivent immédiatement appeler pour agir, dans le cadre du **GT2** aux fins de proposer des mesures correctives.

OC 4.3.13 **Îlotage**

OC 4.3.13.1 L'**Îlotage** est la séparation contrôlée d'une zone du reste du **Système électrique** interconnecté. Ce type de **Plan de défense** doit être comme le dernier recours pour la protection du **Système électrique** contre la panne généralisée. S'il est appliqué, ce **Plan de défense** nécessite d'avoir des ressources prêtes à remettre sous tension, dès que possible, la zone séparée du reste du **Système électrique interconnecté**.

OC 4.3.13.2 Les exigences minimales suivantes doivent être garanties pour l'**Îlotage** :

a) Son activation et son fonctionnement sont automatiques.

- b) La détection des conditions de l'**îlotage** doit être fiable (par ex. relais hors phase) et partagée dans le **GT2**.
- c) La partie du **Système électrique** à îloter ne doit pas traverser un segment d'une **Interconnexion transfrontalière**. Les points de séparation doivent être situés au niveau des nœuds de raccordement de l'**Elément** de liaison transfrontalière avec le reste du **Système électrique**.
- d) Les nœuds à partir desquelles le **Réseau îloté** est réalisé, doivent être bien définis et stables du point de vue topologique (par exemple, les systèmes radiaux s'adaptent mieux à l'**îlotage** que ceux maillés en raison du nombre de disjoncteurs à contrôler et à ouvrir).
- e) Le **Réseau îloté** doit être robuste et, en moyenne, bien équilibré (ni excédent ni déficit importants).
- f) Les **Installations de production** du **Réseau îloté** doivent avoir une grande capacité de réglage de la fréquence et de la tension.

OC 4.3.13.3 Le système de protection déclenchant la procédure d'**îlotage** et les capacités de réglage fournies par les **Installations de production** doivent être testés périodiquement.

OC 4.3.13.4 Les **Gestionnaires de réseau** ayant des stratégies d'**îlotage** doivent informer le reste des **Gestionnaires de réseau** sur le déséquilibre maximal possible que créerait l'occurrence du **Réseau îloté**.

OC 4.4 Délestage manuel

OC 4.4.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent avoir un plan de **Délestage** manuel, qui peut être exécuté à distance. Le **Délestage** manuel peut chevaucher le plan **UfLS**. Au moins 90% de la **Demande** maximale totale doit être sujette à une possibilité de **Délestage** manuel ou automatique.

Le **Délestage** manuel peut compléter les **Plans de défense** automatiques en :

- a) Équilibrant le **Système électrique** en cas de surcharge d'urgence et de secours ;
- b) Effectuant un délestage tournant pour partager l'inconfort en cas de rationnement de la fourniture d'une durée supérieure à la moyenne (voir article OC 6.6.8) ;
- c) Contrecarrant les phénomènes d'effondrement de tension lent (c'est-à-dire pas moins de quinze (15) minutes).

OC 4.5 Plans de reconstitution

OC 4.5.1 Chaque **Gestionnaire de réseau** membre d'une **Zone synchrone** doit avoir des **Plans de reconstitution**.

OC 4.5.2 Le **Plan de reconstitution** doit être :

- a) Décrit en détail dans des documents classifiés ;
- b) Avec un rôle clair attribué à chaque **Utilisateur du réseau de transport** ;
- c) Avec des conditions de coopération convenues avec les **Gestionnaires de réseau** voisins ;
- d) Testé périodiquement, au moins tous les deux (2) ans.

OC 4.5.3 La priorité de la stratégie et des pratiques de **Reconstitution** doit être de mettre sous tension les jeux de barres et les **Charges** auxiliaires des **Unités de production** aussi rapidement que possible.

OC 4.5.4 Le **Gestionnaire de réseau** concerné doit être responsable de l'utilisation des meilleurs outils disponibles pour la **Reconstitution** du **Système électrique** s'ils sont disponibles, en donnant la priorité aux procédures de **Reconstitution**. Le **Gestionnaire de réseau** ne peut garantir les délais de **Reconstitution**, en raison de l'impossibilité de prévoir toutes les combinaisons des pannes généralisées.

OC 4.5.5 En cas de réalimentation depuis un **Système électrique** hors de la **Zone synchrone**, l'**OSM** peut coordonner la synchronisation selon les **Procédures opérationnelles** appropriées. Les **Gestionnaires de réseau** concernés, sur coordination par l'**OSM**, doivent déployer leurs **Meilleurs efforts** pour coopérer à la conception des **Procédures opérationnelles**, à leur mise à l'essai et à leur exécution en cas de besoin.

OC 5. COOPÉRATION EN ÉTAT D'URGENCE

OC 5.1 Signalement des urgences

OC 5.1.1 Les procédures et outils d'alerte visent à diffuser les **Informations** sur l'**Etat du réseau** de la **Zone synchrone** à tous les **Gestionnaires de réseau** des **États membres interconnectés** et à l'**OSM** de manière rapide et sécurisée. À cet effet :

- a) En plus du **Système d'alarme**, chaque salle de contrôle doit communiquer et avoir accès aux listes de contacts, avec les noms des opérateurs physiques, les numéros de téléphone et le poste à contacter en cas de besoin ;
- b) Des canaux de communication sécurisés et protégés (téléphone, fax, e-mail) doivent être disponibles ;
- c) Une ligne directe toujours active en cas d'urgence doit être disponible ;
- d) Les **Gestionnaires de réseau** doivent, de préférence au moyen de messages formatés, informer sur l'état du système, la durée prévue d'une **Situation d'urgence** et sur toute demande d'assistance ;

- e) Chaque **Gestionnaire de réseau** facilite la gestion de crise en évitant a minima que les actions involontaires d'un **Gestionnaire de réseau** ne puissent aggraver l'état d'un **Système électrique** d'un autre **État membre**.

OC 5.1.2 En cas d'urgence, une conférence de crise, dont les modalités sont préalablement convenues et qui est testée périodiquement, est ouverte et maintenue jusqu'à la fin de la crise entre tous les **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone** et l'**OSM**.

OC 5.2 Coopération en cas d'urgence pour sauvegarder le système

OC 5.2.1 Les principes de coopération, en **Situation d'Urgence**, doivent s'inspirer d'abord du sens de la solidarité, mais les modalités et les limites de la coopération sont convenues concrètement dans des procédures spécifiques et des accords multilatéraux entre les **Gestionnaires de réseau**. L'**OSM** doit coordonner l'application des **Procédures opérationnelles** dédiées pour gérer les conditions d'**Urgence** du **Système électrique de l'EEEOA** et fournir un support technique aux **Gestionnaires de réseau** pour sauvegarder le système.

OC 5.2.2 Dans le cas où un ou plusieurs **Gestionnaires de réseau** sont dans un **Etat d'alerte** ou une **Situation d'Urgence** et que leurs ressources ne sont plus suffisantes pour faire face à la situation, le reste des **Gestionnaires de réseau** connectés et l'**OSM** coopèrent pour éviter aux **Systèmes électriques** voisins, la propagation d'un **Etat d'alerte** ou d'une **Situation d'urgence** résultant d'une **Contingence**.

OC 5.2.3 Le soutien des **Gestionnaires de réseau** en **Situation d'urgence** est obligatoire tant que les **Gestionnaires de réseau** ont préalablement convenu, préparé et éventuellement testé des actions et des plans définis pour remédier à la **Situation d'urgence**.

OC 5.2.4 Outre l'engagement de maintenir autant que possible l'intégrité de l'**Interconnexion transfrontalière**, la gestion des fréquences est cruciale pour contenir le risque de détérioration.

OC 5.3 Coopération lors de la Reconstitution pour récupérer la fonctionnalité du système

OC 5.3.1 Les **Gestionnaires de réseau** sont tenus de coopérer entre eux pour la **Reconstitution**. Les procédures de remise sous tension doivent être bien préparées, convenues et testées périodiquement. L'**OSM** doit soutenir les **Gestionnaires de réseau** impliqués dans la **Reconstitution** en rapport avec la meilleure stratégie de réalimentation à mettre en œuvre.

OC 5.3.2 Dans le choix de la stratégie de remise sous tension, les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** doivent tenir compte du fait que :

- a) Le succès de la stratégie « top-down » dépend de la disponibilité de la capacité des lignes d'**Interconnexion transfrontalières**, des marges de **Réserve** des **Gestionnaires de réseau** permettant la **Reconstitution** et leur capacité à communiquer avec tous les **Gestionnaires de réseau** impliqués ;

- b) Le succès de l'approche « bottom-up » dépend de la disponibilité des ressources internes pour le démarrage à froid, la capacité de régulation de la tension et de la fréquence, la capacité de gestion de la **Charge**. Cette stratégie implique d'autres **Gestionnaires de réseau** dans la dernière phase de resynchronisation.

OC 5.3.3

La conception des séquences de remise sous tension doit répondre aux critères suivants :

- a) En ce qui concerne la gestion des fréquences :
- i. Les **Pilotes de la fréquence** doivent être choisis dans les deux cas suivants : Cas A- *Déviaton de fréquence* si le **Système électrique** interconnecté de la **Zone synchrone** est connecté et que la variation de la fréquence nominale est en dehors de ± 200 mHz pendant plus d'une minute ou Cas B- *situation séparée dans laquelle il y a 2 parties ou plus de la Zone synchrone* qui sont séparées.
 - ii. Les **Pilotes de la fréquence** peuvent être plus d'un si le **Système électrique** interconnecté est fractionné en plus de deux **Réseaux îlotés**.
 - iii. Le **Pilote de la fréquence** change le mode **Réglage secondaire** en mode **Réglage primaire**, tandis que les autres **Gestionnaires de réseau** gèlent le **Réglage secondaire** et déplacent manuellement les points de consigne des **Unités de production** sur les directives du **Pilote de la Fréquence** pour restaurer la fréquence rapidement.
 - iv. Dans le Cas A- *Déviaton de fréquence*, le **Pilote de la fréquence** termine la **Reconstitution** jusqu'à ce que le **Réglage secondaire** soit réactivé.
 - v. Le **Pilote de la fréquence** dans une **Zone synchrone** doit être choisi parmi les **Gestionnaires de réseau** avec :
 - le facteur k le plus élevé du régulateur **LFC** ;
 - une grande quantité de **Réserve** qu'il peut mobiliser ;
 - suffisamment de marges sur les lignes ;
 - la visibilité des fréquences des autres **Gestionnaires de réseau**.
- b) En ce qui concerne la resynchronisation de la zone fractionnée :
- i. Dans le Cas B- *Situation séparée*, quand les conditions le permettent, la resynchronisation de toutes les zones séparées doit être effectuée. Cela se fait dans un mode « zones séparées deux à deux ». Pour chaque couple de zones, un **Pilote de la synchronisation** est sélectionné entre les deux (2) **Pilotes de la fréquence** des deux zones à resynchroniser.
 - ii. Le **Pilote de la synchronisation** joue le rôle de coordination des **Pilotes de la fréquence** et doit être choisi parmi les **Pilotes de la fréquence** qui :
 - ont des postes sous leur responsabilité ;
 - sont capables d'avoir une visibilité de la fréquence et les tensions des zones à resynchroniser.

- c) Le retour au mode normal **LFC** est obtenu une fois que :
 - i. toutes les zones séparées sont resynchronisées ;
 - ii. la **Zone synchrone** est restaurée ;
 - iii. la fréquence est revenue dans les limites de la fréquence nominale ± 200 mHz ;
 - iv. le dernier **Pilote de la fréquence** donne le feu vert aux **Gestionnaires de réseau** pour la reconstitution du **LFC** ;
 - v. Le **Pilote de la fréquence** est le dernier à passer au **LFC** normal dans son **Système électrique**.

OC 6. PROCESSUS DE COORDINATION DE LA PLANIFICATION DES INDISPONIBILITÉS

OC 6.1 Exigences générales

OC 6.1.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent accorder la plus grande attention aux activités de prévision et aux activités du **Processus de coordination de la planification des indisponibilités** pour faire face à la forte volatilité des grands volumes d'énergies échangées par l'**Exploitation fonctionnelle** du **Système électrique de l'EEEOA**, et pour prévenir et gérer les périodes de **Déficit**. Pour cela, des simulations et un échange d'**Informations** fiables sont également nécessaires.

OC 6.1.2 Sur la base des prévisions, les **Gestionnaires de réseau** sont responsables de la fourniture des ressources pour couvrir la **Demande** et assurer les **Services système** nécessaires. Les **Services système** comprennent au moins la gestion des **Réserves**, du réglage de la fréquence et de la tension, disponibilité des ressources avec **Capacité de démarrage autonome**, et la gestion de la congestion. Cela implique que les processus de prévision doivent tenir compte non seulement de la couverture de la **Demande** mais aussi de l'engagement des **Unités de production** nécessaires en parallèle pour garantir les **Services système**.

OC 6.1.3 Un processus de coordination de la planification des indisponibilités doit être adopté par chaque **Gestionnaire de réseau** et comprendre deux (2) composantes de base :

- a) Le processus interne de chaque **Gestionnaire de réseau**, dont le partage n'est pas requis ;
- b) La coordination de l'**Exploitation fonctionnelle** avec les autres **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone**, qui a un impact sur le **Réseau pertinent** et conformément au présent **Code d'exploitation**.

OC 6.1.4 Conformément à l'article OC 6.1.3b), l'**OSM** est chargé de coordonner le **Processus de coordination de la planification des indisponibilités** avec chaque **Gestionnaire de réseau**.

OC 6.1.5 Le **Processus de coordination de la planification des indisponibilités** guide les **Gestionnaires de réseau** pour émettre et partager, en ce qui concerne l'**Interconnexion transfrontalière**, les informations suivantes :

- a) La **Prévision de la Demande** ;
- b) Le **Programme de maintenance** et la **Coordination des indisponibilités des ouvrages du Réseau pertinent** ;
- c) Le **Programme de maintenance** et la **Coordination des indisponibilités des Installations de production** uniquement aux fins de l'**Adéquation** requise pour les **Gestionnaires de réseau** ;
- d) Les **Prévisions d'adéquation du système** à savoir la prévision de la capacité de chaque **Zone de réglage** à couvrir sa **Demande**, y compris les besoins de **Réserve** (voir OC 8, qui régit la gestion du LFC, et A.1 dans l'ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE, qui donne des valeurs de référence à réviser périodiquement par l'**OSM** et adoptées par l'**EEEOA** sur la base des résultats d'études appropriées menées par le **Groupe de Travail** concerné) et les échanges transfrontaliers d'électricité convenus et de même pour l'ensemble de la **Zone synchrone**, compte tenu des échanges transfrontaliers d'électricité, dans les limites exprimées dans OC 6 ;
- e) Les mesures à prendre pour faire face à toute **Contingence** et déclenchement dans le **Réseau pertinent** ;
- f) Le calcul des valeurs de **NTC** (voir OC 2), y compris le partage des valeurs de **TRM**.

OC 6.1.6 Certaines lignes directrices sur les processus internes sont également données dans le présent **Code d'exploitation** dans le seul but de rendre les résultats des différents **Gestionnaires de réseau** homogènes et comparables.

OC 6.2Prévision de la demande

OC 6.2.1 La **Prévision de la demande** est la principale donnée d'entrée du **Processus de coordination de la planification des indisponibilités**. Tous les **Gestionnaires de réseau** doivent partager la **Prévision de la demande** de leur **Zone de réglage** avec les **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone** conformément aux principes d'**Echange de données**.

OC 6.2.2 La **Demande** doit être prévue dans des horizons temporels journalier, hebdomadaire et plus long. La **Prévision de la demande** doit inclure au moins des valeurs minimales et maximales tant en énergie qu'en **Puissance**.

OC 6.2.3 La **Prévision de la demande** journalière doit au moins être à une résolution horaire (vingt-quatre (24) valeurs moyennes d'énergie).

OC 6.2.4 Les **Gestionnaires de réseau** doivent effectuer la prévision des divers types de **Demande** pour leur **Zone de réglage** :

- a) La **Demande** physique, les pertes incluses, à savoir la **Demande** à couvrir par la somme de toute la puissance active fournie par les **installations de production** installées dans la **Zone de réglage** plus les échanges transfrontaliers d'électricité ;
- b) La **Demande** couverte par la **Production** conventionnelle (synchrone), la **Production** basée sur la valeur **EnRV**, et celle couverte par la **Production décentralisée** ;
- c) La **Demande** couverte par le marché, c'est-à-dire celle couverte par le **Marché du jour pour le lendemain**.

OC 6.2.5 La prévision doit être basée sur des séries historiques de données et prendre en compte toutes les variables qui pourraient influencer la **Demande** d'électricité, des facteurs météorologiques et climatiques aux aspects socio-économiques (par exemple, qu'il s'agisse d'un jour ouvré ou férié). Par conséquent, le **Gestionnaire de réseau** doit acquérir les données de **Demande** du **SCADA** et les stocker dans des bases de données d'**Exploitation fonctionnelle** selon le type de **Demande** à calculer.

OC 6.2.6 Les données acquises par le **SCADA** peuvent être complétées par celles acquises à partir de l'**Equipement de comptage**, en particulier pour les valeurs prévisionnelles et réelles de la **Production décentralisée**.

OC 6.2.7 La **Production décentralisée**, en particulier celle basée sur l'**EnRV** peut être calculée en adoptant des méthodes de corrélation statistiques.

OC 6.2.8 La **Prévision de la demande** physique doit être au minimum, rendue disponible au niveau du **Gestionnaire de réseau** et désagrégée au niveau du nœud pour permettre des simulations d'écoulement de puissance pour les évaluations de sécurité, comme requis par les simulations de marché ou de sécurité convenues au niveau de la **Zone synchrone**.

OC 6.2.9 Dans l'exercice des fonctions liées à l'évaluation de la sécurité, les **Gestionnaires de réseau** peuvent dimensionner les **Services système** en fonction de leur propre **Prévision de la demande** et prévision de la **Production**.

OC 6.3 Programme de maintenance

OC 6.3.1 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit garantir la plus haute disponibilité des **Ouvrages** du **Réseau pertinent** en appliquant également les **Bonnes pratiques de l'industrie** et en maintenant ses actifs dans les meilleures conditions.

OC 6.3.2 Pour ce faire, chaque **Gestionnaire de réseau** élabore son propre **Programme de maintenance**, à savoir le calendrier coordonné des travaux de maintenance mis en place pour atteindre les niveaux de disponibilité requis.

OC 6.3.3 Les activités de maintenance restent sous l'entière responsabilité des **Gestionnaires de réseau** qui ne sont pas obligés de les divulguer dans le détail.

OC 6.3.4 Le **Programme de maintenance** doit être programmé dans un **Plan d'indisponibilité** qui prend en compte tous les besoins de l'**Interconnexion transfrontalière** (par ex., couverture de la **Demande**, négociation).

OC 6.3.4.1 *Directives de gestion de la maintenance*

OC 6.3.4.1.1 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit planifier tout travail de maintenance sur le **Réseau pertinent** en considérant dans la mesure du possible les priorités suivantes :

- a) programmer l'activité de maintenance dans les périodes où les échanges transfrontaliers d'électricité sont statistiquement les plus faibles ;
- b) rechercher la maximisation des **NTC/ATC** transfrontaliers ;
- c) minimiser le temps d'arrêt des **Ouvrages du Réseau de transport** ;
- d) éviter de provoquer plus d'une fois la même **Indisponibilité** ou la même réduction de capacité pour les travaux qui peuvent être exécutés en parallèle ;
- e) éviter de provoquer des **Indisponibilités planifiées** aux frontières pendant les périodes où au moins un **État membre interconnecté** est en régime de sous-capacité ou en situation exceptionnelle, et a demandé l'aide des **Gestionnaires de réseau** des autres **États membres interconnectés**.

OC 6.3.4.1.2 Les délais pour la programmation des activités de maintenance doivent être l'année précédente (A-1) pour la maintenance annuelle et la semaine précédente (s-1) pour la maintenance hebdomadaire. Les **Gestionnaires de réseau** fournissent leur propre plan des **Indisponibilités** à l'**OSM** conformément aux **Procédures opérationnelles** convenues.

OC 6.3.4.2 *Types de maintenance*

OC 6.3.4.2.1 Aux fins du présent **Code d'exploitation**, la maintenance comprend deux catégories : la **Maintenance préventive planifiée** et la **Maintenance corrective**⁴.

OC 6.3.4.2.2 La **Maintenance corrective** peut à son tour être classée comme :

- a) *Reportable*, si l'exécution de l'activité de maintenance peut être réalisée au moins une semaine plus tard à partir de la détection des anomalies sans danger pour la sécurité, l'environnement ou la **Sécurité d'exploitation (SoO)** ;
- b) *Non reportable*, si l'exécution de l'activité de maintenance doit être effectuée dans un délai d'une semaine au plus pour éviter les dangers aux personnes, aux équipements ou une situation de défaut ;
- c) *Après l'avarie*, si une activité de réparation est nécessaire immédiatement à la suite de l'avarie.

⁴ Cf. Cigré. Brochure technique 66o

OC 6.3.4.2.3 Les **Ouvrages du Réseau** pertinent sont soumis au **Processus de coordination de la maintenance préventive planifiée**. La Maintenance corrective est réglementée sur une base hebdomadaire.

OC 6.3.4.2.4 Les programmes sont soumis à la **Maintenance préventive planifiée** annuelle sur les **Ouvrages du Réseau pertinent**, à la coordination entre les **Gestionnaires de réseau**, et doivent être inclus dans les programmes annuels de maintenance.

OC 6.3.4.2.5 Sans préjudice des **Codes de réseau nationaux**, les **Gestionnaires de réseau** doivent considérer les mêmes niveaux de priorités pour le **Réseau pertinent** lors de l'approbation des **Plans d'indisponibilité** des **Installations de production**.

OC 6.4 Coordination des indisponibilités (exigences de maintenance)

OC 6.4.1 Les **Gestionnaires de réseau** voisins sont tenus de garantir la mise en œuvre d'un programme coordonné des activités de maintenance pour assurer la continuité des services de transport et dans le respect des lois nationales applicables.

OC 6.4.2 Les **Gestionnaires de réseau** :

- a) ne doivent jamais contraindre les activités de maintenance en faveur des services autres que la fourniture de l'électricité (par exemple, la fibre optique pour le service public de télécommunications), la priorité devant être donnée à leurs services de fourniture de l'électricité ;
- b) doivent adopter des méthodes de prévision et de planification efficaces basées sur la surveillance et les données historiques afin d'augmenter l'efficacité des processus de maintenance ;
- c) doivent fournir en temps opportun les premiers secours et les réparations en cas de pannes ;
- d) doivent respecter les exigences de durabilité environnementale ;
- e) ne doivent pas divulguer d'**Informations** qui pourraient s'avérer discriminatoires à l'égard de tout **Participant au marché**.

OC 6.4.3 L'**OSM**, selon la méthodologie adoptée par l'**EEEOA**, doit définir des **Indicateurs clés de performance (KPI)** à publier périodiquement dans un bulletin électronique, afin d'évaluer les performances du **Processus de coordination de la planification des indisponibilités** mis en œuvre par chaque **Gestionnaire de réseau**.

OC 6.5 Plan d'indisponibilité

OC 6.5.1 ***Politiques de coordination***

- OC 6.5.1.1 Au niveau de chaque Zone synchrone, les Gestionnaires de réseau doivent convenir de leurs Périodes de maintenance annuelle (PMA).
- OC 6.5.1.2 L'OSM doit coordonner les **Indisponibilités** de la **Production** et du **Réseau pertinent** proposées qui créent des conditions d'exploitation non-acceptables, et conseiller les **Gestionnaires de réseau** sur les **Actions correctives** à mettre en place en prévision de telles **Indisponibilités** proposées pour assurer la fiabilité du **Système électrique de l'EEEOA**.
- OC 6.5.2 **Planification annuelle des indisponibilités**
- OC 6.5.2.1 Chaque année, quatre (4) mois avant le début de la **Période de maintenance annuelle (PMA)**, les **Gestionnaires de réseau** doivent fournir leurs **Programmes annuels d'indisponibilités (AUP)** à l'OSM pour les besoins d'une meilleure coordination et d'un meilleur échange d'**Informations**.
- OC 6.5.2.2 Un **Plan d'indisponibilité** doit comprendre le programme des **Indisponibilités** – quelles qu'en soient les raisons – des **Ouvrages** du **Réseau pertinent** et du parc de **Production**. Ce programme est optimisé pour couvrir la **Demande** attendue avec les besoins associés pour les **Réserves** et la maintenance.
- OC 6.5.2.3 Chaque **Programme annuel d'indisponibilités (AUP)** doit rapporter, dans une hypothèse raisonnable, sur une base hebdomadaire, si les ressources internes couvrent la **Demande** de chaque **Système électrique** national, garantissant la **Sécurité d'approvisionnement (SoS)** sans compromettre la **Sécurité d'exploitation (SoO)**.
- OC 6.5.2.4 Les **Programmes annuels d'indisponibilités (AUP)** doivent inclure des programmes d'indisponibilité optimisés du **Parc de production** et du **Réseau pertinent** d'une durée supérieure à un nombre de jours convenu entre les **Gestionnaires de réseau** de la **Zone synchrone**, mais pas au-delà d'une (1) semaine. Un tel programme doit coordonner les **Indisponibilités** sur le **Réseau de transport** avec celles du **Parc de production** afin de ne pas limiter de manière inefficace l'**Adéquation** des **TTC/NTC** transfrontalières (OC 2).
- OC 6.5.2.5 Les **Programmes annuels d'indisponibilités (AUP)** doivent contenir des **Informations** exhaustives sur chaque **Indisponibilité** affectant les échanges transfrontaliers d'électricité. Les **Informations** doivent au moins mettre en évidence l'identification des **Ouvrages** du **Système électrique**, la nature de l'**Indisponibilité**, sa durée (début et fin), la quantité de MW impliqués et la réduction estimée des **NTC/ATC**.
- OC 6.5.2.6 Les **Informations** sur la **Production** doivent être sous forme agrégée, à moins que des détails supplémentaires ne soient autorisés par les **Codes de réseau nationaux** et convenus au niveau **Régional**. En aucun cas, la confidentialité ne peut être violée.
- OC 6.5.2.7 L'OSM doit collecter et traiter les **Programmes annuels d'indisponibilités (AUP)** et les consolider en un tout, avec les trois (3) objectifs de :

- a) Faciliter la coopération des **Gestionnaires de réseau** pour synchroniser les différentes interventions ou les déplacer et conduire des simulations pour garantir l'**Adéquation** du **Système électrique de l'EEEOA** ;
- b) Maximiser les **NTC** frontière par frontière (voir OC 2 pour le calcul **TTC/NTC**) pendant les périodes de non-maintenance. Le résultat du processus est le **Programme annuel d'indisponibilité régional (RAUP)** ;
- c) Garantir la **Sécurité de l'exploitation (SoO)** et la **Sécurité de l'approvisionnement (SoS)**.

OC 6.5.2.8 Le **Programme annuel d'indisponibilités régional (RAUP)** doit être approuvé par l'**EEEOA** sur proposition de l'**OSM** et publié dans un bulletin électronique un mois avant le début de la **Période de maintenance annuelle (PMA)**.

OC 6.5.2.9 Dans les cas où l'**Adéquation** est à risque, l'**OSM** doit déclencher une procédure d'alerte conformément à OC 6.8 et à l'article OC 6.9.5.

OC 6.5.2.10 Le **Programme annuel d'indisponibilités régional (RAUP)** devient la référence pour les plans hebdomadaires. En tant que tel, le **Gestionnaire de réseau** n'est pas défaillant pour un changement futur, si ce dernier est déclaré trois (3) mois ou plus à l'avance.

OC 6.5.2.11 Le **Programme annuel d'indisponibilités régional (RAUP)** doit servir de base aux identifications définitives des périodes de l'année où la **NTC** peut être réduite sans pénalités pour l'augmentation des coûts des **Services système**.

OC 6.5.3 **Mise à jour hebdomadaire du plan d'indisponibilité**

OC 6.5.3.1 Les **Gestionnaires de réseau** mettent à jour le **Plan d'indisponibilité** sur une base hebdomadaire. Chaque semaine « s », les **Gestionnaires de réseau** doivent :

- a) Inclure dans la liste, les nouvelles interventions de maintenance à effectuer de s+3 jusqu'à la fin du **Programme annuel d'indisponibilités régional (RAUP)** ;
- b) Prendre en considération les changements programmés pour s+1 et s+2 de ces interventions déjà approuvées ;
- c) Annuler les travaux de maintenance approuvés qui, pour quelque raison que ce soit, ne peuvent pas être traités comme prévu.

OC 6.5.3.2 Chaque semaine s, les **Gestionnaires de réseau** doivent exécuter le programme de **Maintenance corrective** en prenant en compte les travaux alloués pendant s+1 ou s+2, compte tenu des évaluations d'urgence.

OC 6.5.3.3 Pour réussir l'exécution du programme de maintenance corrective prévue à l'article OC6.5.3.2, l'**OSM** doit appliquer les étapes suivantes :

- a) étudier toutes les **Indisponibilités** soumises pour déterminer si des incompatibilités sont identifiées au cours du **Processus de coordination de la planification des indisponibilités** ;

- b) proposer des **Actions correctives**, notamment la répartition de la **Production**, la reconfiguration du système, la reprogrammation des **Indisponibilités** de moindre priorité et/ou d'autres ajustements de planification pour atténuer ces incompatibilités, si des incompatibilités sont identifiées, en coordination avec les **Gestionnaires de réseau** concernés ;
- c) faire des recommandations sur la sécurité en prenant en considération ce qui suit :
 - i. la pression du marché ou la continuité de fourniture ne doivent jamais inciter les **Gestionnaires de réseau** à enfreindre les règles de sécurité nationales et les pratiques d'**Exploitation fonctionnelle** applicables ;
 - ii. les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent accepter et s'engager à respecter des procédures spécifiques d'autorisation ;
 - iii. d'autres exigences minimales sont indiquées au OC 14.
- d) mettre à jour le **Programme annuel d'indisponibilités régional (RAUP)** et le publier dans le bulletin électronique, tous les vendredis (ou le jour ouvrable précédant, au cas où le vendredi est férié) à 17 heures.

OC 6.5.4 **Mise à jour intra-journalière**

- OC 6.5.4.1 Les changements de programmes, les retards et les urgences de **Maintenance corrective** doivent être publiés en coordination avec l'exploitation et la programmation du marché. Un répertoire d'**Informations** en libre accès est recommandé pour amener tous les **Gestionnaires de réseau** à partager les **Informations** sur l'état du **Système électrique**.

OC 6.5.5 **Autres exigences pour le processus de coordination de la planification des indisponibilités**

- OC 6.5.5.1 Les activités de planification et de répartition impliquent le **Processus de coordination de la planification des indisponibilités**. Les points suivants constituent d'autres exigences pour le processus de coordination de la planification des indisponibilités :
 - a) En *s-1*, les **Gestionnaires de réseau** doivent fournir toutes les **Informations** nécessaires à l'**OSM** pour vérifier l'adéquation et les écoulements de puissance attendus pour la semaine "s" dans le **Système électrique de l'EEEOA**. Un bulletin résumant les indisponibilités des équipements, la **Demande** attendue et les problèmes majeurs anticipés doit être publié par l'**OSM** et diffusé aux **Gestionnaires de réseau**. Une visioconférence hebdomadaire au niveau **Régional** est recommandée pour partager les actions opportunes en cas de danger majeur ;
 - b) En référence au **Jour « J »**, en *J-2*, l'activité principale concernant les relations transfrontalières est la préparation des données sur le **Réseau de transport** et la **Production**, pour calculer la **NTC** à attribuer en *J-1* ;
 - c) En *J-2*, l'**OSM** doit cordonner les **Gestionnaires de réseau** à mettre en place le **modèle de réseaux communs**, la confirmation de la disponibilité de la **Liste des**

Contingences, les **Actions correctives** associées et la **Clé de répartition de la variation de la production (GSK)** pour le calcul de la **NTC**.

OC 6.6 Évaluations de l'adéquation

OC 6.6.1 L'**Évaluation de l'adéquation** est la dernière étape du **Processus de coordination de la planification des indisponibilités** une fois que la **Prévision de la demande**, les **Plans d'indisponibilité**, et la **NTC** ont été rendus disponibles. L'**OSM** coordonne tout le processus pour effectuer l'**Évaluation de l'adéquation** du **Système électrique** de l'**EEEOA**.

OC 6.6.2 L'**Adéquation** au niveau de chaque **Zone de réglage** est réalisée lorsque la **Demande** est satisfaite, en terme d'énergie et puissance, en plus des marges de **Réserve** adéquates, avec une probabilité donnée, à n'importe quelle heure de la période avec les ressources de **Production** interne et l'importation. L'**Adéquation** est mesurée en termes de **Probabilité de Perte de charge (LOLP)** et d'**Espérance de défaillance de charge (LOLE)**. Les valeurs cibles dans chaque **Zone synchrone** doivent être convenues par les **Gestionnaires de réseau** à l'intérieur de **GT1**.

OC 6.6.3 L'**Évaluation de l'adéquation** doit être considérée comme une condition préalable aux stratégies de soutien réciproque et à la préparation de la réduction de **Charge**. Les évaluations sont effectuées à chaque simulation du **Processus de coordination de la planification des indisponibilités**.

OC 6.6.4 L'**Évaluation de l'adéquation** doit être basée sur des données fiables, des prévisions et des décisions de planification au niveau de chaque **Gestionnaire de réseau**, de la **Zone synchrone**, et au niveau **Régional**, et résultera de la combinaison de la **Prévision de la demande**, de la disponibilité des **Installations de production**, de la disponibilité du **Réseau de transport**, et des conditions du marché.

OC 6.6.5 Le degré de couverture de la **Demande** peut être évalué au moyen :

- a) d'une méthode d'analyse déterministe des marges de **Réserve** ;
- b) d'une méthodologie stochastique, c'est-à-dire les **Réserves** associées à la réalisation de niveaux de risque convenus au préalable pour ne pas couvrir la **Charge**.

OC 6.6.6 Des études *ad hoc* doivent être effectuées pour soutenir les méthodes déterministes établissant la relation entre d'une part la quantité de **Réserve** nécessaire et la **Demande** et d'autre part le mix de **Production**.

OC 6.6.7 Les méthodologies basées sur une approche stochastique pour évaluer l'**Adéquation** doivent être mises en œuvre lorsque les outils nécessaires sont disponibles pour tous les **Gestionnaires de réseau**, et les **Évaluations de l'adéquation** doivent être basées sur les mêmes définitions des variables et des méthodologies comparables. Les méthodologies déterministes basées sur les **Bonnes pratiques de l'industrie** doivent être utilisées en attendant que les outils probabilistes soient disponibles.

OC 6.6.8 En cas de résultats négatifs de l'**Evaluation de l'adéquation**, le **Gestionnaire de réseau** peut activer le plan de **Délestage** tournant, que chaque **Gestionnaire de réseau** doit définir et convenir avec les **Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD)** concernés.

OC 6.6.9 Avant l'activation du **Délestage** rotatif, le **Gestionnaire de réseau** doit émettre un avertissement aux **Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD)** concernés, aux autorités publiques, aux médias et aux citoyens concernés, dès que possible après confirmation du résultat de l'**Evaluation de l'adéquation**, mais au plus tard huit (8) heures avant l'activation du **Délestage** rotatif.

OC 6.7 Évaluation des marges de réserve

OC 6.7.1 *Dimensionnement de la réserve*

OC 6.7.1.1 Chaque **Gestionnaire de réseau** est responsable de son réglage et de se procurer des ressources pour faire face à l'indisponibilité des **Installations de production**, aux erreurs de **Prévision de la demande**, aux incertitudes des **EnRV** et à d'autres événements probables.

OC 6.7.1.2 Les **Réserves** en exploitation sont censées être dans les deux sens :

- a) La **Réserve à la hausse** est définie comme la différence entre la puissance active maximale de la **Production** disponible moins la **Charge** de pointe de la période. Les **Réserves à la hausse** doivent être utilisées pour équilibrer les **Systèmes électriques** de la **Zone de réglage** lorsque les prévisions montrent que la **Charge** pourrait être supérieure à la **Production** d'électricité disponible ou pour compenser l'indisponibilité de la **Production** ;
- b) La **Réserve à la baisse** est définie comme la différence entre la **Charge** minimum moins la somme des minima techniques des **Installations de production**, utilisée pour réduire la **Production** d'électricité lorsque la **Charge** minimale pendant les heures creuses est censée être inférieure à la **Production** minimale autorisée et à faire face à la **production** des **EnRV**.

OC 6.7.1.3 Les **Gestionnaires de réseau** en plus du réglage des **Réserves** pour couvrir la **Demande**, évaluent le besoin de **Réserve à la baisse** également par rapport à la pénétration des **EnRV** qui ne sont pas programmables et qu'il est même parfois impossible de réduire, notamment quand les **Installations de production** à base d'**EnRV** de petite taille sont réparties et intégrées à la **Production décentralisée**.

OC 6.7.2 *Réserves pour l'exploitation interconnectée*

OC 6.7.2.1 Les **Systèmes électriques** des **Zones de réglage** ne doivent pas fonctionner sans les **réserves** nécessaires à la régulation (**réserve primaire** et **réserve secondaire**) même en période de **Déficit**. Par conséquent, les **Réserves** doivent être inclus dans les calculs de la **Demande**. Dans le cas où le **Gestionnaire de réseau** manque de **Réserves** disponibles, le

Gestionnaire de réseau est fondé d'appliquer le **Délestage** afin de restituer les **Réserves** nécessaires à la régulation.

- OC 6.7.2.2 Les quantités nécessaires de **Réserves** doivent être vérifiées durant la phase de planification annuelle.
- OC 6.7.2.3 Une quantité donnée de **Réserve froide** à la hausse doit être dimensionnée pour remplacer les marges de **Réserve** disponibles afin de faire face à une indisponibilité fortuite prolongée des **Unités de production**.
- OC 6.7.2.4 OC 8.2 et OC 8.3 donnent l'ordre de grandeur des valeurs de référence des **Réserves primaires** et **Réserves secondaires**. Sur la **Réserve tertiaire**, à moins que la simulation probabiliste montre des valeurs différentes et si le délai est de l'ordre de mois, une marge de 10 à 15 % de la capacité installée du **Parc de production** (toutes sources) doit être laissée disponible.
- OC 6.7.2.5 Lorsque la **Réserve tertiaire** à la hausse est inférieure à celle nécessaire pour maintenir la **Probabilité de perte de charge (LOLP)**, l'**Espérance de perte de charge (LOLE)** ou les marges de **Réserve** dans les valeurs cibles, le **Gestionnaire de réseau** concerné avertit l'**OSM** et les autres **Gestionnaires de réseau** pour qu'ils étudient les contre-mesures de soutien et atténuent les conséquences d'une crise de **Déficit** probable. En cas de **Déficit** et sans préjudice des réglementations nationales, le **Gestionnaire de réseau** concerné doit être soutenu par l'**OSM** et le reste des **Gestionnaires de réseau** en augmentant l'importation en activant des contrats de soutien mutuel signés préalablement, adopté par l'**EEEOA**, et approuvé par l'**ARREC**. Ces contrats doivent être utilisés sans préjudice des règles du marché et doivent préciser les quantités, les prix et les conditions dans lesquels le soutien ne peut être satisfait.
- OC 6.7.2.6 Au cas où le soutien requis à l'article OC 6.7.2.5 n'est pas suffisant, le **Gestionnaire de réseau** concerné peut récupérer les quantités manquantes de **réserves** en appliquant des mesures de **Délestage** dans son **Système électrique**.
- OC 6.7.2.7 Lorsque la **Réserve à la baisse** est inférieure à un seuil donné, le **Gestionnaire de réseau** concerné doit déconnecter des **Installations de production**, mais le **Gestionnaire de réseau** est fondé de continuer à faire fonctionner suffisamment de **Production** interne pour faire face aux capacités de variations d'inertie, de régulation de tension et de **Reconstitution**. À cet effet, le **Gestionnaire de réseau** concerné est fondé s'il :
- a) communique une réduction de la **NTC** ou restreint l'importation programmée ;
 - b) réduit les ressources non régulatantes. Dans ce cas, des **Evaluations de la sécurité dynamique (DSA)** doivent également être exécutées, et l'importation doit être réduite en fonction des priorités données par la réglementation ou lorsque la réduction des ressources internes entrave le fonctionnement des **Plans de défense**.
- OC 6.7.2.8 En cas de surproduction (par ex., en raison des **EnRV**), les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent soutenir le **Gestionnaire de réseau** concerné en augmentant l'importation de ce dernier par application des contrats de soutien mutuels, similaires à ceux stipulés en cas d'absence de **Réserves à la hausse**.

- OC 6.7.2.9 Les quantités et le partage des **Réserves** de régulation doivent être convenus entre les **Gestionnaires de réseau** de la **Zone synchrone**, selon une méthodologie définie par l'**OSM**, adoptée par l'**EEEOA** et approuvée par l'**ARREC**.
- OC 6.7.2.10 L'évaluation des **Réserves** nécessaires dépend fortement des taux de défaillance des **Parcs de Production** et de l'incertitude de la **Demande**, elle dépend donc, entre autres, de l'horizon de la **Prévision de la demande**. L'évaluation doit être le résultat d'une approche déterministe ou probabiliste. Néanmoins, proches du temps réel, des règles simplifiées peuvent être adoptées par souci d'anticipation.
- OC 6.7.2.11 Dans les deux (2) cas, une référence pour le risque acceptable de ne pas fournir la **Demande** dans chaque **Zone de réglage** doit être convenue au niveau **Régional** avec l'**OSM**, et adoptée par l'**EEEOA** et approuvée par l'**ARREC**.
- OC 6.7.2.12 Les **Réserves** doivent être calculées en termes de puissance (MW), et vérifiées en termes d'énergie (MWh), en fonction de la disponibilité attendue des ressources hydrauliques ou du stockage et des énergies fossiles.
- OC 6.7.2.13 Les **EnRV** ne doivent pas être inclus dans les **Réserves**, mais la distribution de probabilité de leur production doit être prise en compte dans l'évaluation des **Réserves** susmentionnées. Les **EnRV** couplées à un stockage de capacité peuvent être considérées comme des centrales d'**EnR** programmables, et ainsi peuvent être prises en compte dans le dimensionnement des **Réserves**.

OC 6.8 Gestion de la crise de Déficit

- OC 6.8.1 ***Principales actions pour faire face aux Déficit***
 - OC 6.8.1.1 Tout **Déficit** doit être géré comme une situation de crise. En cas de Déficit, le **Gestionnaire de réseau** concerné avertit l'**OSM** et le reste des **Gestionnaires de réseau** de sa **Zone synchrone** dès que possible. L'**OSM** supervise la coordination de toute action possible pour soutenir le **Gestionnaire de réseau** concerné.
 - OC 6.8.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** concerné par un **Déficit** applique la réduction des **Charges interruptibles** selon les contrats signés, le plan de **Délestage** manuel tournant et avertit l'**OSM** et les autres **Gestionnaires de réseau** si le soutien transfrontalier n'est pas suffisant pour résoudre le **Déficit**.
 - OC 6.8.1.3 En cas de crise de **Déficit**, le **Gestionnaire de réseau** concerné peut demander à l'**OSM** la suspension des activités de marché en ce qui le concerne, et si les normes applicables le permettent, annuler les programmes de maintenance, ordonner la suspension urgente d'une indisponibilité anticipée des **Installations de Production** ou des **Ouvrages de Production**.
 - OC 6.8.1.4 Tous les **Gestionnaires de réseau** doivent disposer d'un plan de **Contingence** éprouvé pour faire face à la suspension du marché en cas de graves situations de sous-capacité ou d'autres situations critiques.

- OC 6.8.1.5 Dans des situations exceptionnelles et pendant un nombre d'heures limité, l'**OSM** après consultation du **GT1** peut permettre de déroger modérément aux **Normes de sécurité d'exploitation (N-1 OSS)** ou aux limites de capacité de charge – c'est-à-dire les limites maximales et minimales permanentes ou transitoires en termes de courants et de tensions des **Ouvrages** du **Système électrique** dans lesquels l'**Opération physique** doit être constamment maintenu. Le **SMO** peut invoquer la **Situation d'urgence** du **Système électrique** pour éviter l'application du **Délestage** tournant. La décision sur les modalités et conditions de la dérogation doit être prise au cas par cas, à l'unanimité des **Gestionnaires de réseau** concernés et sous la coordination de l'**OSM**.
- OC 6.8.1.6 La **Situation d'urgence** du **Système électrique** doit être communiquée par le **Gestionnaire de Réseau** concerné aux autorités compétentes nationales.

OC 6.9 Perspectives saisonnières

- OC 6.9.1 Deux fois par an, pendant les périodes qui sont significatives pour la charge de pointe des semestres de l'année, à convenir, dans le **GT1**, chaque **Gestionnaire de réseau** doit réaliser des études saisonnières dédiées visant à prédire et alerter les **Gestionnaires de réseau** d'une **Zone synchrone** sur des problèmes possibles, en termes de couverture de la **Charge** et en alertant l'**OSM** sur les contraintes éventuelles et solutions possibles.
- OC 6.9.2 Des perspectives saisonnières sont formulées au moins en ce qui concerne les **Scénarios** de prévision météorologique et de crise énergétique générale.
- OC 6.9.3 Les **Gestionnaires de réseau** d'une **Zone synchrone**, dans le **GT1**, doivent désigner le **Coordonnateur de l'adéquation de la Zone synchrone** pour recueillir la contribution des **Gestionnaires de réseau** et rédiger une perspective valable pour la **Zone synchrone** dans laquelle, les échanges transfrontaliers d'électricité et le soutien mutuel sont aussi mis en évidence.
- OC 6.9.4 Les **Gestionnaires de réseau** doivent transmettre les perspectives saisonnières au **Coordonnateur de l'adéquation de la zone synchrone** deux mois avant le début de la période considérée.
- OC 6.9.5 Le **Coordonnateur de l'adéquation de la Zone synchrone** après avoir collecté les contributions, publie, un mois au plus tard, la **Perspective saisonnière régionale** dans laquelle:
- Les rapports des **Gestionnaires de réseau** sont résumés pays par pays ;
 - Les plans d'atténuation de la crise attendue sont proposés et la contribution des échanges transfrontaliers d'électricité pour l'atténuation des périodes de sous-capacité critiques est mise en évidence ;
 - Les **Réserves** prévues disponibles dans la **Zone synchrone** sont déclarées ;
 - Les indicateurs de risque de l'**Exploitation fonctionnelle** sont évalués.

OC 6.9.6 Une fois les risques potentiels vérifiés, l'**OSM** en consultation avec le **GT1** décide de la méthode et de la fréquence de supervision de l'**Exploitation fonctionnelle** et de l'exploitation du **Marché**.

OC 7. PLANIFICATION ET CONDUITE DE RESEAU

OC 7.1 Généralités

OC 7.1.1 Une **Zone de réglage** (ou **Zone LFC**) est une partie cohérente du **Système électrique de l'EEEOA** exploité par un seul **Gestionnaire de réseau**, avec des **Charges** physiques et des **unités de production** contrôlables connectées dans la **zone de réglage**. Dans le cadre du Système électrique de l'EEEOA, la Zone de réglage coïncide généralement avec le territoire national d'un ou plusieurs pays, physiquement délimitée par la position des points de mesure de la puissance et de l'énergie échangées avec le reste du réseau interconnecté.

OC 7.1.2 Un **Opérateur de zone LFC** exploite une seule **Zone de réglage**. L'**Opérateur de zone LFC** est responsable de la disponibilité, de l'exploitation et de la fourniture du **Réglage primaire**, du **Réglage secondaire** et du **Réglage tertiaire** au sein de la **Zone de réglage** afin de maintenir à la valeur du **Programme de Zone de réglage**, les échanges en temps réel de sa **Zone de réglage** et, le cas échéant, de soutenir la **reconstitution** de la fréquence dans le **Réseau** interconnecté. Lorsque la **Zone LFC** coïncide avec le territoire national d'un pays, l'**Opérateur de la Zone LFC** est le **Gestionnaire de réseau** désigné.

OC 7.2 Processus d'ordonnancement ou de Programmation

OC 7.2.1 Le processus de programmation s'applique uniquement en **Conditions normales** de fonctionnement du **Système électrique**.

OC 7.2.2 L'**OSM** et les **Gestionnaires de réseau** sont responsables de la coordination du processus de programmation.

OC 7.2.3 Le type de hiérarchie de contrôle et l'organisation de la structure concernant l'échange d'**Informations** pour le processus de programmation relèvent de la responsabilité de l'**OSM**.

OC 7.2.4 Une **Zone synchrone** se compose de plusieurs **Zones de réglage** interconnectées, chacune d'entre elles ayant un **Réglage secondaire** centralisé.

OC 7.2.5 Pour remplir ses fonctions, le **Réglage secondaire** doit fonctionner selon la méthode de l'**énergie réglante de réseau** (voir OC 8.3). Le **Réglage secondaire** est implémenté sur les **Unités de production** du **Parc de production**, qui sont dans la boucle de **Réglage secondaire**. Le **Réglage secondaire** doit être dissocié du **Réglage primaire**.

- OC 7.2.6 Le type de hiérarchie et d'organisation du réglage ne doit pas influencer le comportement ou la qualité du **Réglage secondaire** de manière négative ou introduire une instabilité de réglage (par exemple, les contrôleurs en cascade avec des parties intégrales peuvent entraîner un **Réglage secondaire** altéré ou instable).
- OC 7.2.7 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit exploiter suffisamment de **Réserves** de réglage sous **AGC** par le **Réglage secondaire** pour répondre à son obligation d'équilibrer en permanence ses programmes de **Production** et d'échange avec sa **Charge** pour la **Zone de réglage**.
- OC 7.2.8 Toute modification du programme d'échange qui survient en dehors du marché dans le cadre d'un programme d'échange d'urgence est considérée comme une modification du **Programme de Zone de réglage** et doit être réglementée par des procédures appropriées.
- OC 7.2.9 Le **Processus de vérification**, les activités de comptabilisation et de **Règlement** concernant le programme d'échange transfrontalier sont supervisées par l'**OSM**.
- OC 7.2.10 L'**OSM** peut également déléguer le **Processus de vérification** quotidien à un **Opérateur de zone LFC** d'une **Zone de réglage** spécifique.

OC 7.3 Données de programmation d'échange

- OC 7.3.1 Le programme d'échange entre deux **Zones de programmation** doit être convenu en utilisant le **Processus d'accord** avant la livraison. Après cela, le **Processus de vérification** doit être exécuté.
- OC 7.3.2 La somme des **Programmes de Zone de réglage** de toutes les **Zones LFC** pour chaque unité temporelle d'une **Zone synchrone** doit être à tout moment égale à zéro. L'**OSM** doit s'assurer de cela en exécutant le **Processus de vérification**.
- OC 7.3.3 Un **système CCHT**, à cheval sur deux **Zones synchrones**, et entre deux **Zones de programmation** voisines ou un **système CCHT** à l'intérieur d'une **zone synchrone** entre deux **Zones de programmation** voisines est considéré dans le processus de programmation de l'**OSM** comme une **Interconnexion transfrontalière en Courant Alternatif**, même s'il est traité dans la **Zone de programmation** comme une **Installation de production** ou une **Installation de consommation**. Le programme d'échange concernant les **systèmes CCHT** doit être déclaré séparément du **Programme de Zone de réglage** concernant les liaisons en **Courant Alternatif**.
- OC 7.3.4 Les procédures standard suivantes pour la programmation entre les **Gestionnaires de réseau** et l'**Opérateur de la zone LFC**, ou l'**OSM** s'appliquent :
- a) Normes pour l'identification.
 - b) Résolution de l'intervalle temporel, du contenu et de la précision du **Document d'échange entre zones de programmation (SAX)**.
 - c) **Processus de vérification**.

- d) Dépannage en cas de problèmes d'échange de données.
- e) Calendrier convenu pour les processus.

OC 7.3.5 **Cadre pour le schéma de codification du MRE**

- OC 7.3.5.1 Conformément au MC 12.1, l'**OSM** fournit à chaque **Participant au marché** autorisé à participer au **DAM**, un **Code d'identification énergétique (EIC)** unique pour négocier sur le **Système de négoce d'Energie (ETS)**.

OC 7.3.6 **Échange de données électroniques**

- OC 7.3.6.1 L'**échange de données** électroniques est utilisé pour la communication entre les **Zones de programmation**, les **Zones LFC**, et l'**OSM**. Les moyens de communication doivent répondre à la disponibilité et aux performances spécifiées pour faciliter ce processus. Tous les **Gestionnaires de réseau** sont responsables d'exploiter leurs processus informatiques, y compris la communication, avec un niveau de performance acceptable.
- OC 7.3.6.2 Le format électronique d'**Echange de données** pour le **Processus de vérification** doit être convenu par les **Gestionnaires de réseau** concernés et coordonné par l'**OSM**.

OC 7.3.7 **Intervalle de temps**

- OC 7.3.7.1 Les options suivantes d'intervalles de temps sont autorisées : $t_i = \frac{1}{4}h$, $\frac{1}{2}h$ ou $1h$. L'**OSM** détermine l'intervalle de temps pour la programmation et le soumet à l'adoption par l'**EEEOA** et à l'approbation de l'**ARREC**.
- OC 7.3.7.2 Le processus de programmation est disponible chaque **Jour** de 00h00 à 24h00 (UTC + 1, heure de Cotonou).

OC 7.3.8 **Dépannage**

- OC 7.3.8.1 Les **Parties** concernées dans le processus de programmation ayant des problèmes avec l'**Echange de données** avec leurs contreparties doivent, soit accepter les valeurs d'énergie de la contrepartie, soit convenir des valeurs avec leurs contreparties.

OC 7.3.9 **Processus de vérification**

- OC 7.3.9.1 L'**OSM** est responsable de l'exécution du **Processus de vérification**.
- OC 7.3.9.2 Après la conclusion de chaque accord sur les échanges transfrontaliers avec les **Gestionnaires de réseau** voisins, le **Gestionnaire de réseau** doit assembler et transmettre un **Document d'échange entre zones de programmation (SAX)** à l'**OSM** pour le **Processus de vérification**. Cette transmission aura également lieu en cas de modifications.
- OC 7.3.9.3 Le Gestionnaire de réseau est responsable de l'envoi des Documents d'échange entre zones de programmation (SAX) à l'**OSM** pour le Processus de vérification.

- OC 7.3.9.4 L'**OSM** doit vérifier les **Document d'échange entre zones de programmation (SAX)**. Dans le cadre du Processus de vérification, l'**OSM** envoie un rapport de situation aux **Gestionnaires de réseau** respectifs.
- OC 7.3.9.5 Le **Processus de vérification** compare les valeurs correspondantes des programmes d'échange dédiés à la même frontière sans appliquer de mesures correctives.
- OC 7.3.9.6 Un résultat de vérification positif doit avoir les mêmes valeurs pour une direction donnée et pour tous les intervalles de temps de chaque cadre temporel.
- OC 7.3.9.7 En cas de résultat de vérification négatif, les **Gestionnaires de réseau** ont l'obligation de le résoudre.
- OC 7.3.9.8 L'agrégation de tous les programmes d'échange doit donner une valeur nulle dans la même **Zone synchrone**.

OC 7.4 Surveillance en ligne du système d'interconnexion

OC 7.4.1 Généralités

- OC 7.4.1.1 La tâche de surveillance du système d'interconnexion en ligne est effectuée pendant la phase en temps réel. Afin d'éviter les défauts systémiques dans le contexte du **LFC**, il est essentiel de vérifier la cohérence à l'échelle de la **Région** des variables d'entrée pour l'exploitation en temps réel utilisées par chaque **Gestionnaire de réseau** concerné. Cela comprend la déviation de réglage utilisé comme valeur d'entrée pour le **LFC** ainsi que l'observation en temps réel des **Programmes de Zone de réglage** transfrontaliers parmi toutes les **Zones de réglage** de la **Région**. À cet égard, l'**OSM**, et les **Opérateurs de zone LFC** ont chacun en ce qui le concerne des responsabilités bien définies.

OC 7.4.2 Programme de Zone de réglage

- OC 7.4.2.1 Un **Programme de Zone de réglage** constitue la programmation de l'échange total programmé d'une **Zone de réglage** qui est la somme de tous les programmes d'échange et le **Programme de compensation**.
- OC 7.4.2.2 Le **Programme de Zone de réglage** constitue le point de consigne d'échange d'énergie pour le **Réglage secondaire** des **Zones de réglage**. Pour éviter des fluctuations excessives sur les interconnexions lors de changements de programme, il est nécessaire que la fluctuation excessive soit converti en une rampe d'une durée totale de 10 minutes, commençant 5 minutes avant le changement convenu du **Programme de Zone de réglage** et se terminant 5 minutes plus tard, quelle que soit le pas temporel (une heure, 30 minutes ou 15 minutes).
- OC 7.4.2.3 Pour éviter les écarts de fréquence involontaires et les actions de contrôle majeures dans des conditions non perturbées, les **Gestionnaires de réseau** sont tenus de respecter scrupuleusement les délais de changement de programme, en particulier lorsque des changements dans les **Programmes de Zone de réglage** de plusieurs centaines de MW

sont impliqués. Il faut veiller à ce que la capacité de production soit couplée ou découplée de manière échelonnée.

OC 7.4.2.4 Un changement substantiel dans le **Programme de Zone de réglage** ne doit pas avoir d'impact négatif sur l'**Exploitation fonctionnelle** tel que celui associé à une perturbation.

OC 7.4.3 **Mesure, surveillance et réglage des lignes d'interconnexion**

OC 7.4.3.1 Les **Opérateurs de zone LFC** doivent acquérir les données de comptage des lignes d'interconnexion des **Zones LFC** adjacentes pour enregistrer l'énergie dans la période de temps utilisée pour les échanges d'électricité.

OC 7.4.3.2 L'**OSM** doit recevoir les données du programme d'échange horaire total pour chaque **zone LFC** et les télémesures de puissance active en temps réel de chaque ligne d'interconnexion traversant les frontières du **système électrique de l'EEEOA**.

OC 7.4.3.3 Les principes de contrôle généraux sur le système d'interconnexion entre les **Zones de réglage** sont décrits ci-dessous du OC 7.4.4 à OC 7.4.7.

OC 7.4.4 **Programme de Zone de réglage et Déséquilibres**

OC 7.4.4.1 La somme du **Programme de Zone de réglage** de chaque **Zone de réglage** d'une **zone synchrone** doit être égale à zéro à chaque instant.

OC 7.4.4.2 La somme des **Déséquilibres** de toutes les **Zones de réglage** d'une **zone synchrone** doit être égale à zéro à chaque instant.

OC 7.4.5 **Transferts physiques d'énergie**

OC 7.4.5.1 La somme des échanges physiques transfrontaliers d'électricité de toutes les **Zones de réglage** d'une **Zone synchrone** doit être égale à zéro à tout moment.

OC 7.4.6 **Perturbation de l'équipement de comptage**

OC 7.4.6.1 Le **Gestionnaire de réseau** de la **Zone de réglage** concernée doit immédiatement informer l'**OSM** et les **opérateurs de zone LFC** voisins de toute perturbation dans l'équipement de comptage concernant l'échange physique transfrontalier d'électricité traversant la frontière avec la **Zone de réglage** voisine.

OC 7.4.7 **Mesures en cas de divergences**

OC 7.4.7.1 L'observation des Déséquilibres doit être utilisée pour identifier et corriger dès que possible des situations d'exploitation et de comptabilité anormales (par exemple, des valeurs anormales de télémesures sur les lignes d'interconnexion, une incompréhension lors de l'établissement du Programme de Zone de réglage d'une Zone de réglage).

- OC 7.4.7.2 Lorsque l'**OSM** détecte des situations anormales de fonctionnement et de comptabilité, il doit contacter l'**Opérateur de la zone LFC** responsable dès que possible afin de prendre les mesures correctives et retrouver l'**Etat normal** d'exploitation.

OC 7.5 Comptabilisation et règlement des Déséquilibres

- OC 7.5.1 La tâche de comptabilisation des **Déséquilibres** est effectuée a posteriori, le **Jour** ouvrable suivant le **Jour** d'exploitation. Il comprend la validation des données de mesure du **Compteur**, suivie de l'extraction et de l'appariement des données comptabilisées pour le décompte des **Déséquilibres** de chaque **Zone de réglage** en référence à une période d'enregistrement.

- OC 7.5.2 Le **Règlement** des **Déséquilibres** est traité conformément au MC 18.

- OC 7.5.3 La somme des **Programmes de compensation** de tous les **Zones de réglage**, à l'intérieur du **Système électrique de** de l'**EEEOA** doit être égale à zéro.

OC 7.5.4 *Déroulement des opérations de comptabilisation et de règlement*

- OC 7.5.4.1 Les données comptabilisées vont de l'**Opérateur de zone LFC** vers l'**OSM**.
- OC 7.5.4.2 Le **Déséquilibre** ainsi que les programmes de compensation y relatifs sont calculés et envoyés de l'**OSM** vers l'**Opérateur de Zone LFC**.
- OC 7.5.4.3 L'**OSM**, et les **Opérateurs de zone LFC** sont responsables de l'attribution des **Déséquilibres** qui se traduisent par des programmes de compensation pour les **Zones de réglage**. Chaque niveau doit garantir qu'il n'y a pas de différence (ou différence d'arrondi) induite par l'attribution.
- OC 7.5.4.4 Une petite quantité d'énergie qui ne peut pas être compensée, en raison de l'arrondi, reste sur le compte des **Déséquilibres**.

OC 7.6 Règles générales de comptabilisation et de règlement

OC 7.6.1 *Période de comptabilisation et de règlement*

- OC 7.6.1.1 La comptabilisation quotidienne pour le **Jour de livraison** « J » est effectuée, le **Jour** ouvré suivant.
- OC 7.6.1.2 Le **Règlement** et la facturation hebdomadaires sont effectués pour la période d'enregistrement.

OC 7.6.2 *Intervalle de temps d'enregistrement*

- OC 7.6.2.1 L'intervalle de temps pour la prise en compte des **Déséquilibres** doit correspondre au cadre temporel du **Programme de Zone de réglage** (1h, ½ h, ¼ h). L'intervalle de temps

doit être le même dans une **Zone synchrone** et sur une frontière commune entre deux zones.

OC 7.6.3 ***Échange de données électroniques***

OC 7.6.3.1 L'**Echange de données** électroniques pour la comptabilité et le règlement est requis par courrier électronique ou un système dédié de l'**OSM**.

OC 7.6.4 ***Modification du processus de comptabilisation et des données y relatives***

OC 7.6.4.1 Tous les **Gestionnaires de réseau** concernés doivent fournir des **Informations** complètes et correctes à l'**OSM** sur toutes les questions affectant le processus de comptabilisation, telles que les nouvelles lignes d'interconnexion ou les modifications des lignes d'interconnexion.

OC 7.6.4.2 En cas de modification, le **Gestionnaire de réseau** demandeur en informe les autres **Gestionnaires de réseau** concernés et l'**OSM** au moins trente (30) **Jours** à l'avance.

OC 7.6.5 ***Accord bilatéral pour le processus de comptabilisation / règlement***

OC 7.6.5.1 Pour exécuter correctement le processus de comptabilisation et de **Règlement**, les partenaires d'une frontière commune établissent un accord bilatéral de comptabilisation pour définir la liste des lignes d'interconnexion, des mesures de **Compteurs** et des données de comptabilisation.

OC 7.6.5.2 Les **Gestionnaires de réseau** doivent convenir de la liste des lignes d'interconnexion à inclure dans le processus de comptabilisation de l'**OSM**. Cette liste contient également des **Informations** sur les mesures du **Compteur** et les données de comptabilisation. La liste doit comprendre :

- a) Les noms des deux **Gestionnaires de réseau** concernés ;
- b) Le(s) nom(s) de la /des ligne(s) d'interconnexion ;
- c) Les noms des postes encadrant la ligne d'interconnexion, et les **Gestionnaires de réseau** correspondants ;
- d) La liste des données de mesure du **Compteur** à utiliser pour calculer la valeur de comptabilisation ;
- e) La liste des données de mesure du **Compteur** à échanger ;
- f) L'identifiant (ID) pour chaque donnée de mesure de compteur à échanger ;
- g) L'identifiant (ID) du point de comptabilisation ;
- h) L'accord sur la formule de calcul des données de comptabilisation, si des pertes de ligne doivent être prises en compte

OC 7.6.5.3 Les **Gestionnaires de réseau** doivent convenir du format d'échange pour le **Comptage**, la comptabilisation et le **Règlement**.

OC 7.6.5.4 Cette liste convenue doit être transmise à l'**OSM** pour la publication sur son site web. Les données du point de comptabilisation sont utilisées par tous les **Acteurs du marché** impliqués comme une représentation unique du transfert d'énergie physique concernant la ligne d'interconnexion.

OC 7.6.6 **Publication des données**

OC 7.6.6.1 A la fin de chaque processus de comptabilisation et de règlement, les données de comptabilisation convenues sont publiées par l'**OSM** sur son site internet.

OC 7.7 **Correction du temps synchrone**

OC 7.7.1 L'**écart de réglage de zone nette (ACE)** dans une **Interconnexion transfrontalière** ne peut pas être maintenue à zéro à cause d'erreurs occasionnelles dans les **Compteurs** des lignes d'interconnexion, que ce soit en raison d'une imprécision du transducteur, de problèmes avec le matériel ou le logiciel **SCADA** ou des erreurs de communication, ainsi que de la variation normale de la **Charge** et de la variation de la **Production**. Cela signifie que la fréquence ne peut toujours être maintenue exactement à sa valeur nominale et que la fréquence moyenne dans le temps n'est généralement pas exactement 50 Hz. Chaque **Interconnexion transfrontalière** doit disposer d'un processus de réglage pour maintenir la fréquence moyenne à long terme à sa valeur nominale pour une synchronisation fluide.

OC 7.7.2 Lorsque la fréquence moyenne du système dans la **Zone synchrone** s'écarte de la valeur nominale, il en résulte un écart entre le temps synchrone et le temps universel coordonné⁵. Ce décalage de temps sert d'indicateur de performance pour le **Réglage primaire**, le **Réglage secondaire** et le **Réglage tertiaire** (équilibre de puissance) et ne doit pas dépasser le temps défini par l'**EEEOA**.

OC 7.7.3 L'**OSM** est responsable du calcul du temps synchrone et de l'organisation de sa correction. La correction implique le réglage du point de consigne de la fréquence pour le **Réglage secondaire** dans chaque **Zone de réglage** à 49,95 Hz ou 50,05 Hz, selon le sens de la correction, pendant les heures de nuit⁶.

OC 7.7.4 Lorsque l'erreur de temps électrique a atteint une valeur – à définir par l'**EEEOA** – pour laquelle une correction est requise, l'**OSM** doit émettre des instructions à la **Zone de réglage** pour corriger le temps électrique.

OC 7.7.5 Si une **Zone de réglage** est déconnectée de la **Zone synchrone**, elle doit corriger l'heure de leur horloge électrique sur celle de la **Zone synchrone** avant de se reconnecter.

⁵ Par exemple, si la fréquence a été de 2 mHz (50,002 Hz), une horloge utilisant la fréquence d'interconnexion comme référence gagnera 1,44 seconde par intervalles de 10 heures $(50,002 \text{ Hz} - 50,000 \text{ Hz}) / 50 \text{ Hz} * 10 \text{ heures} * 3600 \text{ s/h} = 1,44 \text{ s}$.

⁶ En réglant le point de consigne de la fréquence sur $50 \pm 0,05 \text{ Hz}$, chaque heure subira une variation de 6,768 sec. Ainsi, à partir d'une erreur de temps de 30 secondes, dans environ 5 heures, l'erreur de temps devrait être proche de zéro.

OC 8. GESTION DES RÉSERVES D'EXPLOITATION ET DU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

OC 8.1 Généralités

OC 8.1.1 Chaque **Centre de contrôle** doit évaluer la qualité du **LFC** de sa **Zone de réglage** en :

- a) examinant son **Réglage primaire** et son **Réglage secondaire** et en les ajustant si nécessaire,
- b) s'assurant que le **Facteur-K** du contrôleur secondaire, comme défini dans OC 8.3.6, correspond aux caractéristiques de fréquence de réseau de la zone.

La méthode d'évaluation doit être convenue avec l'**EEEOA** conformément aux **Bonnes pratiques de l'industrie** et être la même pour tous les **Gestionnaires de réseau**.

OC 8.1.2 Les **Gestionnaires de réseau** doivent mettre à disposition suffisamment de **Réserves** de puissance active, en termes de rapidité et de durée, pour maintenir les **Programmes de Zone de réglage** en permanence aux valeurs et à la fréquence programmées dans la **Zone synchrone** à la valeur nominale, en fonction des objectifs de qualité de la fréquence.

OC 8.1.3 Les objectifs de qualité de la fréquence et la contribution proportionnelle pour faire face aux écarts de fréquence sont calculés pour chaque **Zone synchrone** d'une manière coordonnée. Cette coordination se fait dans le cadre du **GT2**. ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE donne des valeurs de référence à réviser périodiquement et approuvées par l'**EEEOA** sur la base des résultats d'études appropriées menées par le **GT2**.

OC 8.1.4 L'**OSM** doit évaluer la qualité du réglage de la fréquence de la **Zone synchrone** afin d'estimer la fiabilité opérationnelle du **Réseau** interconnecté et évaluer le **Réglage primaire** et le **Réglage secondaire** de chaque **Zone de réglage** (voir les articles OC 8.2.11, OC 8.2.14, et OC 8.3.11).

OC 8.1.5 La précision des mesures de la fréquence et des liaisons à travers toutes les frontières des **Zones de réglage** doit être la même et déclarée. Les valeurs de référence sont données en ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 8.1.6 Pour surveiller les réponses des **Unités de production** après l'activation de la **Réserve primaire** et la **Réserve secondaire**, chaque **Opérateur de zone LFC** doit être suffisamment équipé de dispositifs pour enregistrer les données nécessaires. Le stockage de ces données doit être suffisant pour permettre l'analyse du fonctionnement normal et des incidents dans le **Système électrique** interconnecté.

OC 8.1.7 Dans OC 8.2 à OC 8.4, des critères par défaut de dimensionnement des **Réserves** sont préconisés, sans préjudice des différentes solutions convenues et formalisées par écrit dans la même **Zone synchrone**, en tenant également compte de la **Marge de fiabilité de transport (TRM)**, afin d'engager les **Réserves** sans causer de surcharges aux frontières.

OC 8.2 Réserve primaire

- OC 8.2.1 Le besoin total de **Réserve primaire** dans chaque **Zone synchrone** (c'est-à-dire la **Réserve globale du réglage primaire**) ne doit pas être inférieur au déséquilibre de la puissance active causé par l'incident le plus important (c'est-à-dire l'**Incident de référence** de la **Zone synchrone**, calculé sur la base des résultats d'études appropriées et mis à jour par l'**EEEOA** périodiquement).
- OC 8.2.2 L'**Incident de référence** détermine également l'écart maximal de fréquence instantané, qui est le seuil de référence au-dessus duquel le **Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)** est activé. Les valeurs de référence sont données en ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.
- OC 8.2.3 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit contribuer au partage au prorata des **Déséquilibres** dans la **Zone synchrone**. Par conséquent, la **Réserve globale du réglage primaire** d'une **Zone synchrone** est affectée entre les **Gestionnaires de réseau** sur la base de la **production** moyenne d'électricité de leur **Zone de réglage** divisée par la production moyenne de la **Zone synchrone**. L'**OSM**, en consultation avec le **GT2**, doit coordonner le calcul par **Zone synchrone** de la part de chaque **Zone de réglage** sur une base régulière (6 à 12 mois) sur la base du plus grand incident pouvant survenir dans la **Zone synchrone** en tant qu'événement unique. Des quantités additionnelles dans chaque **Zone de réglage** sont autorisés pour tous les besoins internes (par exemple pour faire face à l'**îlotage**).
- OC 8.2.4 L'**OSM**, en consultation avec le **GT2**, peut proposer une alternative à la méthode par défaut selon OC 8.2.3 par exemple attribuer les parts de **Réserve primaire** sur la base de la **Production** maximum, sous réserve de l'adoption par l'**EEEOA** et de l'approbation de l'**ARREC**.
- OC 8.2.5 Le temps de déploiement des **Réserves primaires** des différentes **Zones de réglage** doit être aussi similaire que possible, afin de minimiser l'interaction dynamique entre les **Zones de réglage**.
- OC 8.2.6 La **Réserve primaire** doit répondre aux écarts de fréquence sans délais et de manière à activer la totalité de la puissance requise en trente (30) secondes. La totalité de la puissance requise doit être fournie pendant au moins quinze (15) minutes. En cas d'écarts de plus de quinze (15) minutes, les **Gestionnaires de réseau** ne doivent pas réduire leur contribution volontairement. L'adoption d'une bande morte est une pratique courante pour limiter l'activation du **Réglage primaire**. Les **Valeurs de référence** sont données en ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.
- OC 8.2.7 À la déviation de fréquence maximale en régime permanent, toute la **Réserve primaire** doit être activée. Chaque **Gestionnaire de réseau** doit vérifier les régulateurs de vitesse du **Parc de production** dans sa **Zone de réglage**.
- OC 8.2.8 Au niveau de la **Zone de réglage**, chaque **Gestionnaire de réseau** doit contribuer au déploiement du **Réglage primaire** avec une part minimale calculée comme le produit de la **Réserve globale du réglage primaire** d'une **Zone synchrone** multiplié par un **Facteur de**

contribution (c_i), qui est le rapport entre l'énergie produite dans une **zone de réglage** et l'énergie totale produite dans la **Zone synchrone** pendant la période considérée. Les **Gestionnaires de réseau** à l'intérieur du **GT2** peuvent convenir d'une durée minimale différente du **Réglage primaire** et/ou la différencier par technologie ou source. Les valeurs de référence sont données en ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 8.2.9 Les **Facteurs de contribution** sont vérifiés par l'**OSM**, en analysant les perturbations de fréquence.

OC 8.2.10 Une distinction est faite entre la qualité du **Réglage** dans toute la **Zone synchrone** (qualité globale) et la qualité du réglage dans chaque **Zone de réglage** (qualité locale). Chaque **Zone de réglage** interconnectée doit agir pour fournir un **Réglage primaire**, afin de garantir le maintien d'un niveau élevé de qualité globale.

OC 8.2.11 L'objectif principal d'un réglage de qualité globale à réaliser par l'**OSM** est d'évaluer les performances du **Réglage primaire** de toute la **Zone synchrone**. Ceci doit être réalisé en analysant la fréquence du système du **Réseau** pendant les perturbations. Le principal objectif de cette analyse de fréquence doit être d'estimer la fiabilité opérationnelle du **Réseau** interconnecté. La caractéristique de fréquence du **Réseau** de toute la **Zone synchrone** est calculée par la relation suivante :

$$\lambda = \Delta P / \Delta f$$

où :

- a) ΔP est la variation de puissance provoquant une perturbation et,
- b) Δf est l'écart de fréquence quasi-stationnaire en réponse à une perturbation.

OC 8.2.12 Δf est déterminée à partir d'une « ligne de lissage » tracée entre dix (10) et trente (30) secondes après la perturbation (Figure OC 2).

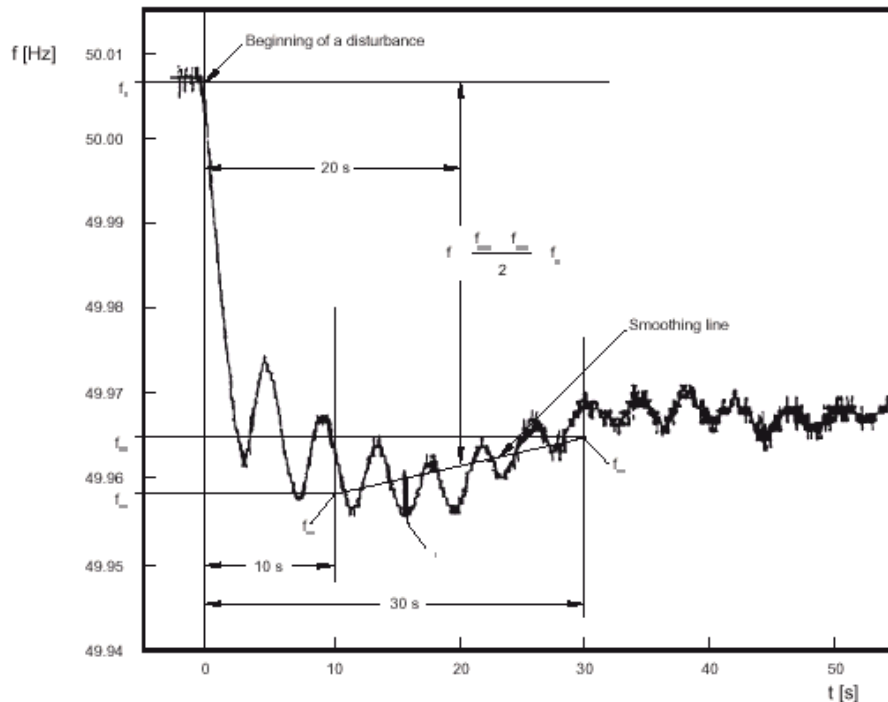


Figure OC 2. Représentation de la « ligne de lissage ».

OC 8.2.13 La partie principale de la **Réserve primaire** doit être activée après vingt (20) secondes, tandis que la contribution du **Réglage secondaire** à la correction de la perturbation ne sera pas encore perceptible.

OC 8.2.14 Un **Réglage** de qualité local doit permettre à chaque partie de vérifier si sa contribution respective au **réglage primaire** est conforme aux exigences. Un **Opérateur de zone LFC**, en coordination avec l'**OSM** peut vérifier la qualité de son **Réglage primaire** en évaluant la caractéristique de fréquence de **Réseau** dans sa **Zone de réglage** chaque fois qu'une perturbation se produit et en la comparant avec la caractéristique de fréquence de régime du **Réseau** de l'ensemble de la **Zone synchrone**. La caractéristique de fréquence de réseau dans une **Zone de réglage** est calculée par le rapport suivant :

$$\lambda_{CA} = \Delta P_{CA} / \Delta f$$

Avec :

- ΔP_{CA} étant la variation de puissance générée dans une **Zone de réglage** en réponse à une perturbation, mesurée aux points d'interconnexion des lignes d'interconnexion entre les **Zones de réglage** adjacentes.
- Δf étant l'écart de fréquence quasi-stationnaire en réponse à une perturbation de ΔP .

OC 8.2.15 PROCEDURE D'ESSAI PROPOSEE POUR LE REGLAGE PRIMAIRE DES UNITÉS DES PRODUCTION dans ANNEXE B – rend compte d'une proposition de procédure pour établir un diagnostic rapide de la contribution des **Unités de production** au **Réglage primaire**.

OC 8.3 Réserve secondaire

OC 8.3.1 Conformément au principe selon lequel chaque **Gestionnaire de réseau** d'une **Zone synchrone** doit utiliser toutes les ressources internes pour éviter de propager l'effet de toute **Contingence** survenue dans son **Système électrique** au reste des **États membres interconnectés**, la **Réserve secondaire** du **Gestionnaire de réseau** elle-même doit :

- a) Être suffisante pour compenser le **Déséquilibre** causé par la perte de **Production** et/ou les erreurs de **Prévision de la demande** dans sa **Zone de réglage** ;
- b) Rétablir la fréquence dans la **Zone synchrone** à ses valeurs nominales.

OC 8.3.2 Les **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone** doivent s'accorder sur les méthodes de calcul des quantités minimum de **Réserves secondaires** que chaque **Gestionnaire de réseau** est tenu de mettre à disposition. En cas de non-accord, ils fixent l'objectif de disposer de ressources suffisantes à au moins 99,9 % du temps. Une méthode intégrale de convolution consolidée entre l'erreur de **Prévision de la demande** et la probabilité d'indisponibilité de la **Production** doit être adoptée dans un tel cas.

OC 8.3.3 En aucun cas, la **Réserve secondaire** ne doit être inférieure à la **Puissance nominale** de la plus grande **Unité de production** dans la **Zone de réglage**. Chaque **Gestionnaire de réseau** est responsable et doit alerter l'**OSM** si cette condition ne peut être respectée.

OC 8.3.4 Les valeurs par défaut de la **Réserve secondaire** dépendent de l'horizon de la prévision. Proche du temps réel, la **Puissance nominale** de la plus grande **Unité de production** dans la **Zone de réglage** pourrait être suffisante comme valeur par défaut, tandis que la veille, en raison de l'incertitude sur la **Prévision de la demande** et l'**EnRV**, la valeur par défaut de la **Réserve secondaire** pourrait être supérieure à la **Puissance nominale** de la plus grande **Unité de production** dans la **Zone de réglage**.

OC 8.3.5 Les **Gestionnaires de réseau** doivent contrôler l'utilisation de la **Réserve secondaire** au moyen d'un système **LFC** automatique. Dans le cas d'un déploiement total de la **Réserve secondaire** automatique, les besoins additionnels de **Réserve secondaire** peuvent être activés manuellement. Par conséquent, les **Gestionnaires de réseau** doivent adopter un système de **Régulation automatique de la production (AGC)** comprenant un régulateur central dans le **SCADA**, des liaisons de télécommunication entre le régulateur central et les régulateurs au sein des **Unités de production**.

OC 8.3.6 Le **LFC** doit être de type proportionnel-intégral commandé en entrée par l'**ACE** – c'est-à-dire une combinaison linéaire de déviation de la fréquence du système et la déviation de puissance, conformément à ce qui suit :

$$ACE = \Delta P + k \Delta f$$

Où :

- a) $\Delta P = P_{\text{meas}} - P_{\text{prog}}$
- b) $\Delta f = f_{\text{meas}} - f_0$
- c) P_{meas} est la somme des transferts de puissance active mesurés sur les lignes d'interconnexion entre les **Zones de réglage** adjacentes ;
- d) P_{prog} est le **Programme de Zone de réglage** ;
- e) K est le **Facteur-K** de la **Zone de réglage** considérée ;
- f) f_{meas} est la fréquence mesurée du **Système électrique** ;
- g) f_0 est la fréquence du point de consigne (50 Hz).

OC 8.3.7 En trente (30) secondes, le **LFC** doit commencer à réduire jusqu'à zéro l'**écart de réglage de zone (ACE)** dès que possible mais pas au-delà de vingt (20) minutes sans dépassement.

OC 8.3.8 Le temps de cycle du **LFC** doit être réglé entre un (1) et cinq (5) secondes.

OC 8.3.9 Le **Facteur-K** est calculé sur une base régulière (6 à 12 mois), en tant que pourcentage de l'**Energie réglante globale du réseau** de la **Zone synchrone**. Les **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone** doivent coordonner les algorithmes à adopter, les données et les calculs pour approbation. À moins que les **Gestionnaires de réseau** appartenant à la même **Zone synchrone** ne s'accordent sur un calcul différent, le **Facteur-K_i** pour chaque **Zone de réglage** est le produit du **Facteur de contribution** (c_i) par l'**Energie réglante globale du réseau** de la **Zone synchrone**.

OC 8.3.10 Différents partages et paramètres du **Facteur-K_i** sont soumis à un accord entre les **Gestionnaires de réseau** au sein du **GT2** ou de la **Zone synchrone**.

OC 8.3.11 Pour permettre la surveillance continue de la qualité du **Réglage secondaire**, les déviations de fréquence et de puissance active sont évaluées statistiquement chaque mois en déterminant la déviation standard. Les éléments suivants doivent également être mesurés et surveillés :

- a) Déviations de fréquence > 200 mHz ;
- b) Proportion de temps pendant lequel la déviation de fréquence dépasse 200 mHz.

OC 8.3.12 La qualité du **Réglage secondaire** doit être surveillée par **Zone synchrone** en mesurant et en analysant le réglage dans les **Zones de réglage** individuelles après les pertes de **Production** ou de **Charge** dépassant la valeur déterminée par l'**OSM** sur une base annuelle. La taille exacte de la perte doit être fournie par l'**Opérateur de zone LFC** concerné à l'**OSM**. Les **Informations** suivantes sont nécessaires à cet effet :

- a) Le lieu de la perturbation, la date et l'heure de la perturbation ;

- b) La quantité de perte de **Production/Charge** ou ajout de **Charge** pendant la perturbation.

OC 8.3.13 L'**OSM** doit enquêter, préparer un rapport et le communiquer à toutes les **parties** interconnectées.

OC 8.3.14 Le **Réglage automatique de la production (AGC)** doit autoriser les modes de réglage spéciaux suivants :

- a) Le *Mode de réglage de la fréquence*, à savoir que le **Gestionnaire de réseau** n'active pas le composant ΔP de l'**écart de réglage de zone (ACE)** ;
- b) Le *Mode de réglage de la ligne d'interconnexion*, à savoir que l'erreur de contrôle de fréquence Δf n'est pas incluse dans l'**écart de réglage de zone (ACE)** ;
- c) *État de réglage gelé*, à savoir qu'aucun point de consigne du **Réglage secondaire** ne sont activés et aucun **écart de réglage de zone (ACE)** n'est contrôlé jusqu'à ce que le mode de fonctionnement normal soit réactivé ;
- d) *État de réglage arrêté*, à savoir que dans des conditions extrêmes, le système de **Réglage automatique de la production (AGC)** est désactivé et les points de consigne sont réinitialisés.

OC 8.4 Réserve tertiaire

OC 8.4.1 La taille de la **Réserve tertiaire** est du même ordre de grandeur que la **Réserve secondaire** (au moins la plus grande perte de puissance), utilisée pour le remplacement lorsque les **Indisponibilités de production** et/ou les erreurs de prévision durent plus d'un temps donné et que l'**écart de réglage de zone (ACE)** ne peut pas être réduit à zéro. La **Réserve tertiaire** est activée en reprogrammant la production dans une **Zone de réglage** où les ressources de régulation sont épuisées ou la **Charge** a été coupée. La **Réserve tertiaire** peut être partiellement ou totalement alimentée par des **Unités de production** non tournantes. Pour les **Unités de production** non tournante, un mix d'**Unités de production** avec des temps de démarrage compris entre trente (30) minutes et six (6) heures est recommandé.

OC 9. SUPERVISION ET CONTRÔLE EN TEMPS RÉEL

OC 9.1 Outils standard de supervision et de contrôle

OC 9.1.1 La tâche de supervision et de contrôle en ligne est effectuée en temps réel. Afin d'éviter les défauts systémiques dans le contexte du **LFC**, il est essentiel de vérifier la cohérence à l'échelle de la **Région** des variables d'entrée pour l'exploitation en ligne utilisées par les **Entités** concernées. Cette vérification comprend la déviation de réglage utilisé comme valeur d'entrée pour le **Réglage fréquence-puissance** ainsi que l'observation en temps réel des échanges d'énergie transfrontaliers entre toutes les **Zones de réglage** du **Système électrique** de l'**EEEOA**.

OC 9.1.2 Tous les **Opérateurs de zone LFC** doivent avoir la responsabilité de fournir ces variables d'entrée à l'**OSM** pour surveiller l'interconnexion du **Système électrique de l'EEEOA**.

OC 9.1.3 La supervision et le contrôle doivent être basés sur différentes couches d'activités et nécessitent une infrastructure de communication efficace. En ce qui concerne le présent **Code d'exploitation**, les **Gestionnaires de réseau** doivent se conformer à une capacité standard minimale pour superviser et contrôler l'équilibrage et les flux. À cet égard, ils doivent adopter les mêmes solutions en ce qui concerne le **Réseau pertinent**.

OC 9.1.4 En cas de perturbation importante menaçant la fiabilité du **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA**, l'**OSM** doit mettre en place, auprès des **Gestionnaires de réseau**, une procédure de collecte des données nécessaires à l'analyse des événements et à la production d'un rapport de perturbation qui pourrait être utilisé ultérieurement pour l'analyse post-événement.

OC 9.2 Plateforme TIC

OC 9.2.1 Les plateformes de la **Technologie de l'information et des communications (TIC)** doivent être utilisées pour la coordination **Opérationnelle** entre les **Gestionnaires de réseau** d'une **Zone synchrone**, au moins pour la supervision en temps réel et le **Processus de coordination de la planification des indisponibilités**.

OC 9.2.2 Compte tenu des perspectives d'expansion de l'**Interconnexion transfrontalière**, tous les **Gestionnaires de réseau** doivent adopter des solutions hautement interopérables conformément aux technologies les plus récentes et les **Bonnes pratiques de l'industrie**, après confirmation par l'**OSM**.

OC 9.2.3 Les **Gestionnaires de réseau** doivent :

- a) Garantir la plus large interopérabilité au niveau du **Système électrique de l'EEEOA** ;
- b) Adopter des protocoles communs et alignés sur les **Bonnes pratiques de l'industrie** ;
- c) S'engager à coopérer pour mettre à niveau la plate-forme **TIC** chaque fois que l'efficacité ou l'interopérabilité est en jeu.

OC 9.2.4 Les **Gestionnaires de réseau** dans le **GT3** doivent émettre les lignes directrices techniques pour des solutions harmonisées et pour les pratiques quotidiennes sur la plate-forme **TIC**. À cet égard, une participation active aux organismes de normalisation est recommandée.

OC 9.2.5 Les plateformes **TIC** doivent garantir une fiabilité et une redondance élevées. La partie communication de cette plateforme est le **Réseau étendu (WAN)** reliant les **Centres de contrôle** et dédié aux **Echanges de données d'exploitation**.

OC 9.2.6 Seuls les **Gestionnaires de réseau** peuvent avoir accès au **WAN** du **Système électrique de l'EEEOA**. Ils sont responsables de la protection du **WAN** du **Système électrique de l'EEEOA** contre les intrusions et les menaces externes. Les **Gestionnaires de réseau** doivent s'assurer que leur

WAN est conforme aux exigences de sécurité et aux normes de performance. L'**OSM** doit avoir la permission et l'approbation des **Gestionnaires de réseau** pour avoir accès à leur **WAN** et doit se conformer aux mêmes normes de protection.

OC 9.2.7 Tous les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** ayant accès à la plateforme de communication sont soumis à des obligations de confidentialité.

OC 9.2.8 Les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** ne sont pas autorisés à échanger directement des **Informations** avec des réseaux externes, internet inclus. Les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** doivent interposer des passerelles intermédiaires pour garantir la sécurité si des **Informations** avec des réseaux externes sont nécessaires.

OC 9.2.9 Les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM**, dans le cadre des activités du **GT3**, doivent convenir :

- a) des protocoles (par exemple TASE.2, FTP, CIM) ;
- b) de l'administration des systèmes TIC ;
- c) de l'emplacement des serveurs.

OC 9.2.10 Pour garantir la fiabilité du **WAN** du **Système électrique de l'EEEOA**, chaque **Gestionnaire** de réseau et l'**OSM** doivent être connectés au système de communication **TIC** et héberger deux (2) connexions pour acheminer les **Informations** depuis et vers deux fournisseurs de services de réseau **TIC** différents des **États membres interconnectés**. Les connexions doivent être constituées de liaisons privées fonctionnant à 10-100 Mbit/s.

OC 9.2.11 Une structure de communication dédiée et protégée est nécessaire pour échanger les **Données d'exploitation** et des Informations en temps réel. La voix sur IP et le signal des **Dispositifs de Protection Spéciaux (WAPS)** ne sont pas autorisés à être échangés au moyen du **WAN** du **Système électrique de l'EEEOA**.

OC 9.2.12 **L'Echange de données** en temps réel est la première priorité. Le **WAN** du **Système électrique de l'EEEOA** est principalement dédié :

- a) Au **Système d'alarme** ;
- b) A toutes les mesures et signaux du **Réseau pertinent** ;
- c) A la représentation complète de la topologie du **Réseau de transport**.

OC 9.2.13 La deuxième priorité est l'**Echange des données** typiques d'une **Exploitation fonctionnelle**, par exemple les **Modèles de réseau** pour les activités intra journalières, l'indisponibilité inattendue des éléments.

OC 9.2.14 La dernière priorité est l'échange de données pour le **Processus de coordination de la planification des indisponibilités**, c'est-à-dire :

- a) **Modèles de réseau individuels** et **Modèles de réseau commun** ;
- b) **Capacité nette de transfert (NTC)** ;
- c) **Plans d'indisponibilité**.

OC 9.3SCADA

OC 9.3.1 La composante application de la plateforme **TIC** englobe le **SCADA** et le **Système de gestion de l'énergie (EMS)**.

OC 9.3.2 Les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** doivent adopter un système **SCADA** efficace, fiable et sûr.

OC 9.3.3 En ce qui concerne l'**Interconnexion transfrontalière**, le **SCADA** doit importer et exporter les statuts des appareillages de coupure pour reproduire la topologie et les télémesures associées du **Réseau pertinent** pour garantir la visibilité la plus efficace. Cette visibilité des actions sur le **Réseau pertinent** est considérée comme vitale pour les actions d'urgence coordonnées et individuelles.

OC 9.3.4 Les exigences générales du **SCADA** concernent :

- a) La période d'échantillonnage, autant que possible uniforme (par exemple 2-4 sec) dans la même **Zone synchrone** ;
- b) **Le Réglage fréquence-puissance (LFC)** comme spécifié dans le présent **Code d'exploitation**.

OC 9.3.5 Le **SCADA** doit exécuter au moins les applications suivantes :

- a) Interfaces homme-machine efficaces et systèmes d'alarme ;
- b) Comparaison entre les prévisions et les données actuelles, à intervalles de 15 minutes, des puissances moyennes regroupées à différents niveaux de la zone interne, au niveau de la **Zone de dépôt des offres** et au niveau de toute la **Zone de réglage** ;
- c) Afficheurs dédiés pour les productions **EnR** ;
- d) **Estimateur d'état**.

OC 9.3.6 Les systèmes **SCADA** sont soumis à des directives de cybersécurité et à des auto-évaluations pour vérifier au moins le niveau de sécurité et le cyber-risque à travers les **Gestionnaires de réseau** connectés dans le **WAN** d'échange d'**Informations**.

OC 9.4 Système de gestion de l'énergie (EMS)

OC 9.4.1 L'**EMS** est l'ensemble des applications fortement connectées au système **SCADA** englobant des outils informatiques complexes conçus pour soutenir les décisions des **Gestionnaires de réseau** dans les salles de contrôle.

OC 9.4.2 Les **Gestionnaires de réseau** doivent adopter des **EMS** efficaces suivant le principe selon lequel plus leur **Système électrique** est géré de manière optimale, plus l'**Exploitation fonctionnelle** de tout le **Système électrique de l'EEEOA** est sécurisée.

OC 9.4.3 En plus des applications pour l'**Exploitation fonctionnelle** (par exemple, écoulement de puissance optimal en temps réel), il est recommandé d'inclure dans le paquet **EMS** au moins les applications suivantes, en mettant l'accent sur les problèmes d'**Interconnexion transfrontalière** :

- a) Les contrôles des **Normes de sécurité d'exploitation (N-1 OSS)** à des intervalles de temps compris entre cinq (5) et quinze (15) minutes ;
- b) L'**Analyse de la stabilité dynamique** ;
- c) Les systèmes de commande pour enregistrer les ordres de programmation transmis aux **Unités de production** et aux **Négociants Certifiés**.

OC 9.4.4 En ce qui concerne l'**Interconnexion transfrontalière**, l'**EMS** comprendra également un **Système d'alarme (WS)** pour alerter et informer les **Gestionnaires de réseau** simultanément et en temps réel des problèmes à venir ou en cours. Le **Système d'alarme (WS)** doit consister en une série de fenêtres synoptiques d'affichages représentant les **Zones de réglage** de la **Zone Synchrone**. Ces **Zones de réglages** sont représentées par les **Informations** relatives à la fréquence, au montant des échanges transfrontaliers d'électricité réels par rapport au programme d'échange et aux tensions dans les nœuds pivots du **Réseau de transport**. Les fenêtres synoptiques d'affichages sont les mêmes pour chaque **Gestionnaire de réseau** et sont utilisés pour alerter simultanément et immédiatement tous les **Gestionnaires de réseau** au moyen de différentes codes de couleurs lorsque les seuils de sécurité sont violés.

OC 9.5 Enregistrement du comportement des ouvrages électriques

OC 9.5.1 Pour analyser le comportement des **Interconnexions transfrontalières**, les lignes d'interconnexion doivent au moins être équipées d'enregistreurs de défaillances et d'événements associés au système de protection ou aux sous-stations de la **Zone synchrone**.

OC 9.5.2 Les lignes d'interconnexion doivent être équipées de localisateurs de défauts, afin d'alerter immédiatement les équipes du côté de la ligne d'interconnexion où le défaut est apparu et d'accélérer les réparations urgentes.

OC 9.5.3 Il est recommandé de compléter le système de surveillance conventionnel par des **Synchrophaseur (PMU)** de manière à constituer un réseau de surveillance efficace des phénomènes dynamiques dans les **Zones synchrones**. Les données collectées doivent être

partagées entre tous les **Gestionnaires de réseau** de la **Zone synchrone** et alimenter l'**Analyse de la stabilité dynamique (DSA)**.

OC 9.6 Activités dans la salle de contrôle des centres de contrôle

OC 9.6.1 Les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent constamment maintenir le contact pour contrôler leur **Zone de réglage** et l'**Interconnexion transfrontalière** 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Les **Centres de contrôle** sont les entités correspondantes habilitées à prendre des décisions coordonnées sur l'**Exploitation fonctionnelle** interconnecté.

OC 9.6.2 En ce qui concerne le contrôle en temps réel, les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent :

- a) Énumérer sous forme écrite les instructions de conduite les plus utilisées et/ou les plus critiques avec des descriptions complètes en anglais et en français ;
- b) Convenir et adopter une langue commune d'exploitation ;
- c) Disposer de canaux de communication dédiées redondantes entre les salles de contrôle des **Centres de contrôle** et l'**OSM** ;
- d) Convenir de protocoles pour effectuer en toute autonomie des activités complexes dans des conditions spécifiques (ex : séquences de **Reconstitution**).

OC 9.6.3 Les **Gestionnaires de réseau** voisins doivent échanger réciproquement leurs **Listes des contingences** respectives et les **Actions correctives** correspondantes disponibles de manière à entreprendre l'**Analyse de la stabilité dynamique (DSA)**. Ces données sont également fournies à l'**OSM**.

OC 9.6.4 Les **Gestionnaires de réseau** et l'**OSM** doivent garantir la compétence de leurs opérateurs physiques et leur attitude professionnelle et diligente.

OC 9.6.5 Pour la protection du comportement de l'opérateur physique et sans préjudice de la réglementation nationale applicable, notamment en matière de droit du travail ou de protection des données à caractère personnel, il est recommandé d'enregistrer les appels téléphoniques entre opérateurs physiques, de les protéger et de les récupérer uniquement en cas d'enquêtes formelles. Nonobstant la réglementation nationale applicable de chacun des États membres, une procédure est nécessaire pour mettre en œuvre de telles mesures.

OC 9.6.6 En ce qui concerne les applications de routine que les opérateurs dans les **Centres de contrôle** doivent effectuer, les règles suivantes s'appliquent :

- a) Fournir à l'**OSM** l'ensemble de données décrivant les caractéristiques pertinentes du **Système électrique (Production, Demande et topologie du Réseau)** et les règles pour modifier ces caractéristiques au cours du processus de calcul du **NTC**, afin de créer un **Modèle de réseau commun** pour l'analyse des **réseaux** ;

- b) Effectuer l'analyse de sécurité à intervalles réguliers et à la demande quand les conditions d'exploitation l'exigent ;
- c) Gérer le **LFC** et les **Réserves** d'équilibrage ;
- d) Avertir dès qu'ils le peuvent des situations critiques survenant dans leur **Zone de réglage** ;
- e) Exécuter le **Plan de reconstitution** en coopération avec les **Gestionnaires de réseau** voisins et l'**OSM**.

OC 10.ÉCHANGE DE DONNÉES, DE DOCUMENTS ET D'INFORMATIONS

OC 10.1.1 Les échanges de toutes les données, documents et **Informations** entre les **Gestionnaires de réseau**, l'**OSM**, l'**EEEOA**, l'**ARREC** et/ou les **Autorités de régulation nationales** sont effectués conformément aux **Procédures opérationnelles** définies par l'**OSM**, adoptées par l'**EEEOA** et approuvées par l'**ARREC**. Les données obligatoires à échanger sont présentées dans OC 10.2 à OC 10.5.

OC 10.2 Rapport annuel d'exploitation

OC 10.2.1 Le **Rapport annuel d'exploitation** est utilisé pour promouvoir auprès des **États membres** et des entités externes l'**Interconnexion transfrontalière**, en soulignant les progrès dans l'**exploitation fonctionnelle** et le marché. Il est **Publié** chaque année par l'**OSM**

OC 10.2.2 Nonobstant les politiques et obligations en matière de confidentialité, les **Gestionnaires de réseau** doivent coopérer avec l'**OSM** pour lui permettre de publier régulièrement le **rapport annuel d'exploitation** avec des détails des **Zone synchrones** et des **Gestionnaires de réseau** isolés. En référence à l'année «A», le **Rapport annuel d'exploitation** doit être publié au plus tard le premier trimestre de A+1.

OC 10.2.3 Le **Rapport annuel d'exploitation** traite à minima des sujets suivants.

- a) Principaux faits et chiffres ;
- b) **Demande** en énergie et puissance ;
- c) Quantité des échanges transfrontaliers d'électricité frontière par frontière ;
- d) **Production** par source ;
- e) Progression de la pénétration des **EnR** ;
- f) Les faits et événements pertinents, y compris les perturbations majeures et les crises ;
- g) Tout autre sujet que les **Gestionnaires de réseau** décident conjointement de rapporter.

OC 10.2.4 **L'OSM**, avec le soutien du **GT2** coordonne la collecte de données et l'activité de rédaction pour la publication d'un rapport trimestriel sur la fréquence et les échanges de puissance.

OC 10.2.5 Les **Informations** sensibles ou confidentielles relatives au **Rapport annuel d'exploitation** sont transmises exclusivement au **Gestionnaire de réseau** concerné pour les actions relevant de son **Réseau de transport**

OC 10.3 Données pour l'analyse des incidents

OC 10.3.1 Les défauts ordinaires sur les lignes d'interconnexion sont considérés comme des activités de routine réglementées par les **Accords d'exploitation**.

En cas de perturbations majeures impliquant plus d'un **Gestionnaire de réseau**, l'**OSM**, en consultation avec le **GT2**, désigne une équipe d'enquête technique pour rédiger un rapport commun partagé. Pour ce faire, les **Gestionnaires de réseau** échangent des données à analyser dans le format et les détails demandés par cette équipe. Un tel rapport devrait au moins analyser :

- a) Conditions préalables au défaut ;
- b) Début du défaut et son évolution ;
- c) Réponse de la Protection et du **Plan de défense** ;
- d) Conduite des opérateurs ;
- e) Causes profondes et retour d'expérience.

OC 10.4 Données pour les statistiques

OC 10.4.1 Les données statistiques doivent être la base des prévisions tant dans l'**Exploitation fonctionnelle** que dans la planification. Les données historiques sont stockées dans la base de données commune et conservées par les **Gestionnaires de réseau**.

OC 10.4.2 La collecte de données statistiques est effectuée régulièrement et vérifiée par l'**OSM**. Tout changement après la collecte doit être enregistré et vérifié par l'**OSM**.

OC 10.5 Documentation

OC 10.5.1 L'**Accord d'interconnexion** est le principal document technique nécessaire pour gérer en toute sécurité les **Installations d'Interconnexion transfrontalière**. Il s'agit d'un document formel enregistré et toute modification de celui-ci doit être convenue à l'avance et correctement enregistrée.

OC 10.5.2 L'**Accord d'interconnexion** fait référence à une seule installation d'Interconnexion transfrontalière. Pour chacun d'eux, l'**Accord d'interconnexion** comprend :

- a) Toutes les données sur la propriété et l'identification du **Point de raccordement**, c'est-à-dire l'interconnexion, y compris les sous-stations d'envoi et de réception ;

- b) Les limites physiques (en terme de propriété) et **Opérationnelles** ;
- c) La liste des **Ouvrages** ;
- d) Toutes les caractéristiques nominales (physiques) de chaque **ouvrage** unique en régime permanent et en régime transitoire ;
- e) La certification de tous les tests passés lors de l'acceptation de l'**Installation** ;
- f) Les noms et adresses du personnel, classés par position et par fonction (par exemple responsable, opérateur de quart, etc.) surveillant le poste et de même pour le personnel des **Centres de contrôle** ;
- g) Le schéma unifilaire des postes comprenant la position des appareillages de coupure et des **Transformateurs de mesure** ;
- h) Le système complet de protection contre les défauts ;
- i) Les réglages des protections contre les défauts ;
- j) L'automatisme ;
- k) Les **Dispositifs de Protection spéciaux (WAPS)** (le cas échéant) ;
- l) **L'Équipement de comptage** ;
- m) Les règles de sécurité et les procédures de sécurité ;
- n) Les responsabilités de maintenance ;
- o) L'exploitation du **Système de transport flexible en courant alternatif (FACTS)** ou des **systèmes CCHT** en termes de modes de réglage et de compensation de puissance réactive.

OC 10.5.3 Le schéma de protection complet établissant la coordination qui doit être effectuée conjointement, selon des procédures bien définies telles que :

- a) Les Procédures de maintenance (type, périodicité, réparation et remplacement des appareils ou leurs composants) ;
- b) Test de toutes les protections sur les interconnexions.

OC 11. TESTS ET SURVEILLANCE DES PERFORMANCES

OC 11.1.1 Les engagements et obligations de chaque **Gestionnaire de réseau** à l'égard d'autres **Gestionnaires de réseau** interconnectés reposent principalement sur l'efficacité des machines, des équipements et des procédures des **Utilisateurs du réseau de transport** de sa **Zone de réglage**. Pour aider les **Gestionnaires de réseau** à s'acquitter de leur propre responsabilité vis-à-vis de l'**Exploitation fonctionnelle** du **Système électrique** interconnecté, le présent **Code d'exploitation** prescrit de s'appuyer sur les performances des **Utilisateurs du réseau de transport** au moyen de tests périodiques réguliers. La fréquence des tests périodiques, les

modalités de test et en général le contrôle des performances sont réglementés et organisés par les **Gestionnaires de réseau** selon les accords en vigueur.

OC 11.1.2 Nonobstant les dispositions des **Codes de réseau nationaux** en matière de contrôle des performances, les **Gestionnaires de réseau** sont tenus d'effectuer, ou requérir des **Utilisateurs du réseau de transport** d'effectuer des tests périodiques sur :

- a) Les **Plans de reconstitution**, y compris les **Capacités de démarrage autonome** (Black start) des **Installations de production** et les réalimentations des **installations de consommation** ;
- b) Les procédures d'**urgence** ;
- c) Les capacités de régulation de fréquence des **Unités de production** ;
- d) Le fonctionnement des relais **UfLS** ou **UVLS** ;
- e) Tout autre dispositif, procédure ou application informatique selon un plan de test que les **Gestionnaires de réseau** considèrent comme vital pour la **Sécurité d'exploitation (SoO)**.

OC 11.1.3 Les méthodes de test relèvent de la décision et de l'entière responsabilité des **Gestionnaires de réseau** qui rapportent périodiquement au **GT2** l'état de ces tests, selon le calendrier défini par l'**OSM**.

OC 11.1.4 Les **Gestionnaires de réseau** doivent tenir à jour des inventaires internes des **Unités de production** chargées de fournir des **Capacités de démarrage autonome** (Black start) et d'autres services de **Reconstitution**. Les **Gestionnaires de réseau** doivent joindre aux inventaires, des registres dans lesquels les tests et leurs résultats sont enregistrés. Les **Gestionnaires de réseau** doivent limiter l'accès aux **Informations** de ces registres.

OC 12.FORMATION DES OPERATEURS DU SYSTEME

OC 12.1.1 Les dispositions relatives à la formation des **Opérateurs du système** aux questions d'**Exploitation** sont régies par le **Code de formation des opérateurs du système**.

OC 13.LA CYBER-SÉCURITÉ

OC 13.1.1 Le **Système électrique** globale est considéré par les **États membres** comme une infrastructure à mission essentielle. À ce titre, la cybersécurité de chaque **Gestionnaire de réseau** de l'**Interconnexion transfrontalière** doit être conforme aux politiques nationales respectives et à leurs exigences en matière de confidentialité.

OC 13.1.2 En ce qui concerne l'infrastructure commune des **TIC** adoptée pour l'**Echange de données en temps réel** et le **Processus de coordination de la planification des indisponibilités**, l'**OSM**, après consultation du **GT3**, émet des lignes directrices de cybersécurité comprenant :

- a) L'auto-évaluation des capacités de vulnérabilité et de résilience prouvées par des tests de résilience ;
- b) L'analyse des **Scénarios** de menaces cybernétiques, l'évaluation des risques et les plans de sécurité ;
- c) L'organisation des mesures d'atténuation physiques ;
- d) Les procédures de réponse aux attaques.

OC 13.1.3 Les **Gestionnaires de réseau**, dans le cadre d'une approche holistique, doivent auto-certifier la conformité aux exigences relatives à la ségrégation physique et fonctionnelle, et le contrôle d'accès aux structures et applications aux infrastructures communes pour l'**Exploitation fonctionnelle**.

OC 14.RECOMMANDATION SUR LA SÉCURITÉ

OC 14.1.1 Le présent **Code d'exploitation** n'a pas pour but de remplacer les règles de sécurité qui sont un ensemble de règles approuvées pour un accès sûr aux postes sources, postes de coupure et autres **Ouvrages du Réseau de transport** et assurer la sécurité des travailleurs lorsqu'ils sont exposés aux risques sur le **Réseau de transport**. La sécurité est de la responsabilité des **Gestionnaires de réseau**. Les **Gestionnaires de réseau** doivent appliquer les règles de sécurité.

OC 14.1.2 En aucun cas, le **Code d'exploitation** :

- a) ne doit être interprété comme remplaçant ou modifiant les règles de sécurité en vigueur chez les **Gestionnaires de réseau**
- b) n'est une incitation directe ou indirecte à enfreindre les règles et procédures de sécurité convenues lors de toute intervention sur les interconnexions.

OC 14.1.3 La sécurité doit prévaloir toujours sur toute autre question relative à l'**Exploitation fonctionnelle** du **Système électrique** interconnectée.

OC 14.1.4 En ce qui concerne le champ d'application du **Code d'exploitation**, les recommandations du **Code d'exploitation** se limitent à la sécurité des **Interconnexions transfrontalières** et s'appliquent :

- a) Mesures de protection contre les risques électriques ;
- b) Aux **Ouvrages** transfrontaliers du **Réseau de transport** qui impliquent au moins deux **Gestionnaires de réseau** ;
- c) aux activités de maintenance et/ou de test.

OC 14.1.5 Les **Gestionnaires de réseau** voisins joignent à l'**Accord d'interconnexion**, les procédures de sécurité et les règles de sécurité de référence adoptées pour chaque interconnexion spécifique. Les procédures de sécurité pour cette interconnexion spécifique doivent également être joints. A la suite de tout changement de règles de sécurité et de géoréférencement des ouvrages, ces documents doivent être convenus, mis à jour et notifiés aux personnes concernées.

OC 14.1.6 Le présent **Code d'exploitation** recommande :

- a) La disponibilité sur site de coordinateurs de sécurité officiellement désignés par chaque **Gestionnaire de réseau** pour tous les sites où des procédures de sécurité doivent être appliquées ;
- b) L'autorisation formelle des coordinateurs de sécurité ;
- c) Enregistrement codé et traçabilité des **Précautions de sécurité** depuis le moment de leur demande jusqu'à leur levée dans le **Registre des précautions de sécurité entre les systèmes** ;
- d) Identification sans ambiguïté des parties de l'interconnexion faisant l'objet des **Précautions de sécurité**.

OC 15.EXIGENCES POUR LA SYNCHRONISATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES

OC 15.1 Généralités

OC 15.1.1 Le chapitre OC 15 traite des exigences pour la synchronisation des **Systèmes électriques** à **Courant Alternatif**. La synchronisation est l'activité nécessaire pour rendre synchrones et interconnectées les précédentes **Zones asynchrones**. Il en résulte ainsi une **Zone synchrone** fiable et adaptée aux besoins de l'**Exploitation fonctionnelle**.

OC 15.1.2 La synchronisation de deux **Zones asynchrones** en **Courant Alternatif** en une seule **Zone Synchrone** nécessite un ensemble d'actions nécessaires pour connecter les **Zones asynchrones** pour la première fois. L'OC 15 présente les principales conditions à remplir lors des phases de synchronisation, y compris les listes d'études et de tests à effectuer dans chaque **Zone asynchrone** (avant la synchronisation) et dans des conditions **Opérationnelles** interconnectées (après la synchronisation).

OC 15.1.3 La synchronisation est un événement impliquant tous les **Gestionnaires de réseau** des zones à synchroniser. La synchronisation doit être acceptée de tous les **Gestionnaires de réseau** concernés à moins que l'exploitation interconnectée dans la **Zone synchrone** impacte la fiabilité et la stabilité du **Système électrique** d'un **Gestionnaire de réseau**

OC 15.2 Harmonisation des procédures opérationnelles

OC 15.2.1 Avant la mise en œuvre d'une **Interconnexion transfrontalière** synchrone, les **Codes de réseau nationaux** et les pratiques d'**Exploitation** des **Gestionnaires de réseau** concernés sont

évalués, harmonisés et adaptés aux exigences des **Codes du MRE**. Une partie de l'évaluation consiste à sélectionner les règles, les obligations et les procédures dont la conformité est obligatoire et la feuille de route pour arriver à une conformité totale. Ce processus d'évaluation est soutenu et coordonné par le **Groupe d'évaluation de la conformité** établi dans le **Cadre des dispositions transitoires**, tel que prévu dans les **Conditions Générales**.

OC 15.2.2 Le processus d'harmonisation doit être conclu avant la première **Exploitation fonctionnelle** commerciale dans la **Zone synchrone**.

OC 15.2.3 La décision finale de synchronisation et de connexion est prise à l'unanimité par tous les **Gestionnaires de réseau** concernés dans la **Zone synchrone** envisagée, sur la base de la proposition de l'**OSM**.

OC 15.3 Réglage Fréquence-Puissance

OC 15.3.1 Lors de la connexion de deux ou plusieurs **Systèmes électriques** asynchrones, chaque **Gestionnaire de réseau** doit garantir le respect de ses propres obligations concernant le **LFC** à l'intérieur de sa **zone LFC** conformément aux exigences définies dans le présent **Code d'exploitation** (voir OC 8).

OC 15.3.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** est responsable de l'exploitation selon la structure **LFC** de sa **Zone synchrone**.

OC 15.3.3 Les principes et obligations à définir dans l'accord du **LFC** pour chaque **Gestionnaire de réseau** exploitant une **Zone LFC** comprennent :

- a) Collecter et calculer le **Programme de Zone de réglage** entre les zones conformément à la planification et la conduite de réseau en OC 7 ;
- b) Mesurer et surveiller les transports d'énergie sur les lignes d'interconnexion ;
- c) Calculer (ou mesurer) l'**Ecart de réglage de zone (ACE)** ;
- d) Exécuter le processus de reconstitution de fréquence.

OC 15.3.4 Les **Gestionnaires de réseau**, sous la coordination de l'**OSM**, doivent s'accorder sur le niveau de la **Réserve primaire** et sa répartition entre les **États membres interconnectés** ; notamment :

- a) Le critère de dimensionnement de base de la **Réserve primaire** se base sur la capacité de résister à l'**Incident de référence** dans la **Zone synchrone** concernée en contenant la fréquence du système dans la déviation de fréquence instantanée maximale et en stabilisant la fréquence du système dans la déviation de fréquence maximale en régime permanent. La définition de l'**Incident de référence** doit prendre en compte la déviation de puissance instantanée maximale attendue entre la **Production** et la **Demande** causée par une **Contingence normale**. L'**Incident de référence** est déterminé en tenant compte, au moins de :

- i. la perte de la plus grande **Unité de production** ;
 - ii. la perte d'une section de ligne ;
 - iii. la perte d'un jeu de barres ;
 - iv. la perte de la plus grande **Installation de consommation** ;
- b) Le contrôle de réglage primaire de fréquence et les performances cibles minimales doivent inclure la définition :
 - i. de la précision requise des mesures de fréquence locales ;
 - ii. de la **Bande morte de réponse à une variation de fréquence** du régulateur des unités de réglage ;
 - iii. de la valeur minimale de la **Puissance nominale** au-dessus de laquelle chaque **Unité de production** doit être incluse dans le groupe des **Unités** de régulation ;
 - iv. du temps de déploiement physique de la **Réserve primaire** en cas de déviation de fréquence par rapport à sa valeur nominale ;
 - v. de la durée minimale de la capacité de livraison du **Réglage primaire** ;
 - vi. de la déviation de fréquence pour l'activation complète de la **Réserve primaire** ;
 - vii. du cycle de mesures de la fréquence du système.

OC 15.3.5 Pour restaurer la fréquence à sa valeur nominale à la suite d'une perturbation, la **Réserve secondaire** est activée. Les **Gestionnaires de réseau**, avec le soutien de l'**OSM**, élaborent et conviennent des modalités et conditions, ou des méthodologies pour la détermination du niveau de la **Réserve secondaire** et de sa répartition entre les **États membres interconnectés**.

OC 15.3.6 Les **Gestionnaires de réseau** doivent éviter les procédures manuelles et mettre en œuvre un contrôle automatique de fréquence et de transferts d'énergie lorsqu'ils opèrent en **Exploitation fonctionnelle** synchrone suivant un contrôleur de fréquence-puissance qui prend en compte les écarts de puissance ainsi que la fréquence par rapport aux points de consigne correspondants. Le contrôleur automatique doit être intégré dans un **Réglage automatique de la production (AGC)** pour atteindre les objectifs principaux suivants :

- a) Maintenir la fréquence à la valeur nominale ;
- b) Maintenir le **Programme de Zone de réglage** avec la **Zone de réglage** voisine aux valeurs programmées ;

OC 15.3.7 Le signal du **Réglage automatique de la production (AGC)**, appelé point de consigne, est réparti entre les **Installations de production** concernées par le réglage automatique, en utilisant des facteurs de participation.

OC 15.3.8 En cas d'activation prolongée observée ou projetée de la **Réserve secondaire**, la **Réserve tertiaire** doit être activée. Les **Gestionnaires de réseau** doivent développer et s'entendre sur les

termes et conditions ou méthodologies pour la détermination du niveau de la **Réserve tertiaire**. Les **Gestionnaires de réseau** sont responsables de la mise à disposition de toute la **Réserve tertiaire** à l'intérieur de leur **Zone synchrone**.

OC 15.4 Réglage de la tension et de la puissance réactive

OC 15.4.1 Dans une **Zone synchrone**, chaque **Gestionnaire de réseau** doit assurer une réserve de puissance réactive avec un niveau et un temps de réponse adéquats, afin de maintenir les tensions sur les interconnexions et les jeux de barres voisins dans les plages définies dans les **Codes de réseau nationaux**.

OC 15.4.2 Les **Centres de contrôle** des **Gestionnaires de réseau** doivent spécifier conjointement le régime de réglage de tension adéquat et déterminer les actions de réglage de tension afin de garantir le respect des limites communes de **Sécurité d'exploitation (SoO)** et d'éviter un effondrement de tension sur le **Système électrique** interconnecté.

OC 15.4.3 Le **Centre de contrôle** de chaque **Gestionnaire de réseau** convient avec les **Installations de production** connectées à son **Réseau de transport** sur les points de consigne de puissance réactive des **Unités de production**, des plages de facteur de puissance et des points de consigne de puissance pour le réglage de la tension au **Point de raccordement**. Les **Gestionnaires de réseau** ont le droit de donner des instructions relatives au réglage de la tension aux **Installations de production** et chaque **Installation de production** doit utiliser ses sources d'énergie réactive pour s'assurer que les points de consigne de ces paramètres sont maintenus.

OC 15.5 Plan de défense interconnecté

OC 15.5.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent concevoir un **Plan de défense** en tenant compte des limites de **Sécurité d'exploitation (SoO)**, des caractéristiques de leurs **Réseaux de transport**, du comportement et des capacités des **Installations de consommation** ainsi que des **Installations de production**.

OC 15.5.2 Le **Plan de défense** comprend au moins les mesures techniques et organisationnelles suivantes :

- a) Schémas de protection du système comprenant au moins :
 - i. Schéma de réglage automatique de sous-fréquence ;
 - ii. Schéma de réglage automatique de surfréquence ;
 - iii. Schéma de réglage automatique de la tension ;
- b) Les procédures du **Plan de défense** du système comprenant au moins :
 - i. La procédure de gestion des écarts de fréquence ;
 - ii. La procédure de gestion de l'écart de tension ;
 - iii. La procédure de gestion des flux électriques d'interconnexion ;

iv. La procédure de déconnexion manuelle de **Charge**.

OC 15.6 Limites de fréquence

OC 15.6.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent harmoniser les limites des écarts de fréquence en **Etat normal**, en identifiant au moins deux (2) ensembles d'écarts de fréquence :

- a) La plage de variation dans l'**Etat normal** qui doit être égale pour les **Réseaux de transport** ;
- b) Les valeurs maximales supérieures et inférieures de la fréquence et de la durée des écarts de fréquence en **Etat d'urgence**.

OC 15.6.2 Les valeurs de fréquence les plus basses acceptables pour chaque **Zone synchrone** doivent être harmonisées pour déterminer un seuil de basse fréquence instantané maximal commun aux **Réseaux de transport** sur la base d'une évaluation d'une fréquence minimale cible à laquelle la défaillance en cascade, à savoir l'effondrement de fréquence, commence. Les valeurs de référence pour chaque **Zone synchrone** sont données dans ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE. Ces valeurs de référence doivent être révisées périodiquement par l'**OSM** sur la base des résultats d'études appropriées menées par le Groupe de Travail concerné.

OC 15.6.3 Les valeurs de fréquence les plus élevées acceptables doivent être harmonisées et conformes aux paramètres de surfréquence des relais des **Installations de production** connectées aux **Réseaux de transport**.

OC 15.6.4 Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)

OC 15.6.4.1 Avant d'exploiter l'**Interconnexion transfrontalière** synchrone, les **Gestionnaires de réseau** doivent effectuer une étude dédiée pour une conception conjointe d'un **Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)** de leurs **Systèmes électriques**. L'étude porte principalement sur le développement des stratégies pour les plans **UfLS** coordonnés dans le but d'arrêter les chutes de fréquence, de restaurer la fréquence dans les **Réseaux de transport** interconnectés et d'empêcher un **UfLS** déséquilibré.

OC 15.6.5 Mesures contre la chute ou l'élévation de tension

OC 15.6.5.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent établir un accord pour le réglage de la tension et de la puissance réactive sur l'interconnexion dans le but de maintenir les tensions dans une bande passante étroite tel qu'exigé par les **Codes de réseau nationaux** et l'écoulement d'une puissance réactive minimale sur la ligne d'interconnexion.

OC 15.6.5.2 Les **Gestionnaires de réseau** doivent effectuer une étude spécifique portant sur le réglage de la puissance réactive de leurs **Systèmes électriques** dans le fonctionnement en **Etat normal et en Etat d'urgence**. L'étude doit comprendre au moins les éléments suivants :

- a) En **Etat normal**, la détermination des besoins en réserve de puissance réactive, distribution et répartition de la puissance réactive, et problèmes possibles dus aux déséquilibres de puissance réactive en période de pointe et de creux de **Charge** ;
- b) En **Etat d'urgence**, la définition d'une série de contre-mesures pour éviter les violations de la qualité de fourniture de service aux **Installations de consommation**, la perte des auxiliaires des **Installations de production** et les déclenchements des **Installations** conduisant à l'effondrement de la tension. Les contre-mesures peuvent inclure un plan de blocage des régleurs en charge des transformateurs et la mise en œuvre de plans de protection du système pour la gestion de la tension sous la forme d'un plan de **Délestage** sur creux de tension ;
- c) Pour la ligne d'interconnexion, la détermination des principaux paramètres d'une protection automatique pour déclenchement de ligne en cas de niveau de tension élevés ou très bas. Le plan de déclenchement des lignes d'**Interconnexion transfrontalière** doit tenir compte du niveau du flux de puissance réactive et de sa direction ;
- d) L'évaluation des éventuelles surtensions sur l'**Interconnexion transfrontalière** synchrone et de la coordination de la protection contre les surtensions, également appelée coordination d'isolement, afin de minimiser le nombre de défaillances d'isolement et par conséquent le nombre d'interruptions ;
- e) La détermination des paramètres de protection automatique contre les surtensions à fournir aux sous-stations encadrant la ligne d'**Interconnexion transfrontalière** synchrone pour éviter les dommages aux équipements électriques.

OC 15.6.6 **Mesures pour éviter les perturbations majeures**

- OC 15.6.6.1 Les **Gestionnaires de réseau** doivent réaliser une étude spécifique pour la mise en œuvre des **Dispositifs de protection spéciaux (WAPS)** afin de protéger leurs **Systèmes électriques** en **Etat d'urgence**.
- OC 15.6.6.2 Avant de commencer l'essai sur la synchronisation de l'**Interconnexion transfrontalière**, les **Gestionnaires de réseau** doivent étudier le risque d'apparition d'oscillations interzones et locales. Le principal objectif de l'étude est l'évaluation de la stabilité en régime permanent du **Système électrique** interconnecté en :
 - a) évaluant le risque d'oscillations interzones entre les **Systèmes électriques** asynchrones à connecter en exploitation interconnectée, pendant tous les **Scénarios** de **Demande** et les niveaux d'échanges transfrontaliers d'électricité ;
 - b) identifiant les oscillations électromécaniques interzones et locales et les modes de fonctionnement correspondants les plus contraignants (les moins amortis) ;
 - c) réglant les **Stabilisateurs de puissance (PSS)** des principales **Installations de production** comme la mesure d'amortissement la plus importante contre le risque d'oscillations interzones ;

- d) envisageant la détermination d'autres mesures préventives afin d'assurer un fonctionnement stable du **Réseau de transport** après la synchronisation de **l'Interconnexion transfrontalière**, en cas de problèmes de stabilité persistants dus à des oscillations interzones mal amorties affectant les **Réseaux de transport** même avec l'activation des **Stabilisateurs de puissance (PSS)**.

OC 15.6.7 **Mesures contre la perte de synchronisme**

OC 15.6.7.1 Avant de commencer l'exploitation de **l'Interconnexion transfrontalière** synchrone, les **Gestionnaires de réseau** doivent effectuer une **Analyse de la stabilité dynamique (DSA)** pour identifier les limites de stabilité et les problèmes de stabilité possibles dans le **Réseau de transport** interconnecté. L'étude doit utiliser, de manière complémentaire, des analyses de stabilité des petits signaux en régime permanent et des analyses de stabilité transitoires en régime dynamique. Les études de simulation doivent évaluer et surveiller la stabilité dynamique du **Réseau de transport** dans toutes les configurations de système susceptibles de se produire. Lors de l'exécution des **DSA** coordonnées, les **Gestionnaires de réseau** doivent déterminer :

- a) Le but de **l'Analyse de la stabilité dynamique (DSA)** coordonnée en termes d'un **Modèle de réseau commun** ;
- b) La liste des **Scénarios** convenus concernant l'Analyse de la stabilité dynamique (**DSA**) coordonné ;
- c) La liste des **Contingences** ou perturbations convenues dont l'impact est évalué par le biais de **l'Analyse de la stabilité dynamique (DSA)** coordonnée ;
- d) La définition de mesures préventives contre la perte de synchronisme, comme le calcul des marges de stabilité sur les ensembles de coupures critiques. Si l'ensemble de coupure critique s'avère être la ligne d'interconnexion en **Courant Alternatif**, ces marges doivent être incluses dans la capacité de puissance active maximale calculée sur la ligne d'interconnexion en **Courant Alternatif** ;
- e) La définition des **Actions correctives** afin d'éviter les conséquences de la perte de synchronisme. Si la seule **Action corrective** réalisable est l'ouverture de la ligne d'interconnexion en **Courant Alternatif**, l'étude doit examiner les conséquences de la séparation des **Réseaux de transport**.

OC 15.7 **Systèmes de protection**

OC 15.7.1 Les systèmes de protection des **Réseaux de transport** sont critiques pour la fiabilité du **système électrique**. Ainsi, un système de protection principal et un système de protection de secours indépendants est une exigence pour les lignes d'interconnexions en **Courant Alternatif**. Le système de protection à installer doit être capable de détecter tous les types de défauts, y compris la résistance d'arc maximale attendue qui peut se produire à n'importe quel endroit sur la ligne protégée.

OC 15.7.2 Les protections suivantes doivent être vérifiées avec une attention particulière portée sur le **Réseau pertinent** :

- a) Les protections principales et de secours du réseau, qui fournissent une élimination sélective et rapide des défauts pour toutes les combinaisons de défauts avec et sans terre ;
- b) La coordination de la protection de la **Production** contre des défauts externes aux **Unités de production** et leurs capacités de **Tenue aux défauts**.

OC 15.7.3 Les mesures de défense minimales nécessaires doivent inclure l'installation de protections pour la ligne d'interconnexion en **Courant Alternatif** pouvant détecter si le flux d'énergie atteint la puissance transmissible maximale ou l'a déjà dépassée, ou peuvent détecter si le **Système électrique** évolue vers une **Condition d'exploitation** dangereuse en termes de différence de tension ou d'angle de phase. Ces protections peuvent être basées sur une mesure de la puissance transférée, de la tension ou de l'impédance. La protection du système suivante doit être installée de part et d'autre de la ligne d'interconnexion en **Courant Alternatif** :

- a) Protection de flux de puissance basée sur la mesure de la quantité et de la direction du flux de puissance ;
- b) Dispositifs de protection contre la perte de synchronisme ;
- c) Protection de fréquence minimale combinée à une temporisation, pour assurer la séparation des **Réseaux de transport** afin de rétablir l'équilibre de la **Demande** et de la **Production** dans chacun des **Systèmes électriques** séparés de manière indépendante.

OC 15.7.4 Les **Gestionnaires de réseau** doivent définir les paramètres de protection de l'**Interconnexion transfrontalière** synchrone à l'aide d'études appropriées afin de garantir que ces paramètres n'entraînent pas le déclenchement des **ouvrages** en cas de **Conditions d'exploitation** récupérables.

OC 15.8 Procédure de synchronisation

OC 15.8.1 Pour la procédure de synchronisation, les **Gestionnaires de réseau** du **RTIE** s'accordent sur le **Pilote de la synchronisation** et définir les étapes pour les premiers essais ou pour les actions de synchronisation à effectuer après un déclenchement d'urgence de la ligne d'interconnexion en **Courant Alternatif**. Cet accord décrit les conditions dans lesquelles la synchronisation doit avoir lieu.

OC 15.8.2 Le **Pilote de la synchronisation**, avant de fermer le disjoncteur de la ligne d'**Interconnexion transfrontalière**, doit appliquer les actions requises afin d'entreprendre la synchronisation selon les critères suivants :

- a) Les **Systèmes électriques** doivent être dans un état stable et les fréquences doivent être proches de la fréquence nominale, dans une tolérance maximale convenue par les **Gestionnaires de réseau**. Une différence de fréquence entre les **Zones**

asynchrones doit être inférieure à la valeur convenue par les **Gestionnaires de réseau** avant la synchronisation des zones ;

- b) Les tensions doivent être dans la plage convenue par les **Gestionnaires de réseau** par rapport à la tension nominale. La différence de tension aux bornes du disjoncteur ouvert doit être inférieure à la valeur convenue par les **Gestionnaires de réseau** avant la synchronisation des **Zones asynchrones** ;
- c) La différence d'angle de phase de tension entre les lignes d'interconnexion doit garantir la fermeture du disjoncteur ;
- d) Le **Pilote de la synchronisation** donne des ordres aux **Pilotes de la fréquence** (c'est-à-dire aux opérateurs de conduite dans les **Centres de contrôle**) pour les actions appropriées afin de minimiser l'écart de fréquence et de tension entre les **Zones asynchrones** au moment de la synchronisation.

OC 15.9 Période d'essai

OC 15.9.1 La période d'essai doit commencer une fois que la ligne d'**Interconnexion transfrontalière** synchrone a été mise en service.

OC 15.9.2 Avant la mise sous tension, il est recommandé de définir des dispositifs de protection spéciaux capables de séparer les deux zones en cas de **Situation d'urgence**. Pendant cette période, le soutien mutuel n'est pas obligatoire.

OC 15.9.3 La période d'essai est organisée en deux (2) phases successives :

- a) Phase « A », d'une durée d'au moins six (6) mois, avec un **Programme de Zone de réglage** limité en-dessous des seuils convenus. Ces seuils convenus ne sont pas influencés par les accords commerciaux et le fonctionnement du marché de l'électricité. ;
- b) Phase « B », d'une durée d'au moins six (6) mois, avec un **Programme de Zone de réglage** découlant des accords commerciaux et du fonctionnement du marché de l'électricité.

OC 15.9.4 L'équipe des **Gestionnaires de réseau** doit proposer de prolonger la période d'essai si des performances insatisfaisantes sur les **Systèmes électriques** interconnectés sont détectées. L'équipe des **Gestionnaires de réseau** pourrait décider d'interrompre la période d'essai en cas d'incidents importants.

OC 15.9.5 La période d'essai doit être caractérisée par une activité de surveillance intense. Si un incident montrant une non-conformité grave se produit pendant la période d'essai, la phase de la période d'essai est prolongée pour une durée nécessaire afin de résoudre la non-conformité.

OC 15.9.6 Le suivi se concentre au moins sur les aspects suivants :

- a) **Écart de réglage de zone (ACE) ;**
- b) Comportement du **Stabilisateur de puissance (PSS) ;**
- c) Enregistrement des données lors de l'apparition de défauts.

ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE

Sans préjudice du principe général du présent **Code d'exploitation**, les particularités de chaque **Zone synchrone** nécessitent un accord sur les objectifs de qualité, le dimensionnement de la **Réserve** et les réglages des appareils entre les **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone**. Les accords devraient prendre en considération l'état actuel de l'interconnexion et inclure des pratiques de calcul transparentes.

Les considérations suivantes s'appliquent :

1. Le **LFC** est le résultat de processus contrôlés et améliorés régulièrement. Ils impliquent la participation régulière et coopérative des **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone** ;
2. L'évolution technologique des **Systèmes électriques** affectant la taille de la **Production** (par ex. les **Installations de production** nucléaires), la concentration de puissance (par ex. les **systèmes CCHT**), la capacité à fournir l'inertie (par exemple les **Unités de production à onduleur**) et l'évolution de la **Charge** doivent être pris en considération lors du dimensionnement et de la définition des fonctions vitales qui font l'objet du présent annexe A ;
3. L'**UfLS** nécessite une forte coordination avec le réglage de fréquence.

Pour ces raisons, le **Code d'exploitation** met en évidence des principes et des pratiques, soutenus par des technologies consolidées et économiquement accessibles. Dans cette approche, le **Code d'exploitation** n'impose pas de solutions techniques qui, entre autres, nécessiteraient une analyse plus approfondie pour chacune des **Zones synchrones** et un consensus préalable.

Néanmoins, l'intention des valeurs de référence est de déclencher ce processus et de l'améliorer en vue de décisions ultérieures et opérationnelles sur cette question. Le Tableau OC 1 et le Tableau OC 2 sont un extrait simplifié des paramètres adoptés dans l'**UCTE** et/ou à partir d'études antérieures menées par l'**EEEOA**, qui peuvent être considérées comme une référence initiale pour le **RTIE**.

Les valeurs sont indiquées pour un futur **Système électrique de l'EEEOA** synchronisé. En fonction des particularités du système actuel, ces valeurs peuvent être désagrégées et définies pour chaque zone synchrone, et elles sont mises à jour par l'**OSM** de temps à autre, en coordination avec les **Gestionnaires de réseau**, sur la base des résultats d'études appropriées menées par le **Groupe de Travail** concerné.

A.1 Fréquence et Réglage Fréquence-Puissance

Le Tableau OC 1 identifie un ensemble minimum de paramètres à définir et à adopter progressivement par les **Zones synchrones** s'ils sont différents des paramètres actuels.

Le Tableau OC 1 est structuré en trois parties qui rapportent trois ensembles différents de paramètres :

1. Le premier (objectifs de qualité de fréquence) fixe des objectifs communs entre les **Gestionnaires de réseau** de la même **Zone synchrone**. Il est recommandé de les consolider, étant le guide pour la conception du **Réglage automatique de la production (AGC)** et pour le dimensionnement des **Réserves** ;
2. Le second (Paramètres du Système) concerne le comportement de la **Zone synchrone** traduit en termes de paramètres nécessaires au dimensionnement et au partage de la participation à la régulation de la fréquence et au contrôle des échanges transfrontaliers d'électricité ;
3. Le troisième (Normes techniques recommandées) complète le second avec certaines caractéristiques techniques à contrôler et à prendre en considération.

Tableau OC 1. Principaux paramètres LFC caractérisant les zones synchrones.

Remarques	Paramètres	Référence Valeurs
	<i>Cibles de qualité de fréquence</i>	
()	Plage de fréquence standard [mHz]	±100
	Écart maximal de fréquence instantané [mHz]	800
()	Écart maximal de l'état d'équilibre [mHz]	200
()	Délai de reconstitution de la fréquence [min]	15
	Nombre maximum de minutes en dehors de la plage de fréquences standard [min/année]	15000
	Écart de réglage de zone (ACE) - Période moyenne de passage à zéro [min]	10
	<i>Paramètres du système</i>	
§ £	Incident de référence [MW]	390 ⁷
§ £	Energie réglante minimale de réseau [MW/Hz]	1950
*	Energie réglante moyenne de réseau [MW/Hz]	n.a.
*	Energie réglante global de réseau [MW/Hz]	n.a.
£	Réserve globale du réglage primaire [MW]	390
	Temps de réglage primaire [sec]	30
	Activation du réglage primaire (bande morte) ⁸ [mHz]	±20
	Durée minimum de la réserve secondaire [min]	20
	<i>Normes techniques recommandées</i>	
()	Précision de la mesure de fréquence (pour la régulation) [mHz]	10
	Précision de la mesure MW des lignes d'interconnexion (pour le réglage ACE) [%]	1-2

Remarques :

§	À mettre à jour lorsque des changements importants se produisent dans la zone synchrone .
*	À calculer périodiquement sur une base régulière.
()	Les valeurs entre parenthèses sont tirées du Code de réseau National de l'un des Gestionnaires de réseau de la Zone synchrone . Ils doivent être considérés comme des valeurs provisoires.
£	Les valeurs sont tirées d'études menées par l' EEEOA
[a]	Facultatif, à définir et à convenir par les Gestionnaires de réseau de la même Zone synchrone
B	Les termes en gras sont définis dans le Glossaire et définitions

Le Tableau OC 2 rapporte la réserve primaire et la caractéristique de fréquence du réseau qui en résultent, tirées d'une étude menée par l'**EEEOA**.

Tableau OC 2. Principaux paramètres LFC caractérisant les zones synchrones.

Zone	Facteur de contribution	Réserve primaire minimale [MW]	Energie réglante minimale de réseau [MW/Hz]

⁷ Conformément à l'OC 3.3.3, l'**Incident de référence** est l'écart de puissance instantané maximal entre la **Production** et la **Demande** qui pourrait se produire dans la **Zone synchrone** non divisée à gérer par le **Réglage primaire** à partir d'une **Exploitation fonctionnelle** non perturbée. Elle sera calculée pour chaque **zone synchrone** sur la base des résultats des études appropriées, qui seront mises à jour par l'**OSM** périodiquement.

⁸ Voir code de raccordement 5.3.5 pour les exigences de réglage puissance-fréquence pour les **Unités de production**.

TCN	53%	205	1025
CEB	3%	11	54
NIGELEC	1%	4	18
SOGEM	1%	4	19
GRIDCo	19%	75	375
CIE	14%	55	275
SONABEL	2%	8	38
EDM-SA	2%	8	38
SENELEC	6%	22	108
TOTAL	100%	390	1950

A.2 Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)

Le Tableau OC 3 rapporte le plan typique **UfLS**.

Tableau OC 3 Plan UfLS par défaut.⁹

DISPOSITION TYPIQUE DE DÉLESTAGE				
49,8	Seuil spécial	Charge de pompage seulement	Condition	Objectif
49,2 (*)	Première étape autorisée	Charge de pompage épuisée		
49,0 (**)	1 ^{ère} étape obligatoire	Délestage 5 % au moins de la consommation totale	Plus de Charge de pompage à délester	Compenser la perte de production
48,8	2 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la Charge totale		
48,6	3 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la Charge totale		
48,4	4 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la Charge totale		
48,2	5 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la Charge totale		
48,0 (***)	6 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la Charge totale		
< 48,0	Étapes pour les besoins nationaux			

REMARQUES

(*) inférieur à l'écart maximal de fréquence instantané

(**) pour être inférieur à l'écart maximal de fréquence instantané avec une marge suffisante.

(***) au niveau final obligatoire, la Charge cumulée à déconnecter avec les 6 étapes sera de 45% de la Charge totale au niveau national.

Hypothèse au pas max de 200 mHz

Temps de déconnexion max : 350 millisecondes

Aucun délai intentionnel ne doit être défini.

NORMES TECHNIQUES RECOMMANDÉES

Limite maximale d'exploitation UfLS 120-140 % des tensions nominales (pour éviter les surtensions)

Limite minimale d'exploitation UfLS 20-60% (pour éviter les pertes non désirées dues à des mesures non significatives).

Le relais de sous-fréquence doit garantir une précision égale ou supérieure à ± 10 mHz.

⁹ Il s'agit des valeurs prescrites par l'ENTSO-E dans le cadre des directives d'exploitation de l'UE.

ANNEXE B – PROCEDURE D'ESSAI PROPOSEE POUR LE REGLAGE PRIMAIRE DES UNITÉS DES PRODUCTION

L'objectif de ces tests procéduraux proposés est d'établir un diagnostic rapide de la contribution des **Unités de production** au **Réglage primaire**, en utilisant les moyens existants au niveau des **Centres de contrôle**. Ces essais doivent permettre de classer les **Unités de production** en trois catégories :

- a) Catégorie 1 : **Unité de production**, qui participe au **Réglage primaire** et dont les paramètres sont conformes aux **Codes du MRE** ;
- b) Catégorie 2 : **Unité de production**, qui participe au **Réglage primaire**, mais dont les paramètres ne sont pas conformes aux **Codes du MRE** ;
- c) Catégorie 3 : **Unité de production** qui ne participe pas au **Réglage primaire**.

Les moyens nécessaires sont les suivants :

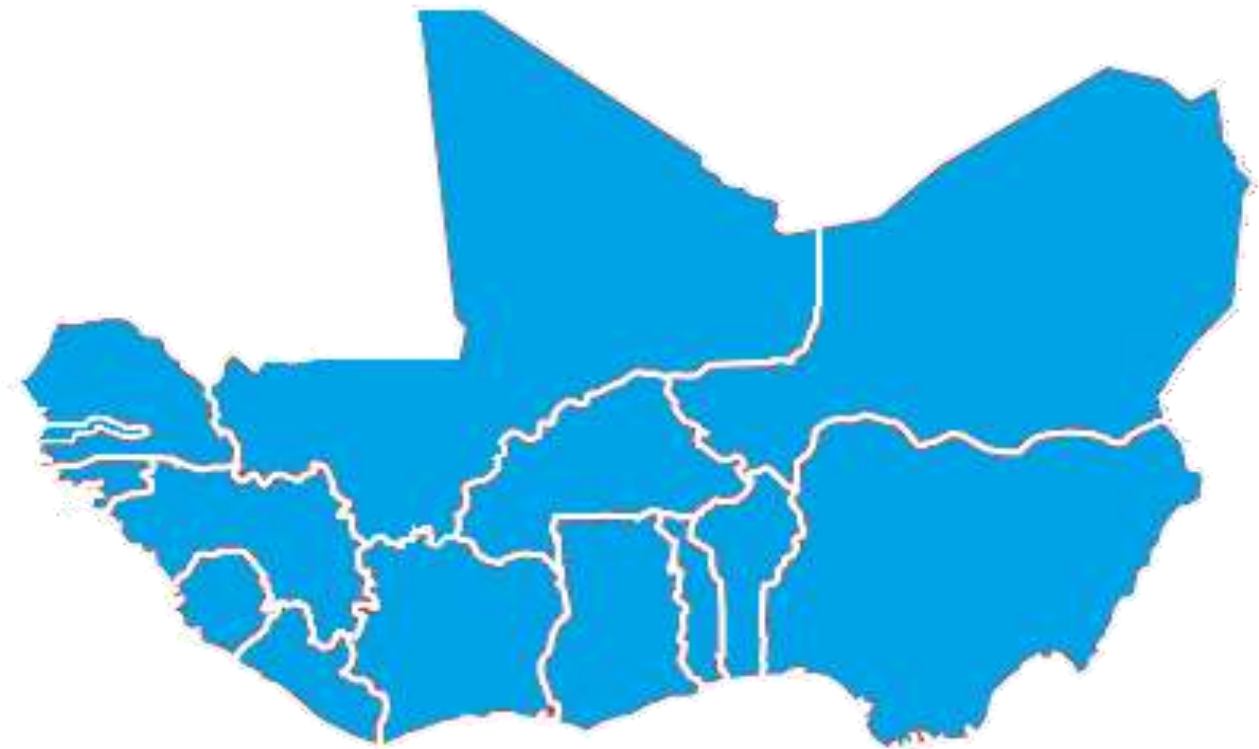
- a) Au niveau du **Centre de contrôle** :
 - i. La mesure de fréquence avec une précision de 10 mHz et avec un échantillonnage de 1 seconde ;
 - ii. La mesure de la puissance active (P) pour les essais de l'**Unité de production**, avec une précision par rapport à la **Capacité de production** de l'**Unité de production** et avec un échantillonnage de 1 seconde de préférence ou inférieur ou égal à 5 secondes ;
 - iii. La synchronisation de ces mesures afin de pouvoir établir des relations comportementales ;
 - iv. Stockage des données pendant une journée ou au moins pendant plusieurs heures ;
 - v. La possibilité de pouvoir enregistrer les variations de production de puissance active des **Unités de production**, la fréquence et les valeurs de transport de puissance active sur les lignes d'interconnexions internationales pendant 30 minutes, en cas d'incident sur le **Système électrique de l'EEEOA**.
- b) Les **Informations** stockées sont fournies dans un format standard, tel qu'Excel, afin que les données disponibles puissent être facilement analysées.

Les données recueillies permettront, en comparant la production active des **Unités de production** et la variation de fréquence, d'estimer les quantités suivantes :

- a) La participation au **Réglage primaire** ;
- b) La valeur de la **Bande morte de la réponse à une variation de fréquence** ;
- c) Le statisme de l'**Unité de production** ;
- d) L'**Energie réglante** de l'**Unité de production** ;
- e) L'**Energie réglante** de la **Zone de réglage** ;
- f) L'**Energie réglante de réseau** de toute la **Zone synchrone**.

En fonction des résultats, l'**Installation de production** corrigera le défaut conformément aux exigences du **Code de raccordement**, sauf s'il s'agit d'un cas soumis à une dérogation, conformément aux exigences rapportées dans les **Conditions générales** et/ou le **Code de raccordement**.

CODES DU MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE OUEST AFRICAIN



CC – CODE DE RACCORDEMENT

TABLE DES MATIÈRES

CC 1.	CHAMP D'APPLICATION	4
CC 1.2	Règles applicables aux Sources d'Énergie Renouvelables (EnR)	6
CC 2.	CARACTÉRISTIQUES D'EXPLOITATION ET PERFORMANCES DES RÉSEAUX DE TRANSPORT AUX POINTS DE RACCORDEMENT	8
CC 2.2	Conditions d'exploitation	8
CC 2.3	Plages de fréquence	8
CC 2.4	Niveau de tension	9
CC 2.5	Autres caractéristiques de tension	9
CC 2.6	Courant de court-circuit	10
CC 3.	PROCESSUS DE RACCORDEMENT	10
CC 3.1	Généralités pour le raccordement	10
CC 3.2	Phase 1 : Autorisation	11
CC 3.3	Phase 2 : Réalisation	15
CC 3.4	Phase 3 : Mise en service	16
CC 4.	CRITÈRES GÉNÉRAUX	17
CC 4.2	Dispositions préliminaires	17
CC 4.3	Documentation de l'Installation et du Site de raccordement	18
CC 4.4	Schémas de raccordement au réseau	19
CC 4.5	Systèmes de protection	20
CC 4.6	Système de communication	20
CC 4.7	Dérogation	21
CC 5.	CRITÈRES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS DE PRODUCTION	23
CC 5.1	Plages de fonctionnement	23
CC 5.2	Résistance aux perturbations du réseau	25
CC 5.3	Stabilité et contrôle de la fréquence du système	27
CC 5.4	Stabilité et contrôle de la tension du système	38
CC 5.5	Gestion du système électrique	43
CC 5.6	Gestion des situations d'urgence	48
CC 5.7	Surveillance et échange d'informations	49
CC 5.8	Contrôle de la conformité	50
CC 6.	CRITÈRES POUR LES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION	54
CC 6.1	Critères généraux	54
CC 6.2	Plages de fonctionnement	54
CC 6.3	Résistance aux perturbations du réseau	56

CC 6.4	Stabilité et contrôle de la fréquence du système.....	58
CC 6.5	Stabilité et contrôle de la tension du système.....	65
CC 6.6	Gestion du système électrique.....	68
CC 6.7	Gestion des situations d'urgence	74
CC 6.8	Surveillance et échange d'informations	74
CC 6.9	Contrôle de la conformité.....	76
CC 6.10	Autres critères.....	77
CC 7.	CRITÈRES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS DE CONSOMMATION.....	78
CC 7.1	Plages de fonctionnement	78
CC 7.2	Résilience aux perturbations du réseau.....	80
CC 7.3	Stabilité et contrôle de la tension du système.....	80
CC 7.4	Gestion du système électrique.....	80
CC 7.5	Gestion des situations d'urgence	83
CC 7.6	Surveillance et échange d'informations	84
CC 7.7	Contrôle de la conformité.....	84
CC 8.	CRITÈRES APPLICABLES AUX UNITÉS DE PRODUCTION DE MOINS DE 132 KV, LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET LES MICRO-RÉSEAUX	87
CC 8.1	Dispositions générales	87
CC 8.2	Critères applicables aux Unités de production de moins de 132 kV et à la Production décentralisée.....	87
CC 8.3	Critères applicables aux micro-réseaux.....	92
CC 8.4	Caractéristiques générales des Micro-réseaux	92
CC 8.5	Modes d'exploitation	95
ANNEXE A	NORMES DE RÉFÉRENCE	97
ANNEXE B	SPÉCIFICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LE CALCUL DE LFSM-O/LFMS-U	99

CC 1. CHAMP D'APPLICATION

Les règles et valeurs de tous les paramètres définis dans le présent **Code de raccordement** sont le résultat d'un processus de consultation entre toutes les parties prenantes concernés. Chaque **Gestionnaire de réseau** s'assure que les dispositions de son **Code de réseau national** sont conformes avec le présent **Code de raccordement**, conformément au processus de conformité défini dans les **Conditions générales**.

CC 1.1.1

Le présent **Code de raccordement** s'applique aux domaines suivants :

CC 1.1.2

- a) Les caractéristiques opérationnelles et les performances des **Réseaux de transport**, à partir de la HT incluse¹, aux **Points de raccordement** (CC 2) ;
- b) La procédure pour le raccordement des **Installations de production**, des **Systèmes CCHT**, et des **Installations de consommation** aux **Réseaux de transport** (CC 3) ;
- c) Les critères de raccordement communs à toutes les **Installations de production**, les **Systèmes CCHT** et les **Installations de consommation** (CC 4) ;
- d) Les exigences techniques minimums nécessaires aux critères de conception et aux capacités opérationnelles des :
 - i. **Installations de production** (CC 5) ;
 - ii. **Systèmes CCHT** (CC 6) ;
 - iii. **Installations de consommation** (CC 7) ;
- e) Un ensemble de directives pour la définition des critères de raccordement pour la **Production décentralisée** (CC 8).

CC 1.1.3

Il est établi dans les présentes que toutes les dispositions fixées dans le **Code de raccordement** en référence aux « **Installations de production** » incluent les **Installations de production** fonctionnant avec des **Sources d'Énergie Renouvelables (EnR)**. Néanmoins, les critères spécifiques applicables aux **Installations de production** fonctionnant avec des **Sources d'Énergie Renouvelables variables (EnRV)** sont ceux spécifiés pour les « **Unités de production à onduleur** », étant donné que les **EnRV** sont généralement connectées au **Réseau** par le biais de systèmes électronique de puissance (par exemple, éolienne, solaire). Le Tableau CC 1 résume tous les critères inclus dans le présent **Code de raccordement** qui s'appliquent aux **Unités de production** basées sur des **EnR** raccordées au **Réseau de transport**.

CC 1.1.4

Plus précisément, les critères du présent **Code de raccordement** s'appliquent aux **Installations de production**, aux **Systèmes CCHT**, et aux **Installations de consommation** qui respectent les critères suivants :

¹ D'après la définition du terme '**Réseau**' dans le **Glossaire et les Définitions**, on considère comme Haute Tension (HT) toute tension supérieure à 35 kV, inclusivement, selon l'analyse des normes EN 50110-1 / EN 50160 / EN 60038 / IEC 60071-1 / EN 61936-1.

- a) **Installations** non raccordées au **Réseau de transport** à compter de la date de mise en vigueur du présent **Code de raccordement** ;
- b) **Installations**, ayant subi des modifications majeures ou une rénovation partielle/totale à compter de la date de mise en vigueur du présent Code de raccordement.

Pour toutes les **Installations de production**, **Systèmes CCHT**, et **Installations de consommation**, existants qui ne relèvent pas des dispositions du CC 1.1.4, chaque **Gestionnaire de réseau**, en consultation avec l'**Autorité de régulation nationale (ARN)**, adopte une méthodologie pour appliquer les dispositions du présent **Code de raccordement**.

CC 1.1.5

La transition vers la pleine conformité avec le présent **Code de raccordement** est gérée au cas par cas par chaque **Gestionnaire de réseau** en consultation avec l'**Autorité de régulation nationale**, sur la base de l'auto-évaluation du **Gestionnaire de réseau** suivie par l'**OSM** et par l'**EEEOA**, conformément au chapitre GC 9 des **Conditions générales**.

CC 1.1.6

Chaque **Gestionnaire de réseau** analyse les particularités des **Installations** raccordées à son **Système électrique** et convient avec chaque **Propriétaire d'installation** d'une éventuelle feuille de route pour se conformer aux critères figurant dans le présent **Code de raccordement**, en tenant compte des contrats en vigueur, des capacités techniques des **Installations**, des résultats d'une analyse coûts-avantages et des critères potentiels de partage des coûts. Les résultats de ces feuilles de route sont indiqués dans l'**Addendum à l'Accord inter-Gestionnaire de réseau**, conformément aux dispositions des **Conditions générales**. L'instrument dérogatoire, selon le chapitre GC 9 des **Conditions générales**, peut être pris en compte dans ce processus.

CC 1.1.8

Chaque **Gestionnaire de réseau** s'assure que la méthodologie développée conformément au CC 1.1.5 et les critères pour l'analyse coûts-avantages, sont inclus dans le **Code de réseau national**.

CC 1.1.9

En référence au CC 1.1.4b), chaque **Gestionnaire de réseau** établit, en consultation avec l'**Autorité de régulation nationale**, une liste non exhaustive de modifications jugées majeures², approuvée par l'**ARREC**. En cas de modifications majeures ou de rénovation partielle/totale d'une **Installation**, le **Gestionnaire de réseau** évalue l'importance d'une modification ou d'une rénovation sur la base des informations communiquées par le **Propriétaire d'installation de production**, le **Propriétaire du système CCHT** et le **Propriétaire d'installation de consommation** au **Gestionnaire de réseau**. Le **Gestionnaire de réseau**, en consultation avec l'**Autorité de régulation nationale**, définit un délai à compter de la réception de la

² Une liste non exhaustive des changements considérés comme importants doit prendre en compte les éléments suivants : concernant les **Unités de production synchrones** : remplacement des machines synchrones, renouvellement de l'équipement de contrôle de la tension et/ou de la fréquence et des systèmes de protection ou de contrôle, changement/remplacement des composants thermiques ou hydrauliques. Concernant les **Unités de production à onduleur** : remplacement des turbines à vent ou des onduleurs pour une puissance totale d'au moins 10 % de la **puissance nominale**, remplacement des équipements de contrôle. Concernant les **systèmes CCHT** : modification de la capacité de transfert, technologie ou configuration (monopolaire, bipolaire).

communication selon lequel il détermine si la modification constitue ou non un changement ou une rénovation significative. Une fois cette période écoulée, en l'absence de communication de la part des **Autorités de régulation nationale** ou du **Gestionnaire de réseau** concerné, la modification ou la rénovation est considérée non majeure.

Les cas dans lesquels, en raison des changements d'une **Installation**, il est nécessaire de mettre à jour le contrat visé au CC 3.2.5 entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation**, sont considérés comme des changements significatifs, avec application conséquente des règles visées dans ce **Code de raccordement**.

CC 1.1.10

Concernant les **Installations de production**, les présents critères pertinents s'appliquent directement à toutes les **Unités de production**, aussi bien aux **Unités de production synchrones** qu'aux **Unités de production à onduleur**, connectées au **Réseau de transport** avec un niveau de tension égal ou supérieur à 132 kV ou ayant une **Puissance nominale** égale ou supérieure à 10 MW. Les critères applicables aux **Unités de production** connectées au **Réseau** à un niveau de tension inférieur à 132 kV ou ayant une **Puissance nominale** inférieure à 10 MW et supérieure à 100 kW sont considérés au CC 8 dans le cadre de la **Production décentralisée**. Chaque **Gestionnaire de réseau**, en consultation avec l'**Autorité de régulation nationale**, peut fixer des seuils distincts de **Puissance nominale** et de niveau de tension, au-dessus desquels les **Installations de production** raccordées au **Réseau de transport** national sont tenues de se conformer sans préjudice des dispositions du présent **Code de raccordement**.

CC 1.1.11

CC 1.1.12

Les critères qui régissent le déploiement du réglage de fréquence et de tension par le **Gestionnaire de réseau** à travers la participation et la contribution des **Installations de production** sont prévus dans le **Code d'exploitation**.

CC 1.2
CC 1.2.1

Règles applicables aux Sources d'Énergie Renouvelables (EnR)

Les **Unités de production** basées sur les **Sources d'Énergie Renouvelables (EnR)** peuvent être divisées en deux (2) catégories principales :

- (i) Les technologies synchrones généralement programmables, telles que les unités géothermiques et certaines unités hydroélectriques ;
- (ii) Les technologies connectées en Courant Continu généralement non programmables, telles que les unités photovoltaïques ou éoliennes.

CC 1.2.2

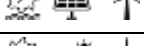
Dans le présent **Code de raccordement**, les **EnR** basées sur des technologies synchrones sont considérées comme appartenant à la catégorie « **Unité de production synchrone** ». À l'inverse, les **EnR** basées sur les technologies connectées en Courant Continu appartiennent à la catégorie « **Unité de production à onduleur** », soit, par définition, une unité ou un ensemble d'unités soit connectées de manière non synchrone au **Réseau**, ou connectées par systèmes électroniques de puissance. Ces dernières incluent également le stockage d'énergie par batterie. Sauf indication contraire, conformément au CC 1.1.11, les critères applicables aux **Installations**

mentionnées comme « **Unités de production/Installations de production** » incluent également directement toutes les **Unités de production** basées sur les **EnR**.

Par souci de clarté, le Tableau CC 1 suivant résume tous les critères figurant dans le présent **Code de raccordement** et s'appliquant aux **Unités de production** basées sur les **EnR** connectées au **Réseau de transport**.

Tableau CC 1. Résumé de tous les critères applicables aux Unités de production EnR raccordées au réseau de transport.

CC 1.2.3

Critères		Réf. dans le Code de raccordement	Générateur
SE	Plages de fréquence	CC 5.1.1	
	Taux de variation de la capacité de résistance de la fréquence	CC 5.2.2	
	Contrôle de la puissance active cible	CC 5.3.2	
	Mode de sensibilité à la fréquence limitée - surfréquence (LFSM-O)	CC 5.3.4	
	Mode de sensibilité à la fréquence limitée - sous-fréquence (LFSM-U)	CC 5.3.4	
	Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)	CC 5.3.5	
	Contrôle de reconstitution de la fréquence	CC 5.3.6	
	Suivi du FSM	CC 5.3.5.7	
	Capacité d'inertie synthétique	CC 5.3.7	
ST	Plages de tension	CC 5.1.2	
	Capacité d'alimentation sans panne	CC 5.2.1	
	Capacité de puissance réactive à capacité maximum	CC 5.4.1.1	
	Capacité de puissance réactive en dessous de la capacité maximum (synchro)	CC 5.4.1.2.1	
	Capacité de puissance réactive supplémentaire	CC 5.4.1.3	
	Capacité de puissance réactive en dessous de la capacité maximum (à onduleur)	CC 5.4.1.2.2 à CC 5.4.1.2.4	
	Modes de contrôle de la tension (AVR)	CC 5.4.2.1 à CC 5.4.2.2	
	Modes de contrôle de la tension (à onduleur)	CC 5.4.2.3	
	Contribution au court-circuit	CC 5.4.3	
CSEE	Synchronisation et resynchronisation	CC 5.5.1	
	Limites de rampe	CC 5.5.2	
	Systèmes de protection	CC 5.5.3	
	Systèmes de contrôle	CC 5.5.4	
	Classement prioritaire du contrôle et actions de protection	CC 5.5.5	
	Priorité à la contribution de la puissance active ou réactive	CC 5.5.6	
	Qualité de l'énergie	CC 5.5.7	
	Modèles de simulation	CC 5.5.8	
CS	Démarrage autonome	CC 5.6.1	

	Rejet de charge et resynchronisation rapide	CC 5.6.2	
	Contrôle à distance pour participation au Plan de défense	CC 5.6.3	
	Surveillance et échange d'informations	CC 5.7	

SF : Critères de stabilité de la fréquence

ST : Critères de stabilité de la tension

GSEE : Gestion des critères du système électrique

GSU : Gestion des critères d'état d'urgence

EI : Critères d'échange d'informations



= unité hydroélectrique et toute unité EnR générique connectée de manière synchrone au réseau de transport



= unités photovoltaïques (PV) et éoliennes, et toute unité EnR générique connectée de manière non synchrone au réseau de transport

CC 2. CARACTÉRISTIQUES D'EXPLOITATION ET PERFORMANCES DES RÉSEAUX DE TRANSPORT AUX POINTS DE RACCORDEMENT

CC 2.1.1 Le **Gestionnaire de réseau**, en consultation avec l'**Autorité de régulation nationale**, définit les caractéristiques d'exploitation et les performances du **Réseau de transport** concerné aux **Points de raccordement**. En conséquence, sur une base annuelle, le **Gestionnaire de réseau** examine et publie les informations relatives aux caractéristiques d'exploitation et aux performances du **Réseau de transport** concerné.

CC 2.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** garantit les informations relatives aux caractéristiques d'exploitation et aux performances du **Réseau de transport** aux **Points de raccordement**, après leur définition. Les **Installations de production**, les **Systèmes CCHT**, et les **Installations de consommation** contribuent à maintenir les performances du **Réseau de transport** en respectant les règles techniques du présent **Code de raccordement**.

CC 2.2 Conditions d'exploitation

Les dispositions concernant les **Conditions d'exploitation** sont prévues dans le **Code d'exploitation**.

CC 2.3.1

CC 2.3 Plages de fréquence

CC 2.3.2

Chaque **Gestionnaire de réseau** veille à ce que la fréquence nominale prévue dans son **Code de réseau national** corresponde à celle du **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA (RTIE)**, fixée à 50 Hz.

Chaque **Gestionnaire de réseau** fournit aux **Utilisateurs du réseau de transport** toutes les données et informations sur le **Gestionnaire de réseau**, les plages de fréquences selon lesquelles celle-ci peut varier pour chaque **Condition d'exploitation**, sur la base des critères

énoncés au OC 3.4 du **Code d'exploitation**, et ces valeurs sont indiquées dans son **Code de réseau national**.

CC 2.4 Niveau de tension

Chaque **Gestionnaire de réseau** déclare la tension nominale et la tension de fonctionnement selon lesquelles la tension peut varier pour chaque **Etat de réseau** à chaque **Point de raccordement**, sur la base des critères énoncés au OC 3.4 du **Code d'exploitation** - et ces valeurs sont indiquées dans son **Code de réseau national**.

CC 2.4.1

CC 2.5 Autres caractéristiques de tension

Le **Gestionnaire de réseau** définit les caractéristiques de tension suivantes applicables à l'**Etat de réseau** normal :

CC 2.5.1

- a) Distorsion harmonique totale (*THD - Total Harmonic Distortion*) :

Le **Gestionnaire de réseau** définit la valeur maximum attendue de **Distorsion harmonique totale (THD)** exprimée en pourcentage pour chaque niveau de tension nominale du **Réseau de transport** respectif. Les limites de **Distorsion harmonique totale (THD)** sont celles spécifiées dans la norme fournie à l'ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE.

- b) Déséquilibre des tensions triphasées :

Le **Gestionnaire de réseau** définit le degré maximum de déséquilibre des tensions triphasées attendu pour chaque **Point de raccordement**. Le degré de déséquilibre est défini par le rapport en pourcentage de la valeur absolue de la composante de tension de séquence négative à la valeur absolue de la composante de séquence positive, obtenue par la transformation des quantités de tension triphasées déséquilibrées dans les trois (3) composantes symétriques (séquences positives, négatives et nulles)³. La valeur maximale de déséquilibre est inférieure à 1%.

Des conditions exceptionnelles pouvant entraîner des valeurs plus élevées peuvent être prises en compte par le **Gestionnaire de réseau**, telle qu'une interruption de phase.

- c) Scintillement (flicker) :

Le **Gestionnaire de réseau** définit la valeur maximum de gravité du scintillement à court terme (P_{st}) et de gravité du scintillement à long terme (P_{lt}) pour chaque niveau de tension nominale de son **Réseau de transport**. Les normes pour P_{lt} et P_{st} sont fournies dans l'ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE.

- d) Creux et hausse rapides de tension :

³ La méthode de décomposition est basée sur le théorème de Fortescue.

Le **Gestionnaire de réseau** définit le nombre annuel maximum attendu d'évènements de creux et de hausse de tension pour chaque **Point de raccordement**. Les paramètres, telles que, la diminution/augmentation de la tension efficace et de la durée, caractérisant ces évènements sont conformes à la norme applicable en vigueur. Le nombre de creux et de hausses rapides de tension se produisant à chaque **Point de raccordement** peut varier de quelques dizaines à quelques centaines par an. La variabilité dépend, entre autres, de la position spécifique du **Point de raccordement**, du courant de court-circuit, et du niveau de tension.

CC 2.5.2 Lors de la **Planification** de leurs **Réseaux de transport**, les **Gestionnaires de réseau** se coordonnent pour adopter les mêmes limites de **Distorsion harmonique totale (THD)**, de déséquilibre et de scintillement sur la base de la documentation technique de référence disponible, à savoir les rapports techniques, les spécifications techniques ou les normes internationales, émise par une organisation internationale de normalisation reconnue.

CC 2.6 Courant de court-circuit

CC 2.6.1 Le **Gestionnaire de réseau**, calcule et notifie chaque **Utilisateur du réseau de transport** les valeurs maximales et minimales de courant de court-circuit pour chaque **Point de raccordement** :

- a) Pendant le processus de raccordement défini au CC 3.2, afin d'identifier et de concevoir le **Système de réseau pour le raccordement** ;
- b) Périodiquement, sur une base annuelle afin de permettre l'évaluation et la mise à jour de ces valeurs.

CC 2.6.2

CC 2.6.3 La procédure de calcul du courant de court-circuit maximal et minimal est publiée par le **Gestionnaire de réseau**, conformément à la norme indiquée à l'ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE.

L'approche pour déterminer les valeurs maximum et minimum du courant de court-circuit est harmonisée entre les **Gestionnaires de réseau** au sein d'une même **Zone synchrone**.

CC 3. PROCESSUS DE RACCORDEMENT

CC 3.1 Généralités pour le raccordement

Une **Entité** qui propose d'interconnecter une **Installation** au **Réseau** d'un **État membre** ou d'augmenter la capacité d'une **Installation** déjà connectée, demande à être connectée conformément au processus de raccordement indiqué dans le présent CC 3.

Chaque **Gestionnaire de réseau** intègre les critères figurant dans le présent processus de raccordement dans une procédure dédiée au raccordement des **Installations de production**, des **Systèmes CCHT** et des **Installations de consommation** à son **Réseau de transport**.

CC 3.1.2 La procédure de demande de connexion est rendue publique par le **Gestionnaire de réseau** à la date d'entrée en vigueur du **Code de réseau de l'EEEOA**. Toute mise à jour de la procédure est publiée avant la date effective de mise en application.

CC 3.1.3 La procédure pour le raccordement implique les parties suivantes :

CC 3.1.4 a) Le **Propriétaire d'installation de production** ou le **Propriétaire du système CCHT** ou le **Propriétaire d'installation de consommation**, en tant que demandeur du raccordement ;

b) Le **Gestionnaire de réseau** selon la réglementation nationale, en tant que :

i. L'**Entité** compétente chargée d'évaluer les applications de raccordement ;

ii. Le concédant de l'autorisation de se raccorder ;

iii. L'**Entité** qui définit, en collaboration avec l'**Opérateur de transport** concerné, les conditions techniques et financières d'obtention de l'accès et des interconnexions au **Réseau pertinent** ;

c) L'**OSM**, en tant que soutien, au **Gestionnaire de réseau** à sa demande.

CC 3.1.5 La procédure détaille des étapes formelles nécessaires pour être connecté au **Réseau de transport** du **Gestionnaire de réseau** et le calendrier associé. La procédure couvre les phases suivantes :

a) Phase d'autorisation ;

b) Phase de réalisation ;

c) Phase de mise en service.

CC 3.2.1

CC 3.2 Phase 1 : Autorisation

La phase d'autorisation commence par une demande du requérant qui initie une étude d'impact du raccordement par le **Gestionnaire de réseau**. Le prépaiement de l'étude est requis et basé sur des estimations du **Gestionnaire de réseau** à partir d'une demande individuelle. Le demandeur peut retirer sa demande de raccordement à tout moment durant le processus d'étude, sur notification écrite au **Gestionnaire de réseau**. Toutefois, un tel retrait ne libère pas le demandeur des frais d'études encourus ou engagés à être encourus par le **Gestionnaire de réseau**. Une demande de connexion est jugée complète une fois la demande dûment remplie et le prépaiement correspondant reçu.

Demande de raccordement

CC 3.2.2.1 Au moment où il soumet sa demande de raccordement, le demandeur y joint un formulaire de Convention d'étude de raccordement mis à la disposition du public par le **Gestionnaire de réseau** en vertu duquel il s'engage à rembourser au **Gestionnaire de réseau** le coût réel de l'étude d'impact du raccordement. La demande de raccordement comprend une liste de documents qui couvrent au moins les informations suivantes :

- a) Le profil d'entreprise du demandeur ;
- b) Le **Point de raccordement** proposé et les informations détaillées concernant le site de raccordement ;
- c) La documentation technique certifiée et les données relatives à l'**Installation** pertinentes pour le raccordement au **Réseau** ;
- d) La date de début et de fin des travaux de construction de l'**Installation** et la date prévue de mise en service de ladite **Installation** ;
- e) Les informations pertinentes détaillées des capacités techniques de l'**Installation**, pour le raccordement au **Réseau de transport** ;
- f) La preuve du respect des critères de connexion énoncés dans le **Code de réseau national** et/ou la réglementation nationale et/ou les normes nationales pertinentes.

CC 3.2.2.2 En référence au CC 3.2.2.1 b) ci-dessus, le Tableau CC 2 ci-dessous est une ligne directrice basée sur les **Bonnes pratiques de l'industrie**, qui rapporte les plages de **Puissance nominale** indicatives des **Installations de production, des Systèmes CCHT** et des **Installations de consommation** pour le raccordement au **Réseau de transport** sur les différents niveaux de tension du **Point de raccordement**.

Tableau CC 2. Plages de Puissance nominale indicative pour le raccordement au réseau de transport sur les différents niveaux de tension du Point de raccordement.

	Plage de Puissance nominale [MW]	Niveau de tension au Point de raccordement [kV]
Production	< 10	MV
	10 – 30	> 35 jusqu'à 90 (ou le niveau HV minimum dans le pays)
	30 – 100	132 – 161
	100 – 350	225 – 330
	> 350	330 – 400
Consommat	< 10	MV
	10 – 30	> 35 jusqu'à 90 (ou le niveau HV minimum dans le pays)
	30 – 100	132 – 161
	> 100	225 – 330 – 400

Étude d'impact du raccordement

CC 3.2.3.1 Le **Gestionnaire de réseau** conduit l'étude d'impact du raccordement à la réception :

- (i) d'une demande de raccordement ;
- (ii) de la convention d'étude d'impact du raccordement signée, laquelle précise le coût de l'étude estimé par le **Gestionnaire de réseau** et la quote-part de coût du demandeur ;
- (iii) du prépaiement requis du demandeur.

CC 3.2.3.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** est responsable de la conduite de l'étude d'impact du raccordement, qu'il peut réaliser lui-même ou sous-traiter.

CC 3.2.3.3 Pour la réalisation de l'étude d'impact du raccordement, le demandeur fournit toute information supplémentaire demandée par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 3.2.3.4 Le **Gestionnaire de réseau** réalise l'étude d'impact du raccordement dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours ouvrables à compter de la date de signature de la convention d'étude d'impact du raccordement, et il détermine au minimum les conditions suivantes :

- a) La faisabilité technique de l'interconnexion de l'**Installation** proposée au **Réseau de transport** au **Point de raccordement** sélectionné ;
- b) L'identification de tout renforcement et/ou extension de réseau nécessaire au **Réseau de transport** pour rendre l'intégration de l'**Installation** réalisable au **Point de raccordement** identifié ;
- c) Toutes les infrastructures nécessaires pour connecter l'**Installation** proposée au **Réseau de transport** ;
- d) La valeur nominale de l'appareillage de coupure pour l'**Installation** au **Point de raccordement** et la coordination des protections ;
- e) Les estimations du coût total et du coût à attribuer au demandeur, évalués dans le cadre de l'étude d'impact du raccordement pour les infrastructures, les renforcements et/ou les extensions de réseau nécessaires pour répondre à la demande de raccordement.

CC 3.2.4

Étude détaillée des installations

CC 3.2.4.1 Lorsque l'étude d'impact du raccordement conclut à un impact acceptable sur le **Réseau de transport**, le **Gestionnaire de réseau** autorise, au moyen d'une convention d'étude d'installation, l'étude détaillée des installations dont les résultats déterminent au minimum :

- a) Les conditions d'acceptation par le **Gestionnaire de réseau** ;
- b) Les modifications nécessaires au projet de raccordement proposé dans le cadre de l'étude d'impact du raccordement, le cas échéant ;
- c) La solution technique générale pour le raccordement, constituant le **Système de réseau pour le raccordement** ;

- d) Le calendrier pour développer et fournir au demandeur le **Système de réseau pour le raccordement** avec inclusion des phases de conception exécutive des travaux ;
- e) Les spécifications techniques concernant le **Comptage**, en précisant les responsabilités relatives au service de **Comptage** de l'électricité produite, injectée et soutirée ;
- f) Les spécifications techniques du système de communication et de surveillance, tel que l'**Unité terminale à distance (RTU)** et tout autre dispositif de surveillance à distance, à mettre en œuvre par le demandeur, à ses frais, sur demande du **Gestionnaire de réseau** ;
- g) Toute activité à effectuer en parallèle au raccordement ;
- h) L'estimation des coûts de raccordement du **Système de réseau pour le raccordement** et des mises à niveau du système nécessaires afin d'accepter l'alimentation dans le **Réseau de transport** au **Point de raccordement** ;
- i) La date d'achèvement préliminaire à laquelle l'**Installation** et le **Système de réseau pour le raccordement** devraient être prêts pour un raccordement au **Réseau de transport**.

CC 3.2.4.2 Pour conserver la priorité attribuée à sa demande de raccordement, le demandeur signe et retourne la convention d'étude de l'installation dans un délai de quinze (15) jours, par laquelle le demandeur accepte le devis de raccordement ou demande des modifications dudit devis et s'engage à rembourser le coût réel de l'étude détaillée de l'installation au **Gestionnaire de réseau**. À défaut d'acceptation du devis de raccordement ou de demande de modifications par le demandeur dans les délais impartis, la demande de connexion est considérée de plein droit comme expirée.

CC 3.2.4.3 Le **Gestionnaire de réseau**, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours ouvrables à partir de la date de réception de la convention d'étude d'installation, élabore et fournit au demandeur, l'étude détaillée de l'installation qui comprend le **Système de réseau pour le raccordement**, les phases de conception exécutive des travaux, les coûts de raccordement associés avec ventilation complète des éléments de coût ainsi que l'indication du coût calculé selon les critères définis par le **Gestionnaire de réseau** et rendu public et le temps nécessaire pour terminer la construction du **Système de réseau pour le raccordement**.

CC 3.2.4.4 La solution technique détaillée pour le raccordement est le document de référence concernant la planification exécutive et la construction du **Réseau électrique pour le raccordement**.

Contrat de raccordement

CC 3.2.5.1 À l'issue de l'étude détaillée de l'installation, le **Gestionnaire de réseau** propose au demandeur un contrat de raccordement, à exécuter par le demandeur et le **Gestionnaire de réseau**. Le contrat de raccordement :

- a. inclut les résultats de l'étude détaillée de l'installation ;

- b. définit les conditions et modalités relatives au raccordement de l'**Installation** ou de tout équipement au nouveau **Point de raccordement** du **Réseau de transport** ;
- c. précise si la construction du **Système de réseau pour le raccordement** sera assurée par le **Gestionnaire de réseau** ou par le demandeur ;
- d. détermine la date de raccordement prévue ;
- e. définit le schéma de **Comptage** à utiliser pour le **Comptage** de l'**Installation**.

CC 3.2.5.2 Pour conserver la priorité attribuée à sa demande de raccordement, le demandeur signe et retourne le contrat de raccordement proposé au **Gestionnaire de réseau** dans un délai de soixante (60) jours après réception du contrat. Pendant cette période, la demande de raccordement approuvée et le devis de raccordement associé avec la solution technique générale pour le raccordement élaboré par le **Gestionnaire de réseau**, conformément au CC 3.2.4.1, restent valables, et le **Gestionnaire de réseau** réserve et attribue à l'**Installation** la capacité de **Réseau** qui lui est allouée.

CC 3.2.5.3 Dans ce délai de soixante (60) jours à compter de la date de réception du Contrat de raccordement proposé par le **Gestionnaire de réseau**, le demandeur fournit une évaluation de l'impact environnemental et social de l'**Installation** proposée et obtient toutes les autorisations nécessaires à la construction de l'**Installation**. En fonction du cadre réglementaire national, des caractéristiques de l'**Installation** et de la source d'énergie primaire, les procédures d'autorisation peuvent impliquer une ou plusieurs parties prenantes, et le demandeur s'assure que tous les permis nécessaires pour la construction, l'installation et l'exploitation de l'**Installation** sont obtenus.

CC 3.2.5.4 Au moment où le demandeur soumet au **Gestionnaire de réseau**, le contrat de raccordement signé visé au CC 3.2.5.2, le rapport d'étude d'impact environnemental et social acceptable et la preuve que toutes les autorisations nécessaires à la construction ont été obtenues, le demandeur fournit au **Gestionnaire de réseau** une garantie financière acceptable pour le **Gestionnaire de réseau**. Cette garantie financière doit être d'un montant équivalent aux coûts estimés déterminés par le **Gestionnaire de réseau** dans le Contrat de raccordement.

CC 3.2.5.5 Lorsqu'un demandeur ne signe pas le contrat de raccordement dans les délais, et ne fournit pas la garantie financière prévue au CC 3.2.5.4, sa demande de raccordement est réputée caduque ou retirée. La caducité ou le retrait d'une demande de raccordement ne dispense pas le demandeur de rembourser au **Gestionnaire de réseau**, les coûts réels encourus avant la caducité ou le retrait de la demande de raccordement.

CC 3.3.1

CC 3.3 Phase 2 : Réalisation

Après la signature du contrat de raccordement mentionné au CC 3.2.5 par les parties et le paiement des coûts de raccordement, la construction du **Système de réseau pour le raccordement** peut commencer. Les travaux de construction doivent être achevés dans les délais indiqués dans le contrat de raccordement.

Une fois que tous les travaux de génie civils et électriques de l'**Installation** et du **Système de réseau pour le raccordement** ont été achevés et que l'**Installation** est prête pour la mise en service, le **Gestionnaire de réseau** effectue une inspection sur site pour vérifier que l'**Installation** est construite et installée conformément à la documentation fournie par le **Propriétaire d'installation** dans la phase 1 du processus de raccordement, conformément au présent **Code de raccordement** et aux normes applicables.

CC 3.3.2

Dans le cas des **Installations de production**, en plus de l'inspection sur site conformément au CC 3.3.2 ci-dessus, le **Gestionnaire de réseau** demande au **Propriétaire d'installation de production** de fournir une étude de conformité, laquelle comprend :

CC 3.3.3

- a) une étude d'écoulement de puissance pour démontrer la capacité de l'**Installation** vis-à-vis des critères de fourniture/absorption de puissance réactive ;
- b) une étude de court-circuit pour évaluer la contribution de l'installation aux courants de court-circuit ;
- c) des études de protection ;
- d) des études dynamiques de capacité de **Tenue aux défauts** pour démontrer la capacité de l'**Installation de production** à rester connectée au réseau et à fournir du courant réactif au **Point de raccordement** durant les défauts ;
- e) des études de qualité de l'énergie électrique afin de vérifier l'émission potentielle de perturbations affectant la qualité de l'énergie électrique, conformément au CC 5.5.7.

CC 3.4 Phase 3 : Mise en service

CC 3.4.1

Le **Gestionnaire de réseau** définit une procédure de notification opérationnelle qui autorise un **Propriétaire d'installation de production** ou un **Propriétaire du système CCHT** ou un **Propriétaire d'installation de consommation** à démarrer et faire fonctionner son **Installation**. Cette procédure comprend les étapes suivantes :

- a) La définition et la signature de l'**Accord d'exploitation** avec le **Gestionnaire de réseau** pour chaque nouvelle **Installation** à raccorder au **Réseau de transport**.
L'**Accord d'exploitation** :
 - i. définit les responsabilités respectives en matière d'exploitation et de contrôle de l'**Installation** et les sections du système fonctionnelles au **Réseau pertinent** ;
 - ii. définit les caractéristiques de l'**Installation** et les processus, ainsi que les critères de connexion spécifiques, outre ceux figurant dans le présent **Code de raccordement** et dans la réglementation nationale pertinente, si cela est jugé nécessaire ;
 - iii. définit les relations entre les unités opérationnelles du **Centre de contrôle** du **Gestionnaire de réseau** et le personnel de l'**Utilisateur du réseau de transport** et toute tierce partie ;

- iv. tient compte de toute dérogation aux critères du présent **Code de raccordement**, conformément aux règles établies au GC 9 des **Conditions générales** ;
- b) La notification d'exploitation visant à autoriser le **Propriétaire d'installation** concerné à alimenter son réseau électrique interne et ses auxiliaires et à le connecter au **Point de raccordement** ;
- c) La notification d'exploitation visant à autoriser le **Propriétaire d'installation** à faire fonctionner son système connecté au **Réseau de transport** pour une période limitée - à définir par le **Gestionnaire de réseau** - nécessaire pour évaluer au moins les données techniques du système et la conformité aux critères applicables ;
- d) La notification d'exploitation visant à autoriser le **Propriétaire d'installation** à faire fonctionner son système connecté au **Réseau de transport** au **Point de raccordement**. Cette notification d'exploitation doit être émise par le **Gestionnaire de réseau** lors de la levée préalable de toutes les non-conformités identifiées dans le cadre du point CC 3.4.1 c) ci-dessus.

CC 4. CRITÈRES GÉNÉRAUX

CC 4.1.1 Les critères généraux s'appliquent sans distinction aux **Installations de production**, aux **Systèmes CCHT** et aux **Installations de consommation** conformément au CC 1. Les critères spécifiques applicables aux **Installations de production**, aux **Systèmes CCHT** et aux **Installations de consommation** sont fournis au CC 5, CC 6 et CC 7, respectivement.

CC 4.2 Dispositions préliminaires

CC 4.2.1

Le raccordement des **Installations de production**, des **Systèmes CCHT** et des **Installations de consommation** au **Réseau de transport** ne doit entraîner aucune dégradation des performances ou de la fiabilité du **Réseau de transport**, et doit contribuer à la sécurité et à la qualité du service en fonction des capacités de l'**Installation** et du **Système électrique**, selon les modalités détaillées dans chaque chapitre pertinent du présent **Code de raccordement**.

CC 4.2.2

CC 4.2.3

La conception du **Système de réseau pour le raccordement** est exécutée de manière à ne pas nuire à l'exploitation du **Réseau de transport** ou perturber l'exploitation des autres **Installations**.

Les matériaux et composants des **Installations de production**, des **Systèmes CCHT** et des **Installations de consommation** sont conçus et fabriqués conformément aux normes nationales et internationales en vigueur en matière de sécurité et de protection des personnes et des biens.

CC 4.3 Documentation de l'Installation et du Site de raccordement

Pour chaque **Site de raccordement**, la documentation technique de référence est préparée par le demandeur et le **Gestionnaire de réseau** pour une gestion appropriée du **Site de raccordement**.

CC 4.3.1 Le **Propriétaire d'installation de production**, le **Propriétaire du système CCHT**, et le **Propriétaire d'installation de consommation** sont responsables de la rédaction, de la mise à jour et de la communication formelle au **Gestionnaire de réseau** de la documentation technique de leurs **Installations**, laquelle comprend :

- CC 4.3.2
- a) Le schéma unifilaire et le plan d'implantation ;
 - b) Les spécifications techniques, les manuels et données d'essai pour chaque équipement ;
 - c) Les schémas et descriptions des équipements et des systèmes de contrôle, d'exploitation, de comptage et de protection ;

CC 4.3.3 Sur demande, le **Propriétaire d'installation** fournit au **Gestionnaire de réseau** la documentation technique de l'installation, dans un format électronique et dans les formats définis par le **Gestionnaire de réseau**, limitée aux parties de l'installation ayant une influence sur l'**Exploitation fonctionnelle** du **Réseau de transport**.

CC 4.3.4 Pour chaque **Site de raccordement**, le **Gestionnaire de réseau** tient la documentation technique des caractéristiques du site. Le **Gestionnaire de réseau** est responsable de la création et de la mise à jour de ladite documentation, basé sur les informations fournies par l'**Utilisateur du réseau de transport**. Les principaux sujets traités par la documentation technique du **Site de raccordement** sont les suivants :

- a) Performances indicatives du **Réseau de transport** au **Point de raccordement** conformément au CC 2.
- b) Caractéristiques des **Installations** :
 - i. **Installations du Réseau de transport** :
 - Coordination de l'isolement des ouvrages du poste de raccordement ;
 - Caractéristiques du système de protection au poste de raccordement ;
 - ii. **Installation de l'Utilisateur du réseau de transport** :
 - Liste et emplacement des disjoncteurs commandés à distance par les systèmes de protection du **Réseau de transport** et/ou par les dispositifs du **Gestionnaire de réseau** ;
 - Caractéristiques des régleurs en charge des transformateurs HT/MT ou THT/MT de l'**Utilisateur du réseau de transport** ;

- Déploiement et utilisation des appareils pour réduction de charge, le cas échéant ;
- Utilisation de dispositifs automatiques pour l'introduction et la suppression des réserves de compensation de puissance réactive, le cas échéant ;
- Liste de tous les **Ouvrages** appartenant au **Gestionnaire de réseau** installés dans l'**Installation** de l'**Utilisateur du réseau de transport**.

iii. Lignes de raccordement :

- Coordination de l'isolement ;
- Caractéristiques des disjoncteurs et sectionneurs ;
- **Système de comptage** et systèmes de protection.

c) Exploitation, gestion et contrôle des **Installations** comme indiqué au CC 4.3.3b) :

- i. Gestion de **Points de raccordement** multiples et des alimentations de secours qui impliquent la connexion en parallèle de parties distinctes du **Réseau de transport** ;
- ii. Caractéristiques des systèmes de télécommunication ;
- iii. Toute certification pour l'**Installation** pour participer à la fourniture des **Services système** ;
- iv. Choix des périodes d'indisponibilité de parties de l'**Installation** ;
- v. Accès à l'**Installation** et procédures de réalisation des travaux ;
- vi. Sécurité des personnes et des biens pendant les activités d'exploitation et de maintenance.

CC 4.3.5

Toute la documentation technique, les données et les informations mentionnées ci-dessus, y compris les télésignalisations, les compteurs à distance, les télécommandes, les réglages à distance, et les relations opérationnelles sont intégrées de manière cohérente dans l'**Accord d'exploitation**, ainsi que les informations concernant les performances des **Installations** et les processus de production d'électricité.

CC 4.4.1

CC 4.4 Schémas de raccordement au Réseau de transport

CC 4.4.2

Le **Gestionnaire de réseau** s'assure que la procédure d'identification de la solution technique pour le raccordement de l'**Installation de production**, du **Système CCHT** et de l'**Installation de consommation** au **Réseau de transport**, est inclut dans son **Code de réseau national**.

La procédure prend en compte au minimum les étapes suivantes :

- a) Admission de raccordement au **Réseau de transport** en fonction de la taille de l'**Installation** et définition du niveau de tension de raccordement ;

- b) Identification du **Point de raccordement** et configuration technique de l'insertion dans le **Réseau de transport** ;
- c) Définition des appareils de commutation et du **Système de réseau pour le raccordement** ;
- d) Définition des limites fonctionnelles et de propriété.

CC 4.5 Systèmes de protection

CC 4.5.1 La conception et l'exploitation des **Installations de production**, des **Systèmes CCHT** et des **Installations de consommation** tiennent compte des caractéristiques techniques et des performances du système de protection du **Réseau de transport**. Par conséquent, l'**Accord d'exploitation** rend compte des besoins du système de protection.

CC 4.5.2 Le système de protection des Installations de production, Systèmes CCHT et Installations de consommation :

- a) Garantit les critères généraux suivants :
 - i. Coordination avec le système de protection du **Réseau de transport** ;
 - ii. Protection de secours si nécessaire ;
 - iii. Surveillance ;
 - iv. Contribution à l'identification des défauts.
- b) est organisé comme suit :
 - i. Protection au Point de raccordement ;
 - ii. Protection contre les pannes extérieures à l'**Installation de production**, au **Système CCHT** et aux **Installations de consommation** ;
 - iii. Protection contre les pannes intérieures à l'**Installation de production**, au **Système CCHT** et aux **Installations de consommation** ;
 - iv. Protection des lignes de raccordement entre le **Point de raccordement** et le **réseau de transport**.

CC 4.5.3

CC 4.6.1

L'**Accord d'exploitation** définit les réglages des équipements de protection.

CC 4.6 Système de communication

L'**Installation de production**, le **Système CCHT** et l'**Installation de consommation** sont intégrés au **SCADA** du **Réseau de transport**, tant en temps réel qu'en temps différé. Cette intégration est réalisée par l'acquisition des données et informations provenant de l'**Installation de production**, du **Système CCHT**, de l'**Installation de consommation** ainsi que des **Installations** détenues et contrôlées par le **Gestionnaire de réseau**.

Le **Propriétaire d'installation de production**, le **Propriétaire du système CCHT** et le **Propriétaire d'installation de consommation** sont tenus de fournir des mesures et des signaux au **Gestionnaire de réseau**, et à l'**OSM**, par l'intermédiaire du **Gestionnaire de réseau**, en vue d'assurer :

- CC 4.6.2
- a) L'observabilité en temps réel de l'**Installation** et les fonctions d'**Exploitation physique** du **Système électrique**, conformément aux détails fournis aux articles CC 5.3.5.7, CC 5.3.6.2 et CC 5.7.1 pour les **Installations de production**, à l'article CC 6.8.3 pour les **Systèmes CCHT** et à l'article CC 7.6.2 les **Installations de consommation** ;
 - b) La disponibilité des données historiques d'exploitation et les performances de l'**Installation** en temps différé.

CC 4.6.3

Les **Gestionnaires de réseau** sont dotés d'équipements appropriés capables de transférer les mesures et les signaux fournis par les **Propriétaires d'installations** à l'**OSM**, conformément à l'article CC 4.6.2.

Le **Gestionnaire de réseau** est tenu de :

- CC 4.6.4
- a) Définir la liste détaillée des données, des formats de données, des protocoles de communication et des modes d'interfaçage qui doivent être compatibles avec son propre système de contrôle ;
 - b) Garantir la compatibilité de ses propres systèmes de contrôle avec les produits standards, tels que les formats, les protocoles et les modes d'interfaçage standards.

CC 4.6.5

Les **Utilisateurs du réseau de transport** se conforment aux critères fixés par les **Gestionnaires de réseau** conformément au CC 4.6.4.a) concernant le système de communication. Plus de détails concernant les échanges d'informations et de données entre le **Gestionnaire de réseau** et les **Installations de production**, les **Systèmes CCHT** et les **Installations de consommation** sont respectivement fournis au CC 5.7, CC 6.8, et CC 7.6.

CC 4.6.6

CC 4.7.1

Le **Gestionnaire de réseau** peut exiger que le **Propriétaire d'installation de production**, le **Propriétaire du système CCHT** et le **Propriétaire d'installation de consommation** installent des équipements de contrôle à distance. Une telle demande est évaluée au cas par cas par le **Gestionnaire de réseau**, et convenue avec le **Propriétaire d'installation** lors de la phase d'autorisation du processus de raccordement, définit au CC 3.2.4.1 et spécifiée dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 4.7 Dérogation

Le **Gestionnaire de réseau** peut, à la demande d'un **Propriétaire d'installation de production**, d'un **Propriétaire de système CCHT** ou d'un **Propriétaire d'Installation de consommation**, accorder des dérogations à une ou plusieurs dispositions du **Code de raccordement**, en conformité avec son **Code de réseau national**. Ces dérogations peuvent concerner les **Unités de production**, les **Systèmes CCHT** ou les **Installations de consommation**

existants ou futurs. L'octroi de ces dérogations s'effectue selon le processus de conformité et de contrôle défini dans le GC 9 des **Conditions générales**, et sur la base des critères d'octroi des dérogations publiés par le **Gestionnaire de réseau** sur son site internet.

Lorsqu'un **Propriétaire d'installation de production**, un **Propriétaire de système CCHT** ou un **Propriétaire d'installation de consommation** n'est pas en mesure de se conformer à une disposition du **Code de raccordement**, il signale, sans délai, cette non-conformité au **Gestionnaire de réseau** et demande une dérogation à cette disposition.

CC 4.7.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** établit une procédure qui régit le processus de demande, d'analyse et d'évaluation d'une dérogation conformément à sa réglementation nationale.

CC 4.7.3 Une dérogation au **Code de raccordement** concernant les dispositions qui y sont contenues est approuvée par l'**Autorité de régulation nationale** sur proposition du **Gestionnaire de réseau**. Le **Gestionnaire de réseau** n'a le droit d'accorder que des dérogations temporaires à certaines dispositions du **Code de raccordement** uniquement si la **Sécurité d'exploitation** du **système électrique** national sera compromise par l'application de ces dispositions.

CC 4.7.4

CC 4.7.5 Dans la procédure mentionnée au CC 4.7.3, le **Gestionnaire de réseau** définit la liste des informations minimums que le **Propriétaire d'installation** inclut dans sa demande de dérogation. Les informations à fournir par le **Propriétaire d'installation** identifient au moins la disposition à laquelle le **Propriétaire d'installation** est incapable de se conformer, la ou les raisons techniques de la non-conformité nécessitant une dérogation et l'effet attendu sur le **Réseau pertinent** et les échanges d'électricité transfrontaliers.

CC 4.7.6 La procédure mentionnée au CC 4.7.3 définit :

a) Le processus à suivre par le **Gestionnaire de réseau** pour évaluer les demandes de dérogation et rendre la décision ;

b) Le calendrier du processus ;

CC 4.7.7 c) Les conditions dans lesquelles une décision accordant une dérogation peut être révoquée.

Le **Gestionnaire de réseau** doit :

- a) Tenir un registre de toutes les dérogations qui ont été accordées ;
- b) Sur demande d'un **Propriétaire d'installation**, fournir une copie du registre limité aux demandes de dérogation dudit **Propriétaire d'installation**.

CC 5. CRITÈRES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS DE PRODUCTION

CC 5.1 Plages de fonctionnement

Plages de fréquence

CC 5.1.1.1 Toutes les **Unités de production** doivent être conçues, construites et exploitées de manière à pouvoir rester connectées au **Réseau de transport** dans les plages de fréquence et les durées minimales spécifiées dans le Tableau CC 3 conformément au schéma suivant :

CC 5.1.1

- a) Une plage autour de la fréquence nominale de la **Zone synchrone** avec une durée de fonctionnement illimitée ;
- b) Une ou plusieurs plages avec des fréquences inférieures à la fréquence nominale de la **Zone Synchrone** avec une durée limitée de fonctionnement selon le Tableau CC 3 ;
- c) Une ou plusieurs plages avec des fréquences supérieures à la fréquence nominale de la **Zone synchrone**, avec une durée limitée de fonctionnement selon le Tableau CC 3.

CC 5.1.1.2 En définissant les durées indiquées dans le Tableau CC 3 dans le **Code de réseau national**, le **Gestionnaire de réseau** et son **Autorité de régulation nationale (ARN)**, tiennent compte des normes internationales applicables aux produits en ce qui concerne les capacités liées à la fréquence.

CC 5.1.1.3 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production** peuvent convenir ensemble de plages de fréquences plus larges, de durées minimales de fonctionnement plus longues ou de critères spécifiques d'écarts combinés de fréquence et de tension afin de garantir la meilleure utilisation des capacités techniques d'une **Unité de production**, dans le cas où il est nécessaire de conserver ou de rétablir la sécurité du **Réseau de transport**. Le **Propriétaire d'installation de production** ne doit pas refuser de manière déraisonnable son consentement à une telle demande pourvu que cela soit économiquement et techniquement réalisable.

Tableau CC 3. Durées minimales pendant lesquelles une Unité de production doit être capable de fonctionner avec une fréquence s'écartant de la valeur nominale de la zone synchrone sans se déconnecter du réseau de transport.

Plages de fréquence	Durée de fonctionnement
47,5 Hz – 48,5 Hz	≥ 30 minutes
48,5 Hz – 49,0 Hz	≥ 30 minutes et non inférieure à la durée de la plage 47,5 Hz – 48,5 Hz
49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutes
51,5 Hz – 52,5 Hz	≥ 1 seconde

Plages de tension

CC 5.1.2.1 Toutes les **Unités de production** doivent être conçues, construites et exploitées pour pouvoir rester connectées au **Réseau de transport** dans les plages de tension au **Point de raccordement** selon le schéma suivant :

- CC 5.1.2
- a) Une plage autour de la tension nominale avec une durée de fonctionnement illimitée ;
 - b) Une ou plusieurs plages de tension inférieure à la valeur nominale avec une durée limitée de fonctionnement selon le Tableau CC 4 ;
 - c) Une ou plusieurs plages de tension supérieure à la valeur nominale avec une durée limitée de fonctionnement selon le Tableau CC 4.

CC 5.1.2.2 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production** peuvent convenir ensemble de plages de tension plus larges, de durées minimales de fonctionnement plus longues ou de critères spécifiques d'écarts combinés de fréquence et de tension (surtension et sous-fréquence simultanées ou sous-tension et surfréquence simultanées) afin de garantir la meilleure utilisation des capacités techniques d'une **Unité de production** s'il s'avérait nécessaire de conserver ou de rétablir la sécurité du **réseau de transport**. Le **Propriétaire d'installation de production** doit consentir à cette (ces) demande(s) pourvu que cela soit économiquement et techniquement possible.

CC 5.1.2.3 Pour les **Unités de production** de **Puissance nominale** supérieure à 10 MW et raccordées au **Réseau de transport** avec une tension inférieure à 132 kV - soit 90 kV, 69 kV, 66 kV, 63 kV, 55 kV, 36 kV -, chaque **Gestionnaire de réseau** doit convenir, avec le **Propriétaire d'installation de production**, des plages de tension aux **Points de raccordement** auxquels l'**Unité production** doit être conçue, construite et exploitée pour rester connectée, tant que lesdites plages de tension sont dans les limites des **Seuils d'exploitation**.

Tableau CC 4. Durées minimales pendant lesquelles une Unité de production doit être capable de fonctionner à des tensions s'écartant de la valeur pu de référence 1 (la tension nominale pour le calcul pu est donnée dans la première colonne) au Point de raccordement sans se déconnecter du réseau de transport.

Valeur nominale [kV]	Plages de tension [p.u.]	Durée de fonctionnement
132, 150, 161, 225	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,118 *pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	[20 - 60] minutes
330, 400	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	[20 - 60] minutes

*Pas au-delà de 245 kV selon la CIE 60038

CC 5.2 Résistance aux perturbations du réseau

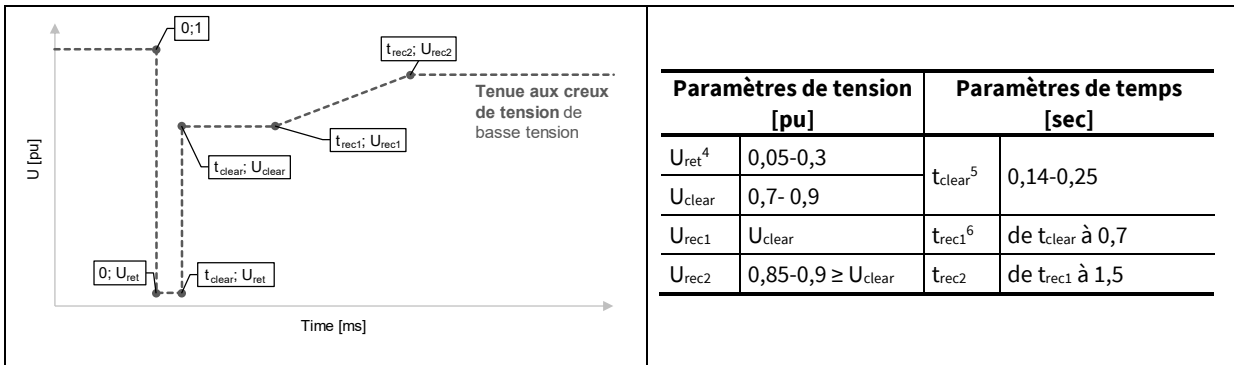
Capacité de tenue aux défauts

CC 5.2.1.1 En cas de variations transitoires de tension dues à des défauts sur le **Réseau de transport**, les **Unités de production** doivent pouvoir rester connectées au **Réseau de transport** et continuer à fonctionner de manière stable, dans les conditions suivantes lors d'une panne symétrique :

CC 5.2.1

- Sur un graphe de la tension en fonction du temps, la tenue aux défauts en creux de tension, les **Unités de production synchrones**. Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier les paramètres qui définissent chaque point de graphe de **Tenue aux défauts** dans les limites définies dans le Tableau CC 5 valable pour les **Unités de production synchrone**. La zone au-dessus du profil de **Tenue aux défauts** représente la zone minimum dans laquelle l'**Unité de production synchrone** doit garantir leur connexion au **Réseau de transport** de manière stable. Dans les zones situées en dehors de celle définie par les profils de tenue à la tension (creux de tension et hausse de tension), la déconnexion des **Unités de production synchrones** due au fonctionnement du système de protection comme indiqué au CC 5.5.3 est acceptable.
- Entre des profils de **Tenue aux écarts de tension** (de basse tension et haute tension) en fonction de la durée pour les **Unités de production à onduleur**. Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier les paramètres définissant chaque point des profils des écarts de tension dans les plages indiquées dans le Tableau CC 6 valable pour les **Unités de production à onduleur**. La zone entre les profils de basse et haute tension représente la zone minimum dans laquelle l'**Unité de production à onduleur** doit garantir la connexion au **réseau de transport** de manière stable. Dans les zones situées en dehors de celle définie par les profils des écarts de tension (basse tension et haute tension), la déconnexion des **Unités de production à onduleur** due au fonctionnement du système de protection, comme indiqué au CC 5.5.3 est acceptable.

Tableau CC 5. Profil et paramètres de tenue aux défauts d'une Unité de production synchrone. Elle est exprimée comme les tensions entre phases sur le niveau de tension du réseau de transport au Point de raccordement lors d'une panne en fonction du temps avant, pendant et après la panne.

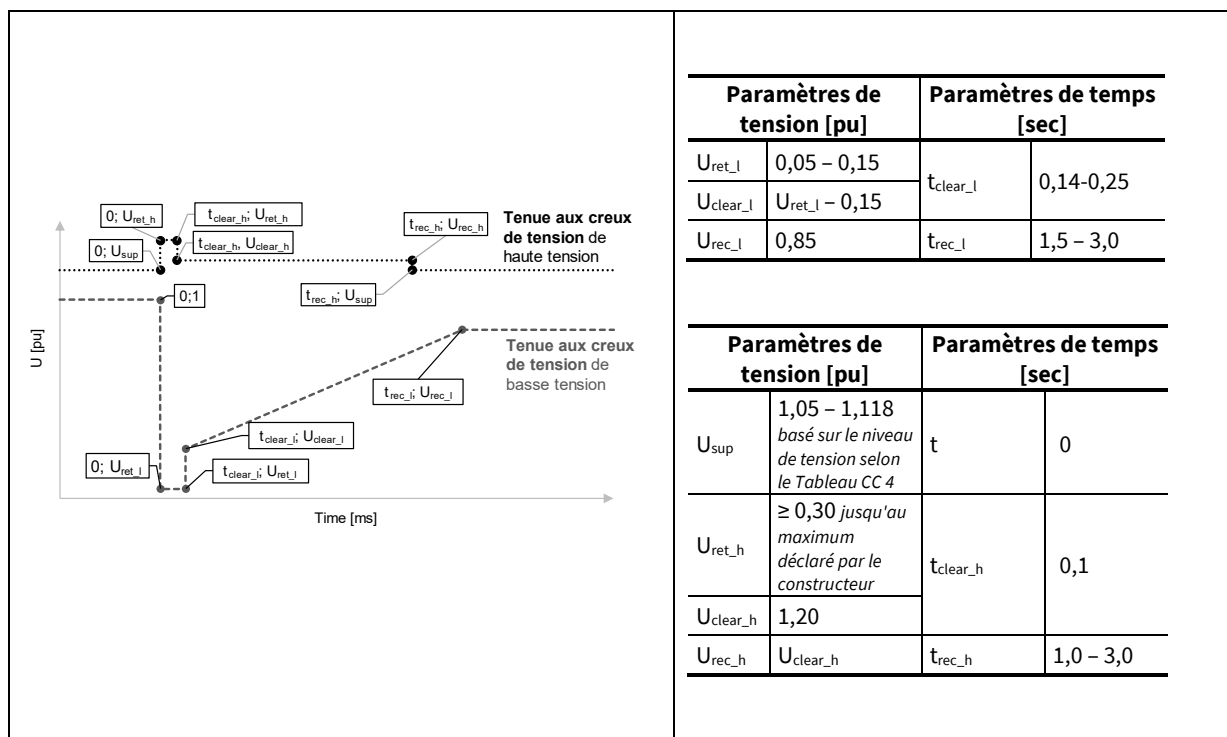


⁴ U_{ret} est la tension maintenue au point de raccordement pendant une panne.

⁵ t_{clear} est le moment où la panne est réparée.

⁶ L'indice « rec » signifie « récupération », et identifie certains points de limites inférieures de tension une fois la panne réparée.

Tableau CC 6. Profil et paramètres de tenue à de tension (creux et hausse de tension) d'une Unité de production à onduleur. Elle est exprimée comme les tensions entre phases sur le niveau de tension du réseau de transport au Point de raccordement lors d'une panne en fonction du temps avant, pendant et après la panne.



CC 5.2.1.2 L'installation d'une protection spécifique à minimum de tension capable de tracer et de mettre en œuvres des profils de tension en fonction du temps de la **Tenue aux défauts** n'est pas autorisée. En particulier, la protection contre les creux de tension doit être réglée par le **Propriétaire d'installation de production** selon les limites techniques des **Unités de production**, sauf si le **Gestionnaire de réseau** demande d'autres réglages.

CC 5.2.1.3 Les **Unités de production** doivent se conformer aux profils de tension en fonction du temps de la **Tenue aux défauts**, pour toute valeur de puissance de court-circuit avant ou après le défaut entre les valeurs minimum et maximum de courant de court-circuit attendues au **Point de raccordement**⁷.

CC 5.2.1.4 Les critères de **tenue aux défauts** ne s'appliquent pas à la déconnexion du **Réseau de transport** imposée par les conditions d'exploitation et/ou la protection du **Réseau de transport** qui doit être mises en œuvre à travers les équipements et les réglages associés définis par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 5.2.1.5 En cas de défauts asymétriques, les capacités de **tenue aux défauts** doivent être spécifiées par chaque **Gestionnaire de réseau**. Un critère peut suivre la logique un-sur-trois : la déconnexion pour des défauts asymétriques peut être effectuée lorsque l'un des trois (3) niveaux

⁷ Faire référence au CC 2.6 pour les valeurs de **courant de court-circuit**.

de tension dépasse les mêmes limites de tension autorisées affichées dans le profil du Tableau CC 5 et Tableau CC 6 défini pour les défauts symétriques.

Capacité de résistance au gradient de fréquence

- CC 5.2.2.1 Une **Unité de production** doit être capable de rester connectée au **Réseau de transport** et de fonctionner à des gradients de fréquence allant jusqu'à 2,5 Hz/s, calculés sur une fenêtre de temps de cinq (5) cycles, à moins que la déconnexion n'ait été déclenchée par la perte d'une protection vérifiant le type de taux de variation de fréquence.
- CC 5.2.2

CC 5.3 Stabilité et contrôle de la fréquence du système

- CC 5.3.1 La présente section CC 5.3 du **Code de raccordement** régit les capacités techniques et les critères associés que chaque **Unité de production** doit garantir au **Gestionnaire de réseau** en matière de régulation de fréquence. Les définitions de la **Réserve primaire**, la **Réserve Secondaire** et la **Réserve Tertiaire** et les obligations de gestion de contrôle de la fréquence associées sont détaillées au OC 8 du **Code d'exploitation**, étant des domaines opérationnels à coordonner au niveau régional.

Contrôle de la puissance active de consigne

CC 5.3.2

- CC 5.3.2.1 Une **Unité de production** doit avoir la capacité de maintenir une puissance active de sortie constante à n'importe quelle valeur de puissance active de consigne selon les instructions du **Gestionnaire de réseau** entre les puissances de sortie minimum et maximum déclarée, sauf lorsque la puissance de sortie suit les changements spécifiés aux CC 5.3.3, CC 5.3.4, et CC 5.3.5 du présent **Code de raccordement**.
- CC 5.3.2.2 Les valeurs d'erreur maximum dans lesquelles le système de contrôle des **Unités de production** doit contrôler la puissance active par rapport à des valeurs de consigne constantes et, pendant les changements de la valeur de consigne, ne doivent pas être supérieures à $\xi_1 = 1 \%$ et $\xi_1 = 5 \%$, respectivement, comme indiqué sur la Figure CC 1.

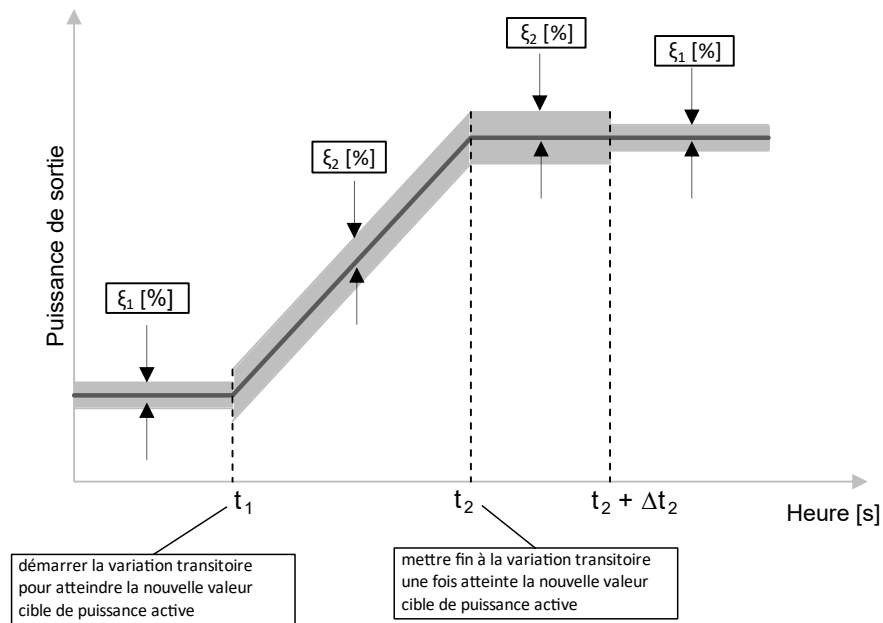


Figure CC 1. Représentation de la tolérance admissible entre la puissance active réelle de l'Unité de production mesurée en moyenne par seconde et la valeur de consigne de référence. Les valeurs des paramètres ξ_1 et ξ_2 d'erreur maximum dans lesquelles le système de contrôle des Unités de production doit contrôler la puissance active par rapport à des valeurs de consigne constantes (ξ_1) et lors des modifications de la valeur de consigne (ξ_2).

Effets des conditions ambiantes et d'exploitation sur la capacité de puissance active

CC 5.3.3

CC 5.3.3.1 Lorsqu'une **Unité de production synchrone** fonctionne en condition de sous-fréquence, une réduction de la puissance active maximum déclarée au **Gestionnaire de réseau** est autorisée, pourvu que cette réduction soit justifiée par des raisons techniques avérées.

CC 5.3.3.2 Conformément aux limites indiquées à l'article CC 5.3.3.4, chaque **Gestionnaire de réseau** doit définir la réduction maximale admissible de la puissance active de sortie pour des conditions de sous-fréquence dans sa **Zone LFC**, exprimée en pourcentage de la **Puissance nominale** de l'**Unité de production synchrone**. La **Puissance nominale** de l'**Unité de production synchrone** diminuée de ce pourcentage de réduction maximal, constitue la limite inférieure de la capacité de puissance active, en-deçà de laquelle la puissance active maximum pouvant être fournie par les **Unités de production** ne doit jamais descendre.

CC 5.3.3.3 La réduction de puissance active admissible par rapport à la puissance maximum peut varier d'**Unité de production** à **Unité de production**, par exemple les **Unités de production synchrones** à turbine à gaz ou à cycle combiné sont plus sensibles à un fonctionnement dans des conditions de sous-fréquence que les autres **Unités de production synchrones**. Par conséquent, lors de la définition de la réduction de puissance active admissible à partir de la puissance maximum, le **Gestionnaire de réseau** est tenu de :

- Préciser clairement les conditions ambiantes applicables ;
- Considérer les capacités techniques des **Unités de production synchrone**.

CC 5.3.3.4 La réduction de puissance active admissible à partir de la puissance maximum dans des conditions de sous-fréquence à spécifier par chaque **Gestionnaire de réseau** pour chaque

catégorie d'**Unité de production synchrone** doit entrer dans les limites représentées à la Figure CC 2, selon les spécifications suivantes :

- Pour les fréquences inférieures à 49 Hz chutant avec un taux de réduction de $\Delta P/P_{MAX}$ égal à 2 % de la **Puissance nominale**, qui est la puissance de sortie active maximum à 50 Hz pour 1 Hz de chute de fréquence ;
- Pour les fréquences inférieures à 49,5 Hz chutant avec un taux de réduction de $\Delta P/P_{MAX}$ égal à 10 % de la **Puissance nominale**, qui est la puissance de sortie active maximum à 50 Hz pour 1 Hz de chute de fréquence.

CC 5.3.3.5 Ces spécifications limites doivent être interprétées comme suit : pour une fréquence comprise entre 49,5 Hz et 50 Hz, une **Unité de production synchrone** ne doit présenter aucune réduction de la puissance de sortie maximum. Avec une fréquence inférieure à 49,5 Hz, la zone dans laquelle le **Gestionnaire de réseau** peut définir la capacité est donnée entre les deux courbes en traits pleins présentées sur la Figure CC 2.

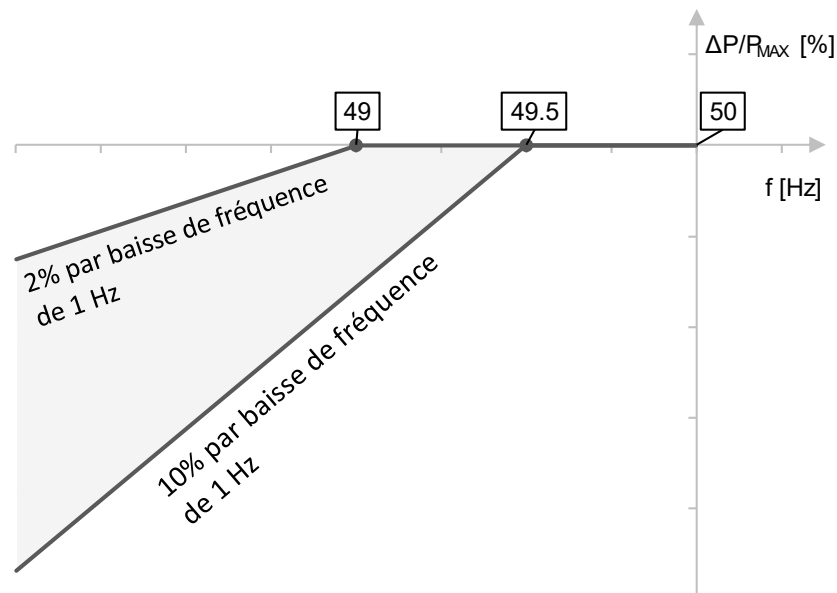


Figure CC 2. Réduction de la capacité de puissance maximum sous fréquence décroissante. La valeur en pourcentage de la réduction se réfère à la puissance active maximum de l'Unité de production synchrone.

CC 5.3.4

Réglage de la puissance active en cas de surfréquence et de sous-fréquence anormales

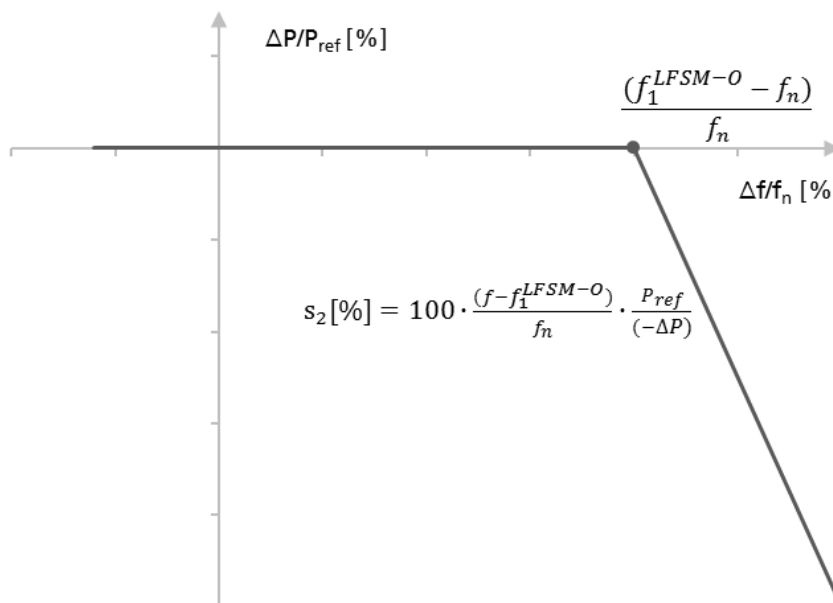
CC 5.3.4.1 Les **Unités de production** doivent être capables de réguler la sortie de puissance active en réponse à de larges variations de fréquence en surfréquence et sous-fréquence, selon les modes de fonctionnement appelés **Mode de réglage restreint de la fréquence - Surfréquence (LFSM-O)** et **Mode de réglage restreint de la fréquence - Sous-fréquence (LFSM-U)**.

CC 5.3.4.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit définir le seuil de fréquence et le statisme qui caractérisent les modes de fonctionnement **LFSM-O** et **LFSM-U** selon la Figure CC 3 et la Figure CC 4 respectivement :

- a) P_{ref} est différencié pour les **Unités de production synchrones** et les **Unités de production à onduleur** :
 - i. Pour les **Unités de production synchrones** $P_{ref}=P_{MAX}$, à savoir la **Capacité de production** de l'**Unité de production** ;
 - ii. Pour les **Unités de production à onduleur**, $P_{ref}=P_{MAX}$, soit la puissance de sortie active générée par l'**Unité de production** au moment où le **LFSM-O** ou **LFSM-U** est atteint, tel que défini par le **Gestionnaire de réseau** concerné ;
- b) ΔP est la variation de la production d'énergie active de l'**Unité de production** ; f_n est la fréquence nominale du **Réseau de transport** et égale à 50 Hz et $\Delta f = f - f_n$ est l'écart de fréquence qui se produit dans le **Réseau de transport** ;
- c) Dans le **LFSM-O** tel que représenté à la Figure CC 3, aux surfréquences où f est supérieur à f_1^{LFSM-O} , l'**Unité de production** fournit une variation négative de la production de puissance active selon un réglage de statisme égal à s_2 . Le **Gestionnaire de réseau** vérifie que le seuil de fréquence f_1^{LFSM-O} se trouve entre 50,2 Hz et 50,5 Hz inclus, et que le réglage de statisme s_2 se trouve entre 2 % et 12 %. Le **Propriétaire d'installation de production** règle son **Unité de production** en conséquence ;
- d) Dans le **LFSM-U** tel que représenté à la Figure CC 4, aux sous-fréquences où f est inférieur à f_1^{LFSM-U} , l'**Unité de production** fournit une variation positive de la production de puissance active selon un statisme égal à s_2 . Le **Gestionnaire de réseau** vérifie que le seuil de fréquence f_1^{LFSM-U} se trouve entre 49,8 Hz et 49,5 Hz compris, et que le réglage de statisme s_2 se trouve entre 2 % et 12 %. Le **Propriétaire d'installation de production** règle son **Unité de production** en conséquence.

CC 5.3.4.3 L'ANNEXE B - SPÉCIFICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LE CALCUL DE LFSM-O/LFMS-U » fournit des spécifications supplémentaires et un exemple de calcul de **LFSM-O** et **LFSM-U**.

CC 5.3.4.4 La précision de la mesure de fréquence par l'**Unité de production** doit être conforme à la norme applicable dans l'**Industrie de fourniture d'électricité (ESI)** et ne doit en aucun cas être supérieure au centième de Hertz (± 0.01 Hz ou 10 mHz).



S&

Figure CC 3. Capacité de réponse en fréquence de puissance active des Unités de production en mode LFSM-O.

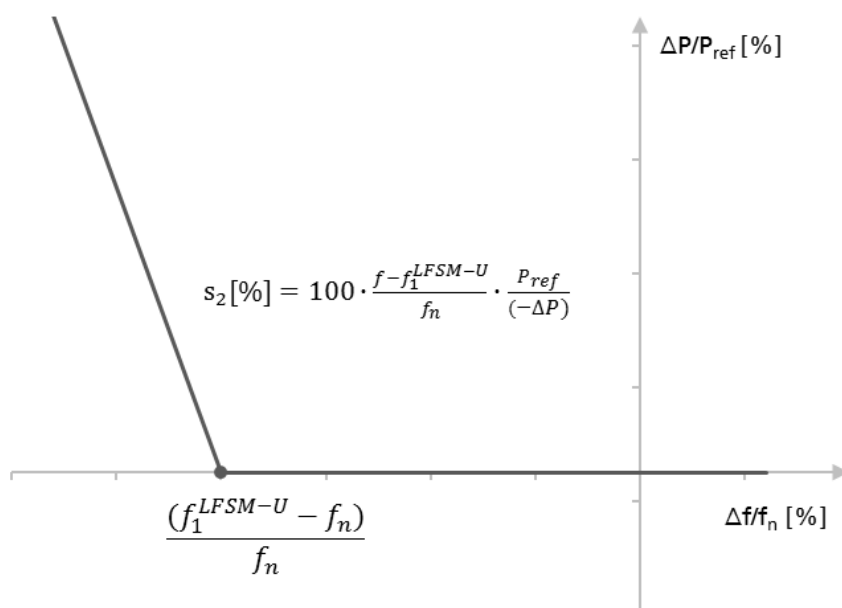


Figure CC 4. Capacité de réponse en fréquence de puissance active des Unités de production en mode LFSM-U.

CC 5.3.4.5 Une **Unité de production** doit être capable d'activer la réponse en fréquence industrielle aussi rapidement que techniquement possible avec un temps de réponse initial qui ne doit pas être supérieur à deux (2) secondes. Le **Propriétaire d'installation de production** justifie tout retard plus important en fournissant des preuves techniques au **Gestionnaire de réseau**. Pour les **Unités de production à onduleur**, le **Gestionnaire de réseau** peut spécifier un temps inférieur à deux (2) secondes en fonction du type de technologie, tels que le photovoltaïque (PV), l'éolien et les batteries.

CC 5.3.4.6 Les **Unités de production** doivent être capables de fonctionner de manière stable pendant le fonctionnement en mode **LFSM-O** et **LFSM-U**.

- CC 5.3.4.7 En référence au fonctionnement en mode **LFSM-O** :
- a) Les **Unités de production** doivent être capables soit de continuer à fonctionner au niveau de régulation minimum, soit de diminuer davantage la puissance active en fonction de la demande du **Gestionnaire de réseau** jusqu'à ce que sa capacité de puissance active minimum soit atteinte ;
 - b) Le point de consigne **LFSM-O** prévaut sur tout autre point de consigne de puissance active.
- CC 5.3.4.8 En référence au fonctionnement en mode **LFSM-U** :
- a) Les **Unités de production** doivent être capables de fournir une augmentation de puissance jusqu'à leur **Capacité de production** ;
 - b) La fourniture effective de puissance active dans le cadre d'une réponse automatique en fréquence doit prendre en compte :
 - i. Les conditions de fonctionnement de l'**Unité de production**, en particulier les limitations de fonctionnement à proximité de la **Capacité de production** à basses fréquences et l'impact des conditions ambiantes selon le CC 5.3.3 ;
 - ii. La disponibilité des sources d'énergie primaires ;
 - c) Le point de consigne **LFSM-U** prévaut sur tout autre point de consigne de puissance active.
- CC 5.3.4.9 La variation de puissance active, à fournir par les **Unités de production** dans les marges à la baisse et à la hausse disponibles de régulation de fréquence, conformément aux articles CC 5.3.4.7 et CC 5.3.4.8, doit être effectuée avec la rampe maximale admissible pour un fonctionnement continu de l'**Unité de production**. Le gradient maximum ne doit pas compromettre le fonctionnement continu du système de fourniture de combustible, du processus thermique et du cycle électromécanique de l'**Unité de production**.
- CC 5.3.4.10 En référence à l'article CC 5.3.4.9, chaque **Gestionnaire de réseau** doit définir le seuil inférieur au-dessus duquel la rampe maximale de variation de puissance active doit être garantie par chaque **Unité de production**. Les seuils sont exprimés en pourcentage de variation de la **Capacité de production** par unité de temps et peuvent varier entre différentes **Unités de production**. Le Tableau CC 7 contient les valeurs seuils indicatives basées sur les **Bonnes pratiques de l'industrie**.

Tableau CC 7. Valeurs indicatives des seuils inférieurs au-dessus desquels le gradient maximum de variation de puissance active doit être garanti par les Unités de production.

Types d'Unité de production	Seuil inférieur
Unité de production conventionnelle à vapeur	De sorte à garantir l'exploitation continue de l' Unité de production et d'éviter ainsi le

	blocage/déclenchement du système chaudière/turbine
Unité de production à turbine à gaz ou à cycle combiné	13 % de la Puissance nominale /min
Autres Unités de production synchrones	3 % de la Puissance nominale /min
Unités de production photovoltaïques	≤ 2 s pour fournir toute la marge de réserve disponible à ce moment
Unités de production éoliennes	• ≤ 10 s pour fournir l'intégralité de la réserve disponible à cet instant, lorsque celle-ci est inférieure à 50 % de la Puissance nominale • ≤ 30 s pour fournir l'intégralité de la réserve disponible à cet instant, lorsque celle-ci est supérieure à 50 % de la Puissance nominale

CC 5.3.4.11 Les critères du mode de fonctionnement **LFSM** peuvent être adaptés aux **Unités de production** qui n'ont pas la capacité intrinsèque de réguler la puissance de sortie face à des variations de fréquence en raison de limitations technologiques, telles que les **Unités de production basées sur des EnRV** non couplées à des systèmes de stockage par batterie. Ces limitations technologiques doivent être démontrées par le **Propriétaire d'installation de production** au **Gestionnaire de réseau** pendant la phase d'autorisation du processus de raccordement visé au CC 3. L'**Autorité de régulation nationale** peut accorder cette dérogation sur la base de la communication du **Gestionnaire de réseau** et de la validité de la démonstration fournie par le **Propriétaire d'installation de production**, et en accord avec les règles énoncées au GC 9 des **Conditions générales**.

CC 5.3.5

Réponse de puissance active aux variations de fréquence normales

CC 5.3.5.1 Les **Installations de production** doivent avoir la capacité de fonctionner en **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)**, lequel détermine une variation de la puissance de sortie active par rapport à la valeur programmée de la puissance active de consigne en réponse aux variations de fréquence normales du **Réseau de transport**.

CC 5.3.5.2 Lorsqu'une **Unité de production** n'a pas la capacité de réguler la puissance de sortie en réponse à des variations de fréquence en raison des limitations technologiques, le **Propriétaire d'installation de production** concerné doit indiquer ces limitations au **Gestionnaire de réseau** pendant la phase d'autorisation du raccordement visé au CC 3. Le **Gestionnaire de réseau** doit évaluer minutieusement le raccordement de l'**Unité de production** ayant une limitation technologique quant à fournir le **FSM**, surtout quand le manque de **FSM** pour une **Unité de**

production peut être critique pour maintenir la stabilité du **Réseau de transport** en cas de **Contingence**.

CC 5.3.5.3 Le **Gestionnaire de réseau** doit définir les paramètres qui caractérisent le **FSM** selon la Figure CC 5 et dans les plages indiquées dans le Tableau CC 8, considérant que :

- a) P_{ref} est différencié pour les **Unités de production synchrones** et les **Unités de production à onduleur** :
 - i. Pour les **Unités de production synchrones** $P_{ref}=P_{MAX}$, soit la **Capacité de production** de l'**Unité de production** ;
 - ii. Pour les **Unités de production à onduleur** $P_{ref}=P_{MAX}$, à savoir la puissance de sortie active générée par l'**Unité de production** au moment où le seuil **FSM** est atteint, tel que défini par le **Gestionnaire de réseau** concerné ;
- b) ΔP est la variation de la production de puissance active de l'**Unité de production** ; f_n est la fréquence nominale du **Réseau de transport** égal à 50 Hz et $\Delta f = f - f_n$ est l'écart de fréquence se produisant dans le **Réseau de transport** ;
- c) L'**Unité de production** doit être insensible aux variations de fréquence dans la plage de la **bande morte de la réponse en fréquence**. En cas de variation de fréquence au-dessus de la **bande morte de la réponse en fréquence**, la contribution de puissance active non fournie doit être récupérée selon l'un des trois (3) schémas colorés représentés sur la Figure CC 5 ;
- d) La précision de la mesure de fréquence doit être conforme à la norme applicable dans l'**Industrie de fourniture d'électricité (ESI)** et, ne doit en aucun cas être supérieure au centième de Hertz (± 0.01 Hz ou 10 mHz) ;
- e) Pour des niveaux de puissance compris entre le niveau de régulation minimum et la **Capacité de production** de L'**Unité de production**, la variation de puissance active requise par le Mode de sensibilité à la fréquence (FSM) ne doit pas être limitée à moins que la limite **FSM** $\Delta P_1/P_{MAX}$ indiquée dans le Tableau CC 8 ou les **seuils d'exploitation** de puissance active minimum ou maximum de l'**Unité de production** soient atteintes ;
- f) Conformément à l'article CC 5.3.5.3.e) précédent, la fourniture effective de la réponse en fréquence de la puissance active doit également tenir compte :
 - i. Des conditions de fonctionnement de l'**Unité de production**, en particulier les limites d'exploitation à une puissance proche de la puissance maximale en sous-fréquences et à l'impact respectif des conditions ambiantes selon l'article CC 5.3.3 ;
 - ii. De la disponibilité des sources d'énergie primaires.

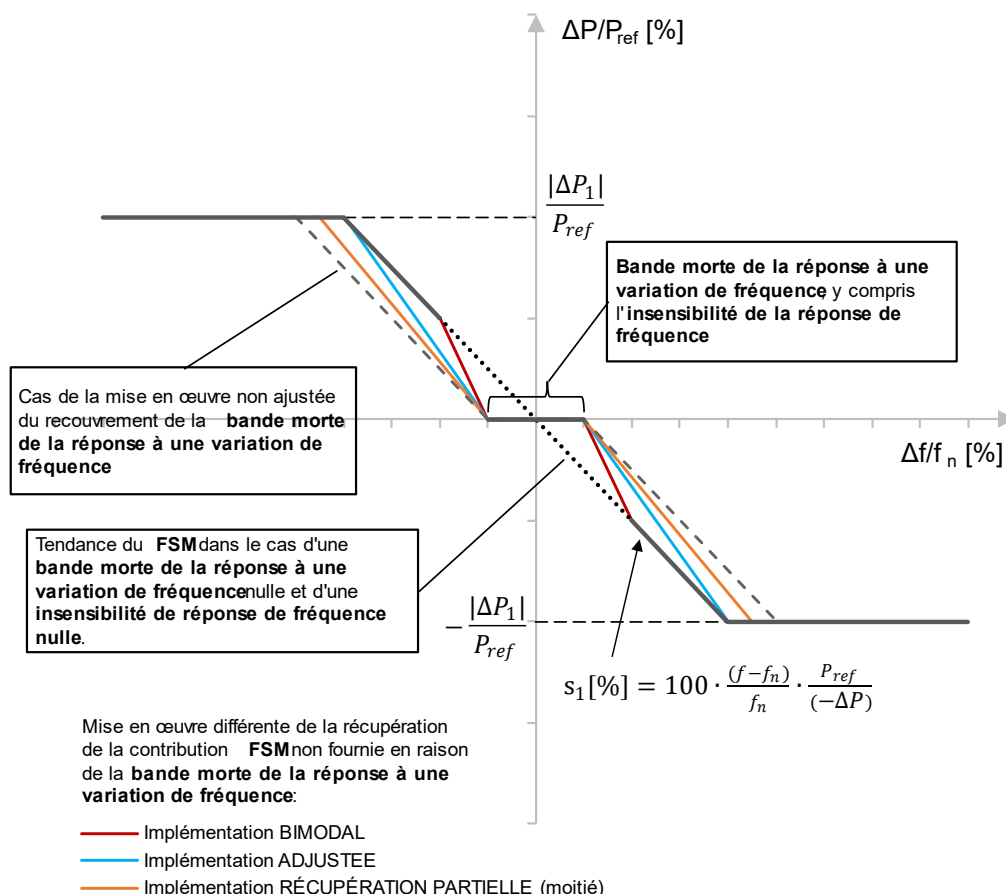


Figure CC 5. Capacité de réponse en fréquence de puissance active des Unités de production en FSM. La figure représente les changements de la puissance de sortie active qu'une Unité de production doit être capable de fournir en fonction des variations de fréquence.

Tableau CC 8. Paramètres de réponse en fréquence de puissance active en FSM (explication pour Figure CC 5).

Paramètres	Plages
Plage de puissance active liée à la puissance maximum ($\Delta P_1/P_{MAX}$)	1,5 – 10 %
Insensibilité de la réponse en fréquence des régulateurs Δf_i	± 10 mHz
Bande morte de la réponse en fréquence	0 – 500 mHz
Statisme s_1	2 – 12 %

CC 5.3.5.4 Une **Unité de production** doit avoir la capacité de fournir une réponse en fréquence de puissance active complète de manière stable pendant une période comprise entre quinze (15) et trente (30) minutes consécutives, en l'absence d'autres changements de fréquence, comme spécifié par le **Gestionnaire de réseau**. En cas de nouveaux changements de fréquence, l'**Unité de production** doit continuer d'augmenter ou de diminuer la puissance émise sur la base de l'écart de fréquence Δf se produisant au sein du **Réseau de transport** et de statisme s_1 réglé.

CC 5.3.5.5 Au moment de spécifier la période visée à l'article CC 5.3.5.4, le **Gestionnaire de réseau** doit tenir compte de la marge de puissance active disponible et de la source d'énergie primaire de l'**Unité de production**.

CC 5.3.5.6 En cas de changement de pas de fréquence, le Mode de sensibilité à la fréquence (FSM) doit être activé par l'**Unité de production** suivant une courbe de la Figure CC 5, ou tout au plus en correspondance avec la ligne représentée à la Figure CC 6 et conformément aux paramètres spécifiés par le **Gestionnaire de réseau** basés sur les limitations technologiques des **Unités de production** dans les plages indiquées dans le Tableau CC 9. Le paramètre $\Delta P_1/P_{MAX}$ est le même que celui indiqué dans le Tableau CC 8 à définir par les **Gestionnaires de réseau**.

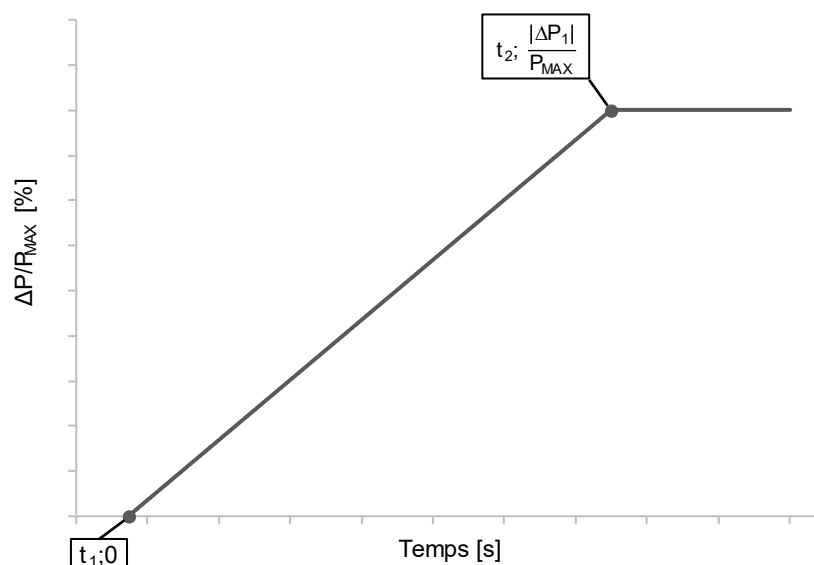


Figure CC 6. Capacité de réponse en fréquence de puissance active des Unités de production en cas de changement de pas de fréquence.

Tableau CC 9. Paramètres pour l'activation complète de la réponse en fréquence de puissance active résultant d'un changement de pas de fréquence (explication pour Figure CC 6).

Paramètres	Unités de production synchrones	Unités de production à onduleur
t_1 : le temps de réponse initial maximum admissible t_1 sauf justification contraire	2 sec	0 sec (intentionnel)
t_2 : Choix maximum admissible du temps d'activation complet t_2 , sauf si des délais d'activation plus longs sont autorisés par le Gestionnaire de réseau pour des raisons de stabilité du système	30 sec	30 sec

CC 5.3.5.7 Afin de suivre le fonctionnement du **FSM**, les **Unités de production** doivent avoir la capacité de transmettre, en temps réel et de manière sécurisée, au moins les signaux suivants au **Centre de contrôle** du **Gestionnaire de réseau** :

- Signal d'état du **FSM** (allumé/éteint) ;
- Puissance active de sortie programmée ;
- Valeur réelle de la puissance active de sortie ;
- Réglages des paramètres réels pour la réponse en fréquence de puissance active ;

e) Statisme et **Bande morte de la réponse en fréquence**.

CC 5.3.5.8 Le **Gestionnaire de réseau** a le droit de demander des données et des signaux supplémentaires. Cette demande est évaluée au cas par cas par le **Gestionnaire de réseau**, et convenue avec le **Propriétaire d'installation** lors de la phase d'autorisation du processus de raccordement visé à l'article CC 3.2.4.1 et signalée dans l'**Accord d'exploitation**.

Rétablissement de la fréquence (ou réglage secondaire)

CC 5.3.6.1 Toutes les **Unités de production** doivent avoir la capacité de fournir la **Réserve secondaire**, qui est le **Service système** qui vise à ramener la fréquence à sa valeur nominale et à
CC 5.3.6 maintenir les **Echanges d'énergie programmés** d'une **Zone synchrone**. Les modalités pour la fourniture de ce **Service système** sont réglées par le **Gestionnaire de réseau** durant l'**Exploitation fonctionnelle**.

CC 5.3.6.2 Toutes les **Unités de production** participant au **Réglage secondaire**, doivent se conformer aux critères minimaux suivants, qui peuvent être précisées par les **Gestionnaires de réseau** :

- a) Les dispositifs de contrôle de vitesse, en plus de leur conformité aux dispositions des CC 5.3.4 et CC 5.3.5, doivent être capables de recevoir la commande à distance permettant de faire varier le signal de référence de puissance en provenance du **Réglage automatique de la production (AGC)** centralisé du **Gestionnaire de réseau**^{8,9} ;
- b) La durée maximale pendant laquelle les **Unités de production** doivent être en mesure de fournir la **Réserve secondaire** complète, doit être inférieure à deux cents (200) secondes ;
- c) La définition et la communication du seuil inférieur au-dessus duquel le gradient de variation de puissance active doit être garanti par chaque **Unité de production** et calculé en fonction de la constante de temps définie dans le **Réglage automatique de la production (AGC)** pour réduire l'**Ecart de réglage de zone (ACE)** à zéro¹⁰, comme défini dans le **Code d'exploitation** ;
- d) La durée pendant laquelle une **Unité de production** doit être capable de maintenir la fourniture de la **Réserve secondaire** de manière stable, devra être au minimum deux (2) heures.

⁸ La variation est exprimée en pourcentage, variable entre 0 % et 100 %, référé à la **Réserve secondaire** disponible.

⁹ En cas d'**Installations de production** composées de plus d'une **Unité de production**, l'**AGC** centralisé doit être équipé d'un dispositif capable de répartir les variations de puissance entre les **Unités de production** réglées.

¹⁰ Pour la fourniture de la **Réserve secondaire** pour mettre l'ACE à zéro, le réglage central secondaire du **Gestionnaire de réseau** (c'est-à-dire l'**AGC**) fonctionne selon un comportement dans le temps obtenu en assignant une caractéristique intégrale proportionnelle (PI) aux circuits de réglage. La partie intégrale dépend d'un temps d'intégration T constant réglé pour l'**AGC**. Ce critère **Error! Reference source not found.** nécessite que le gradient de variation de l'alimentation de chaque générateur ne soit pas inférieur à la vitesse de variation du signal de niveau de réglage à distance, lequel est défini par chaque **Gestionnaire de réseau** comme fonction de cette constante d'intégration de temps T réglée dans l'**AGC**.

CC 5.3.6.3 Les **Gestionnaires de réseau** au sein d'une même **Zone synchrone** harmonisent les critères de fonctionnalité du **Réglage secondaire** des **Unités de production** sous la coordination de l'**OSM**.

Inertie synthétique pour la production à onduleur

CC 5.3.7.1 Le **Gestionnaire de réseau** peut exiger qu'une **Unité de production à onduleur** soit en mesure de fournir de l'**Inertie synthétique** lors des écarts de fréquence très rapides.

CC 5.3.7.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier le principe de fonctionnement des systèmes de contrôle installés pour fournir l'**Inertie synthétique** et les paramètres de performance associés.

CC 5.4 Stabilité et contrôle de la tension du système

Capacité de fourniture de la puissance réactive

CC 5.4.1.1 *Capacité de fourniture de la puissance réactive à la **Capacité de production***

CC 5.4.1.1.1 En ce qui concerne la capacité de fourniture de la puissance réactive à la **Capacité de production**, le **Gestionnaire de réseau** doit définir le profil $U-Q/P_{MAX}$ qui fixe les limites dans lesquelles une **Unité de production** doit être capable de fournir de la puissance réactive à sa **Capacité de production**. Le profil $U-Q/P_{MAX}$ doit être défini selon les principes suivants et en cohérence avec la Figure CC 7 :

- a) Les dimensions de l'enveloppe du profil $U-Q/P_{MAX}$ doivent être comprises dans la plage Q/P_{MAX} et la plage de tension spécifiées par le **Gestionnaire de réseau** dans les limites indiquées dans le Tableau CC 10 ;
- b) La position de l'enveloppe du profil $U-Q/P_{MAX}$ doit être définie par le **Gestionnaire de réseau** dans les limites d'une enveloppe extérieure fixe indiquée dans le Tableau CC 10 ;
- c) Le **Gestionnaire de réseau** doit définir les profils mentionnés ci-dessus pour les **Unités de production synchrones** et les **Unités de production à onduleur**.

CC 5.4.1.1.2 Les **Gestionnaires de réseau** au sein d'une même **Zone synchrone** doivent harmoniser les dimensions de l'enveloppe interne des **Unités de production synchrones** et des **Unités de production à onduleur** dans les limites indiquées dans le Tableau CC 10.

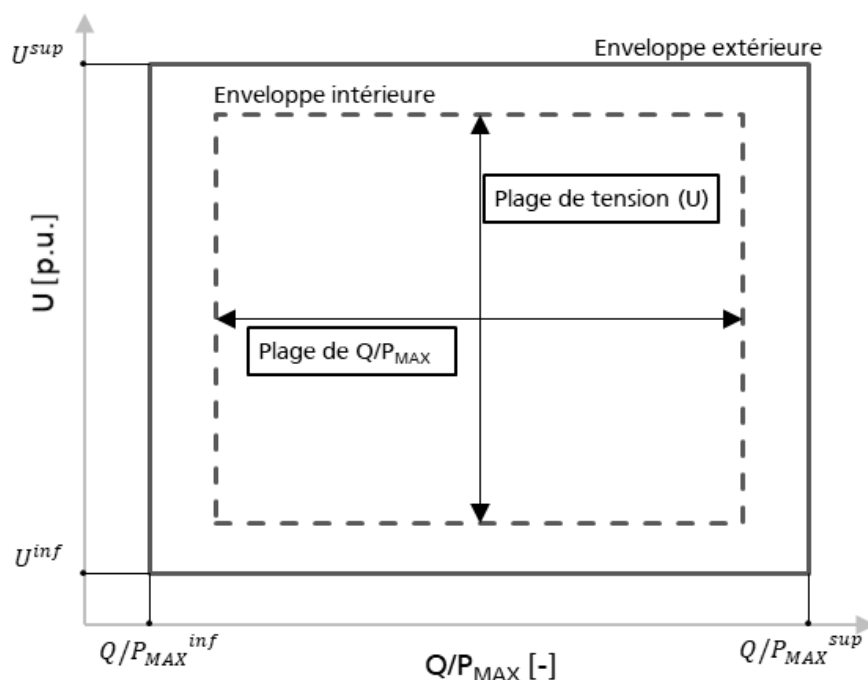


Figure CC 7. Profils U- Q/P_{MAX} à définir par le **Gestionnaire de réseau**.

Tableau CC 10. Paramètres des enveloppes interne et externe à la Figure CC 7.

Paramètres	Unités de production synchrones	Unités de production à onduleur
Définition de l'enveloppe interne		
Q/P_{MAX} Plage [-]	0,95 – 1,08	0,66 – 0,95
Tension (U) Plage [p.u.]	0,150 – 0,225	0,150 – 0,225
Définition de l'enveloppe externe		
U^{sup} [p.u.]	1,100	
U^{inf} [p.u.]	0,875	
Q/P_{MAX}^{inf} [-]	- 0,500	
Q/P_{MAX}^{sup} [-]	+ 0,650	

CC 5.4.1.1.3 Une **Unité de production** doit pouvoir se déplacer vers n'importe quel point de fonctionnement de la surface à l'intérieur de son profil U- Q/P_{MAX} dans des délais appropriés aux valeurs cibles requises par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 5.4.1.2 *Capacité de fourniture de la puissance réactive à une puissance active en-dessous de la **Capacité de production***

CC 5.4.1.2.1 Les **Unités de production synchrones** doivent pouvoir fonctionner à tous les points de fonctionnement possibles du schéma de capacité P - Q de l'alternateur des **Unités de production synchrones**, au moins jusqu'à un niveau de fonctionnement stable minimum lors du fonctionnement à une puissance active de sortie inférieure à la **Capacité de production** ($P < P_{MAX}$).

CC 5.4.1.2.2 En ce qui concerne les **Unités de production à onduleur**, le **Gestionnaire de réseau** doit définir un profil $P-Q/P_{MAX}$, lequel fixe les limites dans lesquelles une **Unité de production à onduleur** doit être capable de fournir une puissance réactive inférieure à sa **Capacité de production**. Le profil $P-Q/P_{MAX}$ doit être défini selon les principes suivants et de façon cohérente avec la Figure CC 8 et le Tableau CC 11 :

- Les dimensions de l'enveloppe du profil $P-Q/P_{MAX}$ doivent être comprises dans la plage Q/P_{MAX} spécifiée dans le Tableau CC 11 ;
- La plage de puissance active de l'enveloppe du profil $P-Q/P_{MAX}$ à puissance réactive nulle doit être de 1 p.u., où la référence pour le p.u. est la **Capacité de production** de l'unité ;
- Le profil $P-Q/P_{MAX}$ peut être de n'importe quelle forme et doit inclure les conditions de capacité de fourniture de puissance réactive à puissance active nulle ;
- La position de l'enveloppe du profil $P-Q/P_{MAX}$ doit être comprise dans les limites d'une enveloppe extérieure fixe spécifiées dans le Tableau CC 11.

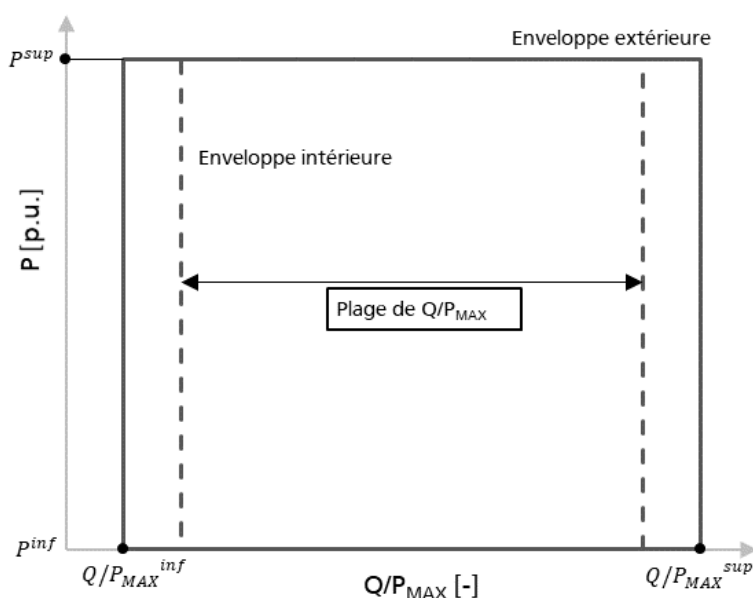


Figure CC 8. Le profil $P-Q/P_{MAX}$ à définir par le **Gestionnaire de réseau** pour les Unités de production à onduleur.

Tableau CC 11. Paramètres des enveloppes interne et externe à la Figure CC 8.

Paramètres	Unités de production à onduleur
Définition de l'enveloppe interne	
Q/P_{MAX} Plage [-]	0,66 – 0,95
P Plage [p.u.]	1
Définition de l'enveloppe externe	
p^{sup} [p.u.]	1,000
p^{inf} [p.u.]	0,000
Q/P_{MAX}^{inf} [-]	- 0,500
Q/P_{MAX}^{sup} [-]	+ 0,650

CC 5.4.1.2.3 Lors de l'exploitation à une puissance active de sortie en-dessous de la **Capacité de production** ($P < P_{MAX}$), l'**Unité de production à onduleur** doit être capable de fournir de la puissance réactive à tous les points de fonctionnement compris à l'intérieur de son profil $P-Q/P_{MAX}$.

CC 5.4.1.2.4 Une **Unité de production à onduleur** doit pouvoir se déplacer vers tous les points de fonctionnement de la surface à l'intérieur du profil $P-Q/P_{MAX}$ dans des délais appropriés aux valeurs cibles requises par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 5.4.1.3 *Compensation de la puissance réactive*

CC 5.4.1.3.1 En présence d'une ligne ou d'un câble de raccordement entre le **Point de raccordement** de l'**Installation de production** et les bornes haute tension du transformateur élévateur, à la demande du **Gestionnaire de réseau**, le **Propriétaire d'installation de production** doit compenser la demande de puissance réactive de la ligne ou du câble de raccordement.

Modes de contrôle de la tension

CC 5.4.2.1 Les **Unités de production synchrones** doivent être équipées d'un système de contrôle de l'excitation, à savoir le **Régulateur automatique de tension (AVR)**, qui peut fournir une tension constante aux bornes de l'alternateur à un point de consigne sélectionnable sans créer d'instabilité sur la plage de fonctionnement de l'**Unité de production**.

CC 5.4.2.2 Les paramètres et réglages du **Régulateur automatique de tension (AVR)** sont convenus par le **Propriétaire d'installation de production synchrone** et le **Gestionnaire de réseau**. Ces paramètres comprennent notamment :

- a) Une limitation de largeur de bande du signal de sortie ;
- b) Un limiteur de sous-excitation et de surexcitation ;
- c) Un limiteur de courant de stator ;
- d) Une fonction de **Stabilisateur de puissance (PSS)** destinée à atténuer les oscillations de puissance, laquelle inclut les spécifications relatives aux coefficients d'amortissement à harmoniser au moyen d'études spécifiques menées sur le système électrique au sein de la même **Zone synchrone**.

CC 5.4.2.3 Les **Unités de production à onduleur** doivent contribuer à la régulation de la tension à travers la mise en œuvre des modes de régulation suivants :

- a) Modes de régulation de la tension :
 - i. L'**Unité de production** doit pouvoir contribuer à la régulation de la tension au **Point de raccordement** en fournissant un échange de puissance réactive avec le **Réseau de transport** à une tension de consigne couvrant une plage [$U_{REG\_MIN} = 0,95$ p.u. ; $U_{REG\_MAX} = 1,05$ p.u.] en pas non supérieurs à $\Delta U_{REG} = 0,01$ p.u. ;

- ii. La puissance réactive de sortie doit être nulle lorsque la valeur de tension du **Réseau de transport** au **Point de raccordement** est égale à la valeur de consigne de tension ;
- iii. La valeur de consigne peut être exploitée avec ou sans bande morte sélectionnable dans une plage à définir par le **Gestionnaire de réseau** ;
- iv. Atteindre 90 % et 100 % de la variation de puissance réactive demandée par le **Gestionnaire de réseau** dans les temps $t_{REG\_90\%}$ et $t_{REG\_100\%}$, respectivement, à spécifier par le **Gestionnaire de réseau**, avec une précision de 5 % de la valeur de puissance réactive maximum pouvant être délivrée par les **Unités de production**. Les valeurs de $t_{REG\_90\%}$ et $t_{REG\_100\%}$ doivent se situer dans les limites de [1 – 5 secondes] et [5 – 60 secondes], respectivement.

b) Mode de régulation de la puissance réactive :

L'**Unité de production** doit être capable de réguler la valeur de consigne de la puissance réactive sur l'ensemble de la plage de puissance réactive spécifiée, avec des pas de réglage définis par le **Gestionnaire de réseau** n'excédant pas à 5 MVar ou 5 % de la puissance réactive maximale, selon la valeur la plus faible. La puissance réactive doit être contrôlée au **Point de raccordement** avec une précision fixée par le **Gestionnaire de réseau** à plus ou moins 5 MVar ou plus ou moins 5 % de la puissance réactive maximale, selon la valeur la plus faible ;

c) Mode de régulation du facteur de puissance :

Les **Unités de production** doivent être capables de réguler le facteur de puissance au **Point de raccordement** dans la plage de puissance réactive requise et spécifiée par le **Gestionnaire de réseau** selon l'article CC 5.4.1.1 pour les **Unités de production à onduleur**, avec un facteur de puissance cible par incréments non supérieur à ΔU_{REG} , comme spécifié ci-dessus dans l'article CC 5.4.2.3.a). Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier la valeur du facteur de puissance cible, sa tolérance et la période de temps pour atteindre le facteur de puissance cible suite à un changement soudain de la puissance active de sortie. La tolérance du facteur de puissance cible doit être exprimée par la tolérance de sa puissance réactive correspondante. Cette tolérance de puissance réactive doit être exprimée soit par une valeur absolue, soit par un pourcentage de la puissance réactive maximum des **Unités de production à onduleur**.

CC 5.4.3

- CC 5.4.2.4 Le **Gestionnaire de réseau** doit déterminer les modes de régulation applicables et les canaux et procédures de communication des valeurs de référence de régulation.

Contribution au court-circuit lors de défauts pour la production à onduleur

- CC 5.4.3.1 Le **Gestionnaire de réseau** peut exiger que les **Unités de production à onduleur** soient en mesure de fournir un **Courant de détection de défaut** au **Point de raccordement**, tant en cas de défauts équilibrés (triphases) qu'en cas de défauts déséquilibrés (monophasés ou biphasés).
- CC 5.4.3.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit définir les critères pour un **Courant de détection de défaut**. Ces critères doivent tenir compte des éléments suivants :

- a) Le critère et la méthodologie de détermination d'un écart de tension, ainsi que la fin de l'écart de tension ;
- b) Les caractéristiques du **Courant de détection de défaut** ;
- c) L'exactitude et le moment d'injection du **Courant de détection de défaut**.

CC 5.5 Gestion du système électrique

Synchronisation et resynchronisation

CC 5.5.1.1 La synchronisation d'une **Unité de production** ou la resynchronisation après un arrêt intentionnel ou suite au fonctionnement du système de protection, n'est autorisé que dans les conditions suivantes :

- a) L'autorisation est donnée par le **Gestionnaire de réseau** ;
- b) La fréquence d'exploitation et la tension au **Point de raccordement** sont comprises dans les plages spécifiées au CC 5.1.

CC 5.5.1.2 Les conditions de la synchronisation ou de la resynchronisation d'une **Unité de production** selon l'article CC 5.5.1.1 doivent être convenues par le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production** et doivent être incluses dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 5.5.1.3 L'**Unité de production** doit être équipée de dispositifs de synchronisation. Les paramètres associés aux dispositifs de synchronisation sont convenus par le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production** et inclus dans l'**Accord d'exploitation**. Les paramètres doivent inclure : la tension, la fréquence, la plage d'angle de phase, la séquence de phase et l'écart de tension et de fréquence.

CC 5.5.1.4 Une fois synchronisée au **Réseau de transport**, l'**Unité de production** peut augmenter progressivement sa puissance de sortie jusqu'à la valeur cible, conformément au gradient de variation convenu avec le **Gestionnaire de réseau**.

CC 5.5.1.5 L'installation d'un système de synchronisation automatique doit être soumise à l'autorisation préalable du **Gestionnaire de réseau**. Le **Gestionnaire de réseau** doit convenir de cette capacité avec le **Propriétaire d'installation de production** pendant le processus de raccordement visé au CC 3, et doit préciser les conditions dans lesquelles une **Unité de production** est capable de se connecter automatiquement au réseau. Ces conditions comprennent :

- a) Les plages de fréquences dans lesquelles une connexion automatique est admissible, et le temps de retard correspondant ;
- b) Le gradient maximum admissible d'augmentation de la puissance active.

Limites de rampe

- CC 5.5.2.1 Les taux de variation de la puissance active de sortie, les limites de rampe, pour une **Unité de production** doivent être contrôlés à la fois à la hausse et à la baisse et exprimées en MW/min. La valeur des limites de rampe minimum et maximum doit être convenue avec le **Gestionnaire de réseau** compte tenu des caractéristiques spécifiques de l'**Unité de production**, la technologie motrice et la source énergétique primaire. Les valeurs usuelles des limites de rampe se situent dans la plage de 1 % à 20 % de la **Capacité de production** par minute.
- CC 5.5.2.2 Les limites de rampe ci-dessus ne s'appliquent pas dans les deux (2) conditions suivantes :
- Lorsque le **Gestionnaire de réseau** demande spécifiquement une variation de charge avec une limite de rampe autre que celle convenue dans l'article CC 5.5.2.1 ci-dessus ;
 - Pendant la fourniture obligatoire ou facultative des **Services système** qui nécessitent des variations de charge avec une limite de rampe en dehors de la plage mentionnée dans l'article CC 5.5.2.1 ci-dessus.

Systèmes de protection

- CC 5.5.3.1 Les critères énoncés dans le présent CC 5.5.3 s'ajoutent aux critères généraux sur la protection spécifiée au CC 4.5.
- CC 5.5.3.2 Les schémas de protection nécessaires pour protéger le **Réseau de transport** sont spécifiés par le **Gestionnaire de réseau**, en tenant compte des caractéristiques de chaque **Unité de production**. La définition et toute modification des schémas de protection nécessaires pour l'**Unité de production** et le **Réseau de transport** ainsi que les réglages relatifs à l'**Unité de production** sont coordonnés et convenus entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production**. Ces dispositions sont mentionnées dans l'**Accord d'exploitation** lors du processus de raccordement.
- CC 5.5.3.3 Le système de protection d'une **Unité de production** a la priorité sur les dispositifs de contrôle opérationnel, en raison de son rôle critique. Le système de protection assure la sécurité du **Réseau de transport**, préserve la santé et la sécurité du personnel et du public, tout en limitant tout dommage potentiel à l'**Unité de production**.
- CC 5.5.3.4 En ce qui concerne les défauts électriques internes, les schémas de protection et les réglages doivent inclure les protections suivantes :
- Court-circuit externe et interne ;
 - Charge déséquilibrée (séquence de phase négative) ;
 - Surcharge du stator et du rotor ;
 - Sur/sous-excitation ;
 - Sur tension/sous-tension au **Point de raccordement** ;
 - Sur tension/sous-tension aux bornes de l'alternateur ;

- g) Oscillations interzones ;
- h) Exploitation asynchrone (glissement des pôles) ;
- i) Protection contre les torsions d'arbre inadmissibles (résonance sous-synchrone) ;
- j) Protection du transformateur ;
- k) Protection différentielle ;
- l) Protection restreinte contre les défauts à la terre ;
- m) Protection contre les surintensités du neutre ;
- n) Sauvegarde contre la protection et les dysfonctionnements du disjoncteur ;
- o) Hyper fluidification (U/f) ;
- p) Puissance réfléchie ;
- q) Mise sous tension par inadvertance ;
- r) Panne de terre du rotor ;
- s) Température du stator de l'**Unité de production** ;
- t) Vitesse maximum ;
- u) Panne du système d'excitation ;
- v) Vibrations du rotor de l'**Unité de production** ;
- w) Défaut du système de refroidissement de l'**Unité de production** ;
- x) Protection à minimum d'impédance ;
- y) Taux de changement de la capacité de maintien de la fréquence ;
- z) Déplacement de tension neutre.

CC 5.5.3.5 En ce qui concerne les pannes électriques externes, une **Unité de production** doit être équipée d'un système de protection capable de la séparer du **Réseau de transport** si le défaut externe ne peut pas être correctement éliminé par la protection du **Réseau de transport**. Les protections seront limitées à l'ouverture du disjoncteur HT ou THT de l'**Unité de production**, afin de séparer l'**Unité de production** et le transformateur élévateur du **Réseau de transport**. Les schémas de protection et les paramètres de l'**Unité de production** doivent donc être coordonnés avec la protection du **Réseau de transport** tel que déterminé par le **Gestionnaire de réseau**. Les schémas de protection et les réglages peuvent inclure, sans s'y limiter, les dispositifs de protection suivants :

- a) Relais de courant maximum ;
- b) Relais de tension minimum ;
- c) Relais de tension maximum ;
- d) Protection de distance ;

- e) Protection contre les charges non équilibrées ;
- f) Relais de fréquence maximum et minimum.

CC 5.5.3.6 Les schémas de protection et les réglages sont définis de manière à garantir, conformément à l'article CC 5.6.2.4, le maintien en fonctionnement des services auxiliaires de l'**Unité de production**, afin que celle-ci puisse reprendre son exploitation en parallèle avec le **Réseau de transport**.

CC 5.5.3.7 Les références des normes internationales disponibles relatives aux schémas de protection et aux réglages sont fournies à l'ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE.

Systèmes de contrôle

CC 5.5.4.1 Les schémas et les réglages des dispositifs de contrôle d'une **Unité de production** sont coordonnés et convenus entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production** ; et sont indiqués dans l'**Accord d'exploitation** lors du processus de raccordement.

CC 5.5.4.2 Toute modification des schémas et des réglages des dispositifs de contrôle, après la phase de première synchronisation est convenue avec le **Gestionnaire de réseau**.

Classement par priorité des actions de contrôle et de protection

CC 5.5.5

CC 5.5.5.1 Le **Propriétaire d'installation de production** doit organiser la protection et les dispositifs de contrôle de son **Installation de production** conformément au classement par priorité, du plus important au moins important, suivant :

- a) Protection du **Réseau de transport** et de l'**Unité de production** ;
- b) **Inertie synthétique**, le cas échéant ;
- c) Contrôle de la fréquence ;
- d) Limitation de puissance ;
- e) Limites de rampe.

CC 5.5.6

Priorité à la contribution de puissance active ou réactive pour les Unités de production à onduleur

CC 5.5.6.1 Le **Gestionnaire de réseau** détermine si la contribution de puissance active ou la contribution de puissance réactive doit avoir la priorité pendant les défauts nécessitant la capacité de **Tenue aux défauts**, en tenant compte des capacités des **Unités de production à onduleur** spécifiées conformément au présent **Code de raccordement**. Lorsque la priorité est donnée à la contribution de puissance active, sa fourniture doit être établie dans un délai à compter de l'apparition du défaut, tel que spécifié par le **Gestionnaire de réseau**, mais pas plus tard que 150 ms.

Qualité de l'énergie électrique

CC 5.5.7.1 Le **Propriétaire d'installation de production** doit fournir, avant la première synchronisation, les données relatives aux perturbations de l'**Unité de production**. Sur la base de ces données, le **Gestionnaire de réseau** évalue les effets sur le **Réseau de transport**, en tenant compte aussi bien de la puissance de court-circuit que du **Réseau de transport**.

CC 5.5.7

CC 5.5.7.2 Les niveaux maximums admissibles d'émission de perturbations accordés à une nouvelle **Installation de production**, à connecter au **Réseau de transport**, ou à une **Installation de production** existante sujet à des modifications significatives, sont définis par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 5.5.7.3 Selon le site de raccordement et les conditions du **Réseau de transport**, le **Gestionnaire de réseau** peut, à tout moment après la première synchronisation, demander au **Propriétaire d'installation de production** d'installer des systèmes de compensation supplémentaires afin de garantir la conformité aux normes de qualité cibles.

CC 5.5.7.4 Les critères pour l'évaluation des limites d'émission de perturbations doivent inclure les caractéristiques indiquées au CC 2.5.

Modèles de simulation

CC 5.5.8

CC 5.5.8.1 À la demande du **Gestionnaire de réseau**, un **Propriétaire d'installation de production** doit fournir des modèles de simulation pour ses **Unités de production** avec un niveau de détail adéquat permettant de refléter le comportement de chaque **Unité de production** en termes de :

- a) Simulation en régime permanent ;
- b) Simulation électromécanique ;
- c) Simulation de phénomènes transitoires électromagnétiques.

CC 5.5.8.2 La demande de modèles de simulation du **Gestionnaire de réseau** doit inclure :

- a) La spécification du format dans lequel les modèles doivent être fournis par le **Propriétaire d'installation de production** ;
- b) La fourniture de documentation sur la structure d'un modèle et ses schémas ;
- c) Une estimation des valeurs, minimale et maximale du courant de court-circuit au **Point de raccordement**, exprimé en équivalent simplifié du **Réseau de transport** ;
- d) Les paramétrisations et les limites du modèle ;
- e) Les sous-modèles spécifiques des composants.

CC 5.5.8.3 À la demande du **Gestionnaire de réseau**, le **Propriétaire d'installation de production** fournit des enregistrements de mesure des performances de l'**Unité de production** afin de comparer la réponse des modèles avec ces enregistrements.

CC 5.6 Gestion des situations d'urgence

Démarrage autonome

CC 5.6.1.1 Une **Unité de production** avec **Capacité de démarrage autonome** doit répondre aux critères suivants :

CC 5.6.1

- a) Être capable, à l'arrêt, de démarrer sans aucune alimentation électrique externe dans un délai maximum convenu avec le **Gestionnaire de réseau**. Des valeurs indicatives du délai peuvent aller d'une (1) heure pour une **Unité de production** en fonctionnement (démarrage à chaud) jusqu'à quatre (4) heures pour une **Unité de production** à l'arrêt (démarrage à froid) au moment de l'**Etat de panne généralisée (Blackout)** ;
- b) Concernant la fréquence :
 - i. Pouvoir se synchroniser dans les limites définies au CC 5.1.1 ;
 - ii. Être capable d'opérer en **LFSM-O** et **LFSM-U**, comme spécifié au CC 5.3.4 ;
 - iii. Être capable de contrôler la fréquence en cas de surfréquence et de sous-fréquence dans toute la plage de puissance active de sortie entre le niveau de régulation minimum et la **Capacité de production**, ainsi qu'à un niveau tel à continuer de fournir les charges internes ;
- c) Concernant la tension :
 - i. Pouvoir se synchroniser dans les limites définies au CC 5.1.2 ;
 - ii. Être capable de réguler automatiquement les baisses de tension causées par le raccordement des **Installations de consommation** ;
 - iii. Contrôler automatiquement la tension pendant la phase de reconstitution du **Réseau de transport** ;
- d) Être capable de fonctionner en parallèle avec d'autres **Unités de production** dans un **Réseau ilôté**.

CC 5.6.2

Rejet de charge et resynchronisation rapide

CC 5.6.2.1 En cas de déconnexion du **Réseau de transport**, les **Unités de production** doivent être capables d'effectuer la resynchronisation conformément à la stratégie de protection convenue par le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de production** dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 5.6.2.2 Lorsque le temps de resynchronisation est supérieur à quinze (15) minutes, l'**Unité de production** doit être capable de fonctionner en mode de **Rejet de charge** et par conséquent, doit garantir des conditions de fonctionnement stables avec déconnexion de l'**Unité de production** du **Réseau de transport**, en fournissant ses propres services auxiliaires à partir des transformateurs auxiliaires respectifs.

CC 5.6.2.3 L'identification du fonctionnement en mode de **Rejet de charge** ne doit pas être basée exclusivement sur les signaux de position de l'appareillage du **Gestionnaire de réseau**, mais également sur les mesures réelles de la production d'électricité de l'**Unité de production**.

CC 5.6.2.4 Les **Unités de production** doivent pouvoir continuer à fonctionner en mode de **Rejet de charge**, indépendamment de toute connexion auxiliaire au **Réseau de transport**. Le temps minimum de fonctionnement en mode de **Rejet de charge** pour les **Unités de production** thermiques est de six (6) heures.

Contrôle à distance pour participation au Plan de défense

CC 5.6.3.1 Durant le processus de raccordement décrit au CC 3, le **Gestionnaire de réseau** a le droit de demander au **Propriétaire d'installation de production** d'installer des dispositifs de surveillance et de contrôle à distance sur leurs **Unités de production** dans le cadre de fonctions spéciales visant à préserver ou restaurer l'exploitation sécurisée du **Système électrique**, telles que la déconnexion et/ou le contrôle à distance des **Unités de production** et/ou la déconnexion de **Charge**, et l'envoi et la réception de données.

CC 5.6.3.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** s'assure que les caractéristiques fonctionnelles et techniques de ces dispositifs supplémentaires sont inclus dans son **Code de réseau national** ou son **Plan de Défense**.

CC 5.7 Surveillance et échange d'informations

CC 5.7.1 Une **Installation de production** doit être en mesure d'échanger des informations avec le **Gestionnaire de réseau** conformément aux différentes spécifications et finalités suivantes.

a) Suivi en temps réel :

L'**Installation de production** doit être incorporée dans les procédures de contrôle et d'exploitation en temps réel du **Réseau de transport** par le **Gestionnaire de réseau**. A cet effet, le **Gestionnaire de réseau** peut demander au **Propriétaire d'installation de production** d'installer un équipement dédié appelé **Unité terminale à distance (RTU)** lors du processus de raccordement (CC 3.2.4.1) pour réaliser des actions de contrôle à distance, de télésurveillance et d'exploitation à distance.

Les spécifications techniques de l'**Unité terminale à distance (RTU)** sont définies par le **Gestionnaire de réseau** et indiquées dans l'**Accord d'exploitation** lors du processus de raccordement. Parmi les spécifications, des informations détaillées sur les mesures à distance nécessaires pour surveiller la réponse des **Unités de production** aux variations de fréquence doivent être clairement fournies.

L'installation de l'**Unité terminale à distance (RTU)** peut également être demandée aux **Installations de production** existantes aussi bien en cas de modifications importantes que de reconstruction partielle/totale des **Installations de production** existantes conformément au CC 1.1.4.b) ou sur demande directe du **Gestionnaire de réseau** en vue d'une conformité totale avec le présent **Code de raccordement** et selon les modalités indiquées au CC 1.1.5 ;

b) Enregistrement et surveillance des défauts :

Pour fournir un enregistrement et une surveillance du comportement dynamique du système durant les défauts, les **Installations de production** doivent être équipées d'un dispositif dédié répondant aux critères suivants :

- i. La capacité d'enregistrer la tension, le courant, la puissance active, la puissance réactive et la fréquence ;
- ii. Les caractéristiques techniques convenues par le **Propriétaire d'installation de production** et le **Gestionnaire de réseau** ;

c) Échange d'informations pour une remise en service rapide :

Suite à une indisponibilité, le **Propriétaire d'installation de production** notifie au **Gestionnaire de réseau** :

- i. La disponibilité de l'**Installation** déconnectée lors de l'indisponibilité, les causes qui ont conduit à la déconnexion et celles qui ont empêché sa remise en service ;
- ii. Le temps nécessaire pour la remise en service ;
- iii. Les enregistrements du défaut ou de la perturbation à l'origine de l'indisponibilité ;

d) Échange d'informations pour la reconstitution des défauts :

Afin de permettre la reconstitution des scénarios de défauts, le **Propriétaire d'installation de production** doit fournir les éléments suivants au **Gestionnaire de réseau** :

- i. Les enregistrements détectés par les enregistreurs de perturbation ;
- ii. Les enregistrements des phénomènes transitoires électromagnétiques ;
- iii. Les enregistrements de signaux locaux.

CC 5.7.2

La liste détaillée des données et informations avec spécifications respectives ainsi que les méthodes d'échange pour les éléments mentionnés dans l'article CC 5.7.1, sont convenues par les **Propriétaires de l'installation de production** et le **Gestionnaire de réseau**, et sont indiquées, pour chaque **Installation de production**, dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 5.8.1

CC 5.8 Contrôle de la conformité

CC 5.8.2

Le **Propriétaire d'installation de production** doit s'assurer que chaque **Unité de production** est conforme aux dispositions du présent **Code de raccordement**, durant toute sa durée de vie d'exploitation. En cas de non-conformité, le **Propriétaire d'installation de production** est tenu de signaler sans délai la non-conformité détectée au **Gestionnaire de réseau**.

Le **Propriétaire d'installation de production** doit notifier au **Gestionnaire de réseau** :

- a) Toute modification prévue des capacités techniques d'une **Unité de production** susceptible d'affecter sa conformité au présent **Code de raccordement**, avant de procéder à ladite modification ;
- b) Tout incident ou défaut d'exploitation d'une **Unité de production** qui affecte sa conformité au présent **Code de raccordement**, sans délai, après la survenance dudit incident ou dudit défaut ;
- c) Les programmes d'essais prévus et les procédures à suivre pour vérifier la conformité de l'**Unité de production** au présent **Code de raccordement**, en temps voulu et avant le lancement desdits programmes d'essais et procédures. Le **Gestionnaire de réseau** doit approuver à l'avance les programmes et procédures d'essai prévus. L'approbation du **Gestionnaire de réseau** doit être fournie en temps opportun et ne doit pas être refusée sans motif raisonnable.

CC 5.8.3 Le **Gestionnaire de réseau** évalue la conformité de l'**Unité de production** et tient le **Propriétaire d'installation de production** informé des résultats des évaluations de conformité, lesquels doivent inclure :

- a) Les informations et documentations fournies par le **Propriétaire d'installation de production** au **Gestionnaire de réseau** ;
- b) Les tests de vérification et de conformité exécutés par le **Gestionnaire de réseau** ;
- c) Les simulations de conformité.

CC 5.8.4 Le **Gestionnaire de réseau** peut déléguer les activités de contrôle de conformité à des tiers.

CC 5.8.5 Le **Gestionnaire de réseau** peut tenir compte des tests d'auto-certification exécutés par le **Propriétaire d'installation de production**, à condition que le **Gestionnaire de réseau** définisse la procédure pour les essais d'auto-certification.

CC 5.8.6

Information et documentation

CC 5.8.6.1 Le **Propriétaire d'installation de production** fournit au **Gestionnaire de réseau** les informations et les documents décrivant les caractéristiques des **Unités de production** de l'**Installation de production**.

CC 5.8.6.2 Le **Propriétaire d'installation de production** fournit les informations et documents nécessaires au **Gestionnaire de réseau** :

- a) Au moment de la demande de raccordement conformément au CC 3 ;
- b) Suite à des mises à jour de données techniques des **Unités de production** résultant de modifications des capacités techniques ou d'accidents ou de défauts d'exploitation ;
- c) Chaque fois que le **Gestionnaire de réseau** le demande.

CC 5.8.6.3 La liste des informations et de la documentation, doivent être incluses dans les documents et informations demandés au cours du processus de raccordement et doivent être harmonisées par les **Gestionnaires de réseau** situés dans une même **Zone synchrone**. La liste des informations et de la documentation, doivent au moins inclure les éléments suivants :

- a) Des informations générales sur l'**Installation** ;
- b) La source d'énergie primaire, le processus de conversion d'énergie, l'efficacité de chaque **Unité de production** et de l'**Installation** ;
- c) Les contraintes techniques liées au processus de conversion qui limitent les performances de l'**Unité de production**, et les éventuelles contraintes environnementales ;
- d) Les principales caractéristiques permettant d'identifier la flexibilité lors de l'exploitation ;
- e) Les caractéristiques de l'**Unité de production** et de l'**Installation** nécessaires pour caractériser le comportement électrique. Il s'agit là des caractéristiques nécessaires pour effectuer des calculs statiques et dynamiques, telles que, valeurs de courant de court-circuit, flux de charge et transitoires électromécaniques ;
- f) Les caractéristiques des systèmes de contrôle et les courbes de capacité. Celles-ci sont nécessaires pour caractériser la capacité à fournir des **Services système** ;
- g) Des données sur les taux de panne ;
- h) L'aptitude à fournir des services en situation d'urgence, tels que, la capacité d'alimenter des parties isolées du réseau et/ou de posséder des charges auxiliaires, la capacité de résister au **Rejet de charge**, la capacité de fournir des services de reconstitution.

CC 5.8.7

Tests de vérification et de conformité exécutés par le Gestionnaire de réseau

CC 5.8.7.1 Le **Gestionnaire de réseau** exécute des tests de vérification et de conformité afin de s'assurer de la validité des déclarations émises par le **Propriétaire d'installation de production** et le respect des critères définis dans le présent **Code de raccordement**.

CC 5.8.7.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit communiquer le programme annuel de mise en œuvre des tests de vérification et de conformité ainsi que leurs résultats. Le **Gestionnaire de réseau** peut exécuter des tests sur les fonctionnalités des systèmes de contrôle et des paramètres relatifs, à tout moment, soit en utilisant son personnel ou des consultants externes.

CC 5.8.7.3 Le **Propriétaire d'installation de production** doit démontrer au **Gestionnaire de réseau** la fiabilité et la précision des instruments et équipements de test.

CC 5.8.7.4 Le **Gestionnaire de réseau** définit les procédures standards d'exécution des tests en différenciant les **Unités de production synchrones** et les **Unités de production à onduleur**. Les procédures incluent au minimum les éléments suivants :

- a) Le niveau et les fonctions de contrôle de la puissance active et réactive injectée dans le **Réseau de transport** ;
- b) La performance des systèmes de contrôle de fréquence et de tension en **Situation d'urgence** ;
- c) Les fonctions de déconnexion automatique des **Unités de production** ;
- d) Les critères relatifs aux capacités et aux actions requises durant l'exploitation en **Situation d'urgence** et les actions de **Reconstitution** ;
- e) La fonctionnalité des dispositifs de protection qui doivent se coordonner avec les dispositifs de protection installés sur le **Réseau de transport**.

CC 5.8.7.5 Lorsqu'une **Unité de production** ne réussit pas à passer le test de conformité, le **Propriétaire d'installation de production** doit alors corriger le défaut dans un délai convenu afin d'obtenir les paramètres déclarés pour l'**Unité de production** en question. Cette période est convenue sur la base d'un plan de remise en situation normale entre le **Propriétaire d'installation de production** et le **Gestionnaire de réseau**. Le plan de remise en situation normale dépend de la nature de la défaillance et de la solution d'ingénierie pouvant être mise en œuvre. Une fois que le **Propriétaire d'installation de production** corrige le défaut, il doit alors immédiatement en informer le **Gestionnaire de réseau**. Le **Gestionnaire de réseau** exige alors que le **Propriétaire d'installation de production** effectue un nouveau test de conformité afin de vérifier que les paramètres appropriés ont été restaurés à la valeur déclarée.

CC 5.8.8

Simulations de conformité

CC 5.8.8.1 Outre la vérification des informations et des tests de conformité conformément au CC 5.8.7 ci-dessus, le **Gestionnaire de réseau** peut évaluer la conformité d'une **Installation de production** aux critères énoncés dans ce **Code de raccordement**, en s'appuyant sur les simulations de performances de l'**Installation de production** réalisées par le **Propriétaire d'installation de production** en utilisant les modèles de simulation visés au CC 5.5.8.

CC 5.8.8.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit fournir au **Propriétaire d'installation de production** les données techniques et le modèle de simulation du **Réseau de transport**, tel que requis pour effectuer les simulations requises.

CC 5.8.8.3 D'une manière générale, les simulations requises concernent la vérification de conditions difficiles à contrôler par le biais de tests de conformité, telles que :

- a) Le fonctionnement sous le **LFSM-O** et le **LFSM-U** ;
- b) Le fonctionnement sous le **FSM** ;
- c) La capacité de **Tenue aux défauts** ;
- d) La **Reconstitution** de la puissance active après un défaut ;
- e) Le fonctionnement en **Réseau îloté** ;
- f) La capacité de puissance réactive ;

- g) L'atténuation correcte des oscillations de puissance.

CC 5.8.8.4 Le **Gestionnaire de réseau** peut demander au **Propriétaire d'installation de production** d'effectuer une série de simulations supplémentaires ou complémentaires lorsque les informations fournies en relation avec les simulations décrites dans l'article CC 5.8.8.1, ne sont pas suffisantes pour démontrer la conformité aux critères techniques rapportés dans le présent **Code de raccordement**.

CC 6. CRITÈRES POUR LES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION

CC 6.1 Critères généraux

Les dispositions du CC 6 s'appliquent aux **Systèmes CCHT** suivants :

CC 6.1.1

- a) **Systèmes CCHT** raccordant les **Zones synchrones** ou les **Zones LFC**, avec inclusion des systèmes de convertisseurs dos-à-dos ;
- b) **Systèmes CCHT** embarqués dans une **Zone LFC** et raccordés au **Réseau de transport** ;
- c) **Systèmes CCHT** embarqués dans une **zone LFC** et raccordés au **Réseau de distribution** lorsque le **Gestionnaire de réseau** démontre un impact transfrontalier. Le **Gestionnaire de réseau** doit envisager le développement à long terme du **Réseau** dans cette évaluation.

CC 6.1.2

Les **Unités de production** basées sur les **Energies renouvelables (EnR)** connectées au **Réseau** via des **systèmes CCHT** sont conçues selon les mêmes critères applicables aux **Unités de production à onduleur** définis au CC 5 du présent **Code de raccordement**, applicable au **Point d'interface CCHT** des **Unités de production** basées sur les **Sources d'Energies renouvelables (EnR)**.

CC 6.2.1

CC 6.2 Plages de fonctionnement

Plages de fréquence

CC 6.2.1.1 Tous les **Systèmes CCHT** sont conçus, construits et exploités de manière à pouvoir rester connectés au **Réseau de transport** dans les plages de fréquences et les durées minimales spécifiées dans le Tableau CC 12 et selon le schéma suivant :

- a) Une plage autour de la fréquence nominale de la **Zone synchrone** ou des **Zones asynchrones** raccordées avec une durée de fonctionnement illimitée ;
- b) Une ou plusieurs plages dont la fréquence est inférieure à la fréquence nominale de la **Zone synchrone** ou des **Zones asynchrones** raccordées avec une durée limitée de fonctionnement selon le Tableau CC 12 ;

- c) Une ou plusieurs plages dont la fréquence est supérieure à la fréquence nominale de la **Zone synchrone** ou des **Zones asynchrones** connectées avec une durée limitée de fonctionnement conformément au Tableau CC 12.

CC 6.2.1.2 En définissant les durées indiquées dans le Tableau CC 12 dans le **Code de réseau national**, chaque **Gestionnaire de réseau** et son **Autorité de régulation nationale (ARN)** tiennent compte des normes internationales applicables sur les capacités liées aux fréquences des **Unités de conversion CCHT**.

CC 6.2.1.3 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du Système CCHT** peuvent convenir ensemble de plages de fréquences plus larges, de durées minimales de fonctionnement plus longues ou de critères spécifiques d'écart combinés de fréquence et de tension, afin de garantir la meilleure utilisation des capacités techniques d'un **Système CCHT**, dans le cas où il s'avère nécessaire de conserver ou de restaurer la sécurité du **Réseau de transport**. Le **Propriétaire du système CCHT** ne doit pas refuser de manière déraisonnable son consentement à une telle demande pourvu que cela soit économiquement et techniquement réalisable.

CC 6.2.1.4 Les **Systèmes CCHT** doivent pouvoir se déconnecter automatiquement aux fréquences spécifiées par le **Gestionnaire de réseau**. Les conditions et réglages pour la déconnexion automatique sont convenus entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT**.

Tableau CC 12. Durées minimales pendant lesquelles une station de conversion CCHT doit être capable de fonctionner à une fréquence s'écartant de la valeur nominale de la zone synchrone sans se déconnecter du réseau de transport.

Plages de fréquence	Durée de fonctionnement
47,0 Hz – 47,5 Hz	60 secondes
47,5 Hz – 48,5 Hz	≥ 30 minutes
48,5 Hz – 49,0 Hz	≥ 30 minutes et pas moins que la durée de la plage 47,5 Hz – 48,5 Hz
49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz – 52Hz	30 minutes

CC 6.2.2

Plages de tension

CC 6.2.2.1 Une **Station de conversion CCHTC** est conçue, construite et exploitée pour être capable de rester connectée au **Réseau de transport** dans les plages de tension, au **Point de raccordement** et pour les durées minimales spécifiées dans le Tableau CC 13 et en accord avec le schéma suivant :

- Une plage autour de la tension nominale avec durée de fonctionnement illimitée ;
- Une ou plusieurs plages avec tension supérieure à la valeur nominale avec durée de fonctionnement limitée conformément au Tableau CC 13.

CC 6.2.2.2 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT** peuvent ensemble convenir de plages de tension plus larges, de durées de fonctionnement minimales plus longues

ou de critères spécifiques d'écarts de fréquence et de tension combinés (surtension et sous-fréquence simultanées ou sous-tension et surfréquence simultanées) pour assurer la meilleure utilisation des capacités techniques d'un **Système CCHT**, s'il s'avère nécessaire de conserver ou de restaurer la sécurité du **Réseau de transport**. Le **Propriétaire du système CCHT** ne doit pas refuser de manière déraisonnable son consentement à une telle demande pourvu que cela soit économiquement et techniquement réalisable.

CC 6.2.2.3 Les **Stations de conversion CCHT** doivent être capables de se déconnecter automatiquement aux tensions spécifiées par le **Gestionnaire de réseau**. Les conditions et paramètres pour la déconnexion automatique sont convenus entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du Système CCHT**.

Tableau CC 13. Durées minimales pendant lesquelles une station de conversion CCHT doit être capable de fonctionner à des tensions s'écartant de la valeur de référence 1 pu (la tension nominale pour le calcul pu est fournie dans la première colonne) au Point de raccordement sans se déconnecter du réseau de transport.

Valeur nominale [kV]	Plages de tension [p.u.]	Durée de fonctionnement
132, 150, 161, 225	0,85 pu – 1,118 pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minutes
330, 400	0,85 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutes

CC 6.3 Résistance aux perturbations du réseau

Capacité de tenue aux défauts

CC 6.3.1.1 Les **Stations de conversion CCHT** doivent pouvoir rester connectées au **réseau de transport** et continuer à fonctionner de manière stable dans les conditions suivantes :

- Lorsque l'évolution réelle des tensions phase-phase au **Point de raccordement** lors d'un défaut symétrique est maintenue sur un profil de **Tenue aux défauts** en fonction du temps, lequel doit être spécifié par le **Gestionnaire de réseau** selon la Figure CC 9 ;
- Sauf si le schéma de protection contre les défauts internes nécessite la déconnexion de la **Station de conversion CCHT** du **Réseau de transport**, les schémas de protection en sous-tension doivent être définis par le **Propriétaire du Système CCHT** à la capacité technique la plus large possible de la **Station de conversion CCHT**.

CC 6.3.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier :

- Les paramètres qui définissent chaque point du profil de **Tenue aux défauts** en fonction du temps de la Figure CC 9, et dans les limites définies dans le Tableau CC 14 ;

- b) Le niveau de tension (U_{block}) aux **Points de raccordement** dans des conditions spécifiques du **Réseau de transport** par lequel le **Système CCHT** est autorisé à bloquer, c'est-à-dire à rester connecté au **Réseau de transport**, sans contribution de puissance active et réactive pendant un laps de temps aussi court que techniquement possible, lequel doit être convenu entre les **Gestionnaires de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT**.

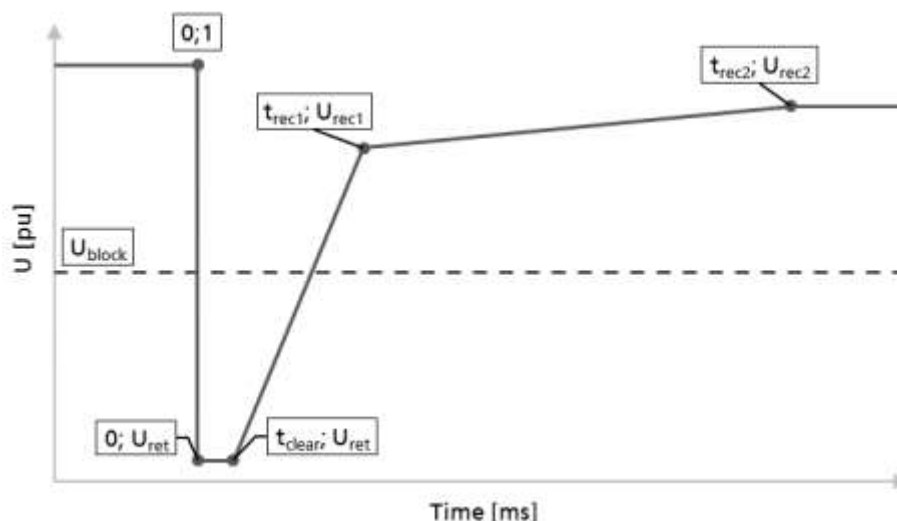


Figure CC 9. Profil de tenue aux défauts d'une station de conversion CCHT.

Tableau CC 14. Paramètres de la Figure CC 9 de capacité de tenue aux défauts des stations de conversion CCHT.

Paramètres de tension [pu]		Paramètres de temps [sec]	
U_{ret}^{11}	0,00 – 0,3	t_{clear}^{12}	0,14-0,25
U_{rec1}	0,25 – 0,85	t_{rec1}	1,5 – 2,5
U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec2}	de t_{rec1} à 10,0

CC 6.3.1.3 Les **Systèmes CCHT** doivent se conformer au profil de **Tenue aux défauts** en fonction du temps pour toute valeur de **Puissance de court-circuit** avant et après défaut, entre les valeurs minimum et maximum de la **Puissance de court-circuit** attendue au **Point de raccordement**. À cet égard, le **Gestionnaire de réseau** spécifie et rend publique les valeurs minimums et maximums de **Puissance de court-circuit** attendues dans chaque nœud du **Réseau de transport**.

CC 6.3.1.4 Dans la zone en dessous du profil de **Tenue aux défauts** en fonction du temps, la déconnexion des **Unités de production** en raison de l'intervention du système de protection visé au CC 6.6.4 est acceptable.

CC 6.3.1.5 L'installation d'une protection spécifique à minimum de tension capable de tracer et de mettre en œuvre le profil de **Tenue aux défauts** en fonction du temps n'est pas autorisée. En particulier, la protection contre les creux de tensions doit être réglée par le **Propriétaire du**

¹¹ U_{ret} est la tension maintenue au point de raccordement pendant une panne.

¹² t_{clear} est le moment où la panne est réparée.

Système CCHT selon les limites techniques des **Stations de conversion CCHT**, sauf si le **Gestionnaire de réseau** demande d'autres paramètres.

CC 6.3.1.6 En cas de défauts asymétriques, les capacités de **Tenue aux défauts** doivent être spécifiées par chaque **Gestionnaire de réseau**. Un critère peut suivre la logique un-sur-trois : la déconnexion pour défauts asymétriques peut être effectuée lorsque l'un des trois niveaux de tension dépasse les mêmes limites de tension autorisées affichées dans le profil de la Figure CC 9 défini pour les défauts symétriques.

Taux de changement de la capacité de maintien de la fréquence

CC 6.3.2.1 Tout **Système CCHT** doit rester connecté au **Réseau de transport** et de fonctionner si la fréquence dans le **Réseau de transport** change à un rythme entre - 2,5 et + 2,5 Hz/s, mesurée à tout moment en tant que moyenne du taux de changement de fréquence sur une seconde (1 s) écoulée.

CC 6.4 Stabilité et contrôle de la fréquence du système

Contrôle de la puissance active cible

CC 6.4.1

CC 6.4.1.1 Sur demande d'un **Gestionnaire de réseau**, un **Système CCHT** doit être en mesure d'ajuster le transport de puissance active dans chaque sens du flux de puissance jusqu'à sa capacité de transport de puissance active maximum. Les spécifications techniques détaillées du contrôle de la puissance active cible doivent être définies lors du processus de raccordement (CC 3) du **Système CCHT** et rapportées dans l'**Accord d'exploitation** (défini dans le processus de raccordement conformément dans l'article CC 3.4.1.a)), et doivent au moins inclure les éléments suivants :

- a) Les valeurs minimums de la puissance active pour chaque sens du flux de puissance à travers le **Système CCHT**, en dessous de laquelle la puissance active de capacité de transport n'est pas demandée ;
- b) La taille de pas de puissance maximum et minimum pour ajuster la puissance active transportée ;
- c) Le délai maximum dans lequel le **Système CCHT** doit être capable d'ajuster la puissance active transportée dès réception d'une demande du **Gestionnaire de réseau**.

CC 6.4.1.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit également spécifier :

- a) La façon dont un **Système CCHT** doit être capable de modifier l'alimentation en puissance active injectée en cas de perturbations dans un ou plusieurs des **Réseaux en Courant Alternatif** auxquels il est connecté. Le délai ne doit pas être supérieur à dix (10) millisecondes ;
- b) La capacité du **Système CCHT** à inverser rapidement le flux de puissance active, depuis sa capacité maximale de transport dans un sens jusqu'à sa capacité maximale

de transport dans le sens opposé, conformément aux règles, conditions et délais d'exécution applicables. Le temps d'inversion ne doit pas excéder deux (2) secondes.

- c) Les fonctions de contrôle permettant aux **Gestionnaires de réseau** de modifier la puissance active transportée à des fins d'équilibrage transfrontalier entre différentes **Zones LFC**.

CC 6.4.1.3 Un **Système CCHT** doit être en mesure d'ajuster le taux de montée en puissance (rampe) des variations de puissance active dans le cadre de ses capacités techniques, conformément aux instructions envoyées par les **Gestionnaires de réseau**. En cas de modification de la puissance active selon les points a) et b) de l'article CC 6.4.1.2, il n'y aura pas d'ajustement du taux de rampe.

CC 6.4.1.4 Un **Gestionnaire de réseau**, en coordination avec les **Gestionnaires de réseau** adjacents, peut spécifier si les fonctions de contrôle d'un **Système CCHT** doivent être en mesure de mettre en place des actions correctives automatiques, y compris, mais sans s'y limiter, l'arrêt de la montée en puissance et le blocage du **FSM**, **LFSM-O**, **LFSM-U** et le contrôle de la fréquence. Les critères de déclenchement et de blocage sont précisés par le **Gestionnaire de réseau** et soumis à notification à l'**Autorité de régulation nationale**.

Perte de puissance active maximale

CC 6.4.2

CC 6.4.2.1 Un **Système CCHT** doit être configuré de manière que sa perte d'injection de puissance active dans une même **Zone synchrone** soit limitée à une valeur spécifiée par les **Gestionnaires de réseau** pour leurs **Zones LFC** respectives, sur la base de l'impact du **Système CCHT** sur le **Système électrique**.

CC 6.4.2.2 Lorsqu'un **Système CCHT** est raccordé à deux ou plusieurs **Zones LFC**, les **Gestionnaires de réseau** doivent se consulter afin de fixer une valeur coordonnée de perte d'injection de puissance active maximale, compte tenu des défauts de mode communs.

CC 6.4.3

Contrôle de la participation à la fréquence

CC 6.4.3.1 Le **Gestionnaire de réseau** peut demander que les **Systèmes CCHT** soient équipés d'installations pour fournir de l'**Inertie synthétique** lors d'écarts de fréquence rapides, en ajustant rapidement la puissance active injectée ou retirée du côté **Courant Alternatif** du **Réseau de transport**.

CC 6.4.3.2 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT** doivent convenir des paramètres de performance des systèmes de contrôle installés pour fournir l'**Inertie synthétique**.

CC 6.4.3.3 Le **Système CCHT** doit être capable de fonctionner en **FSM**, lequel détermine une variation de l'ajustement de la puissance active par rapport à la valeur programmée de la puissance active cible, en réponse à des variations de la fréquence du **Réseau de transport**.

CC 6.4.3.4 Les **Gestionnaires de réseau** doivent définir les paramètres qui caractérisent le **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** pour le **Système CCHT** connecté à leurs **Réseaux de transport** selon la Figure CC 10 et dans les plages indiquées dans le Tableau CC 15, et en considérant que :

- a) P_{MAX} est la capacité de transport de puissance active maximum du **Système CCHT** auquel ΔP se réfère, et qu'elle coïncide avec la puissance active continue maximum que le **Système CCHT** peut échanger avec le(s) **Réseau(x) de transport** à chaque **Point de raccordement**. ΔP est la variation de la puissance de sortie active du **Système CCHT**. f_n est la fréquence nominale du côté **Courant Alternatif** du **Réseau de transport** où le **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** est fourni, et Δf est l'écart de fréquence du côté **Courant Alternatif** du **Réseau de transport** où le **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** est fourni ;
- b) La **Station de conversion CCHT** doit être insensible aux variations de fréquence dans la plage de **Bande morte de la réponse en fréquence**, laquelle doit pouvoir être réglée dans la plage définie par le(s) **Gestionnaire(s) du réseau** selon les limites rapportées dans le Tableau CC 15 ;
- c) La variation de puissance (ΔP) requise par le **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** est proportionnelle à l'écart de fréquence (Δf), selon les valeurs de statistique s_1 et s_2 doit être définie par le(s) **Gestionnaire(s) du réseau** selon les limites rapportées dans le Tableau CC 15 ;
- d) La variation de puissance active requise par le **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** doit être limitée par la capacité de transport de puissance active minimum et maximum, à savoir la puissance active continue que le **Système CCHT** peut échanger avec le **Réseau de transport** à chaque **Point de raccordement** comme convenu entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT**.

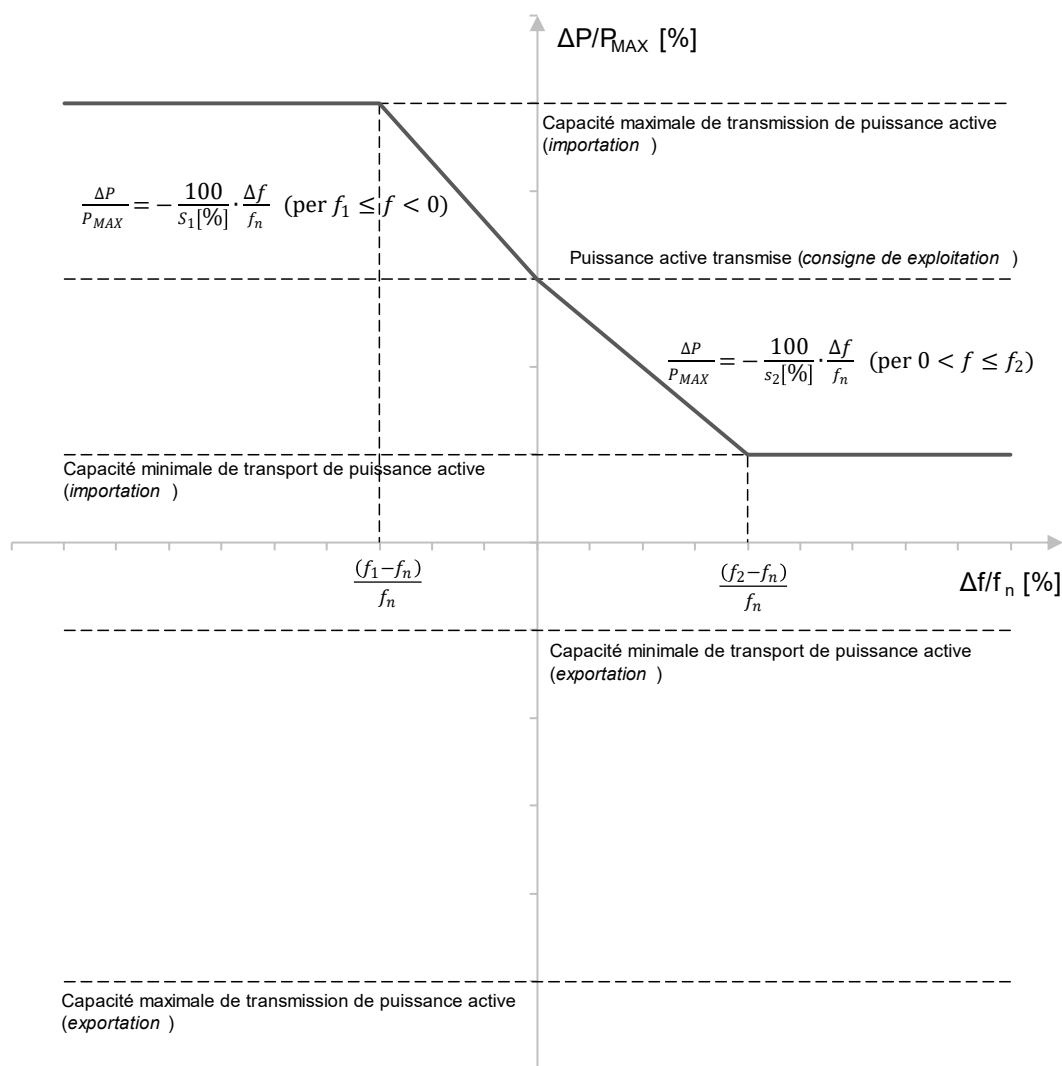


Figure CC 10. Capacité de réponse en fréquence de puissance active du système CCHT en FSM illustrant le cas de la bande morte de la réponse en fréquence nulle et de l'insensibilité avec un point de consigne de puissance active positif.

Tableau CC 15. Paramètres de réponse en fréquence de puissance active en FSM (explication pour Figure CC 10).

Paramètres	Plages
Insensibilité de la réponse en fréquence des régulateurs Δf_i	± 10 mHz
Bande morte de la réponse en fréquence	$0 - \pm 500$ mHz
Statisme s_1	min 0,1 %
Statisme s_2	min 0,1 %

CC 6.4.3.5 Au cas où un **Système CCHT** est raccordé à deux ou plusieurs **Zones de réglage** ou **Zones synchrones**, en fonctionnement en **FSM**, le **Système CCHT** doit avoir la capacité d'ajuster la pleine réponse en fréquence de la puissance active à tout moment et pendant une période continue.

CC 6.4.3.6 En cas de changement de pas de fréquence, la réponse en fréquence de puissance du **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** doit être activée par le **Système CCHT** de manière à pouvoir

ajuster la sortie de puissance active ΔP à la limite de la plage de puissance active demandée par le **Gestionnaire de réseau** (c'est à dire $\Delta P_1/P_{MAX}$), avec une réponse égale ou supérieure à la ligne continue indiquée à la Figure CC 11, et conformément aux paramètres spécifiés par le **Gestionnaire de réseau** sur la base des limites technologiques du **Système CCHT** dans les plages indiquées dans le Tableau CC 16.

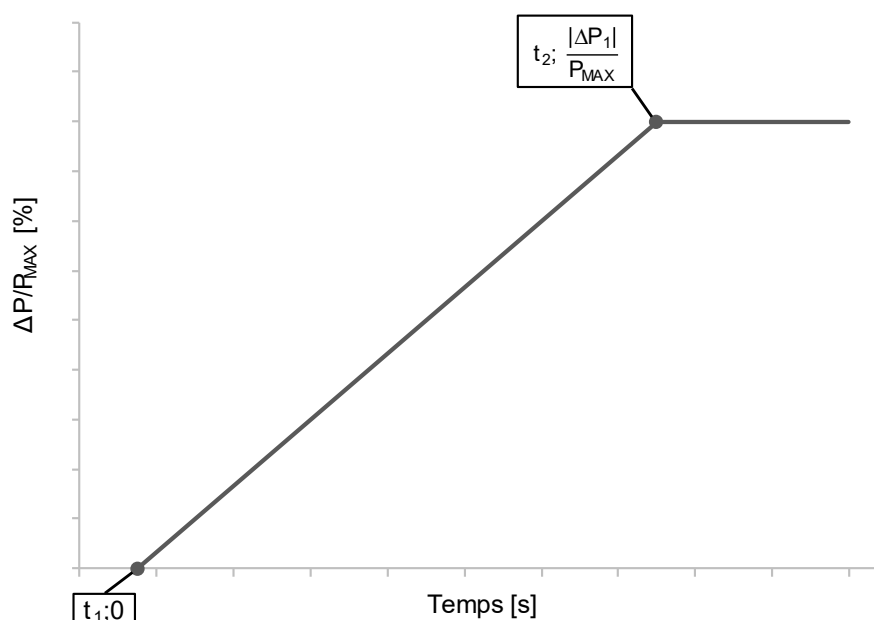


Figure CC 11. Capacité de réponse en fréquence de puissance active.

Tableau CC 16. Paramètres pour l'activation complète de la réponse en fréquence de puissance active résultant d'un changement de pas de fréquence (explication pour Figure CC 11).

Paramètres	Valeurs
t_1 : Délai initial maximum admissible t_1	0,5 sec
t_2 : Choix maximum admissible pour le temps d'activation complet t_2 , sauf si des temps d'activation plus longs sont autorisés par le Gestionnaire de réseau .	30 sec

CC 6.4.3.7 Les **Systèmes CCHT** doivent réguler la puissance active injectée dans le **Réseau de transport** en fonction de la valeur programmée de la puissance active cible à transmettre, en réponse du côté **Courant Alternatif** du(des) **Réseau(x) de transport**. Ces dispositions s'appliquent aussi bien durant l'importation que durant l'exportation, sous les modes de fonctionnement dénommés **LFSM-O** et **LFSM-U**.

CC 6.4.3.8 Le **Gestionnaire de réseau** doit définir le seuil de fréquence réel et le statisme qui caractérisent le **LFSM-O** et le **LFSM-U** du **Système CCHT** connecté à leurs **Réseaux de transport** selon la Figure CC 12 et la Figure CC 13 respectivement :

- a) P_{MAX} est la capacité de transport de puissance active maximum du **Système CCHT** auquel ΔP se réfère, et elle coïncide avec la puissance active continue maximum que le **système CCHT** peut échanger avec le **Réseau de transport** à chaque **Point de raccordement**. ΔP est la variation de la puissance de sortie active du **Système CCHT**. f_n est la fréquence nominale du côté **Courant Alternatif** du **Réseau de transport** où le **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** est fourni, et Δf est l'écart de fréquence du côté **Courant Alternatif** du **Réseau de transport** où le **Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)** est fourni ;
- b) En **LFSM-O**, les valeurs du seuil de fréquence f_1^{LFSM-O} seront fixées par le **Gestionnaire de réseau** entre 50,2 Hz et 50,5 Hz inclus, et le statisme s_3 réglable à partir de 0,1 % vers le haut ;
- c) En **LFSM-U**, les valeurs du seuil de fréquence f_1^{LFSM-U} seront fixées par le **Gestionnaire de Réseau** entre 49,8 Hz et 49,5 Hz inclus, et le statisme s_3 réglable à partir de 0,1 % vers le haut.

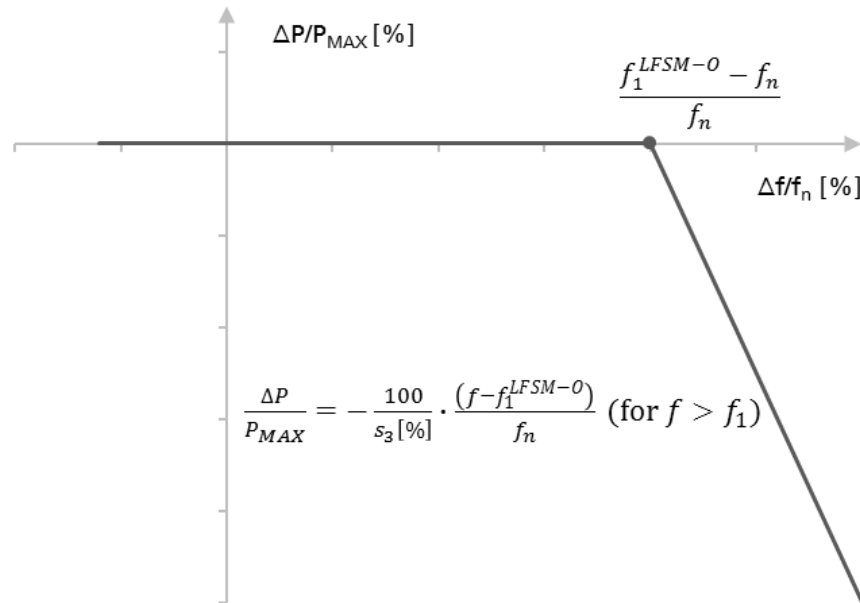


Figure CC 12. Capacité de réponse en fréquence de puissance active du système CCHT en LFSM-O.

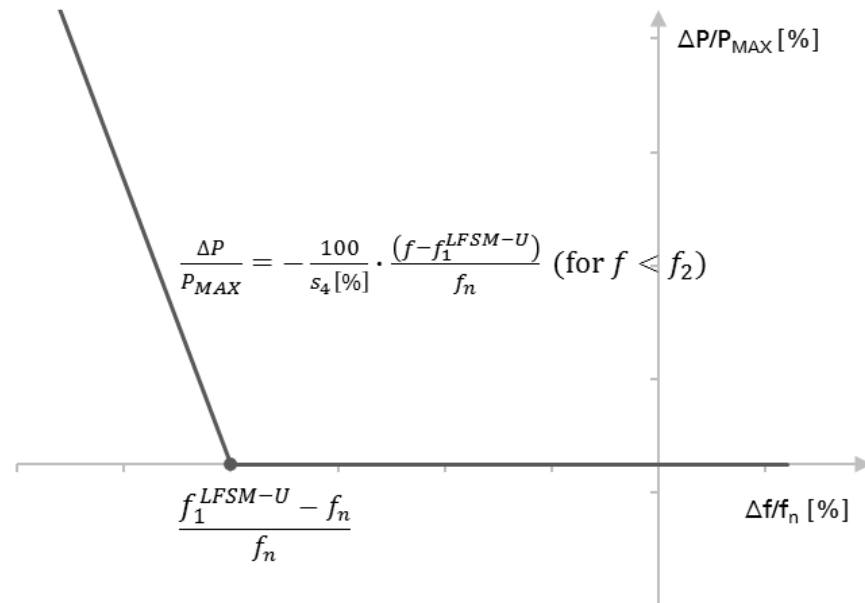


Figure CC 13. Capacité de réponse en fréquence de puissance active du système CCHT en LFSM-U.

CC 6.4.3.9 Un **Système CCHT** doit avoir la capacité d'activer la réponse en fréquence de puissance active aussi rapidement que techniquement possible, et dont le délai initial d'activation complète est déterminé par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 6.4.3.10 En référence à l'exploitation en :

- a) **LFSM-O**, le **Système CCHT** doit avoir la capacité d'ajuster la puissance active à la capacité de transport de puissance active minimum du **Système CCHT** ;
- b) **LFSM-U**, le **Système CCHT** doit avoir la capacité d'ajuster la puissance active jusqu'à la capacité de transport de puissance active maximum du **Système CCHT** ;
- c) **LFSM-O** et **LFSM-U**, le **Système CCHT** doit avoir la capacité de maintenir un fonctionnement stable.

CC 6.4.3.11 Les **Systèmes CCHT** adoptés pour connecter les **Charges** distantes au **Réseau de transport** principal doivent avoir la capacité de :

- a) Exécuter une stratégie de contrôle à fréquence fixe pour maintenir la fréquence à sa valeur nominale dans le **Réseau de transport en Courant Alternatif** contenant uniquement des **Charges**. Cette stratégie est appliquée lorsque le contrôle de fréquence n'est effectué que par la **Station de conversion CCHT**. Le contrôle de fréquence doit être réalisé en fournissant une fréquence fixe à la tension de sortie de la **Station de conversion CCHT**. Tout changement dans la **Demande** doit être reflété comme une erreur dans le contrôleur de fréquence, lequel devra ramener la fréquence à sa valeur nominale ;
- b) Supporter un réseau passif, à savoir, générer des tensions en **Courant Alternatif** sans avoir besoin de dépendre d'un système en **Courant Alternatif**. Cela permet un

contrôle rapide indépendant de la puissance active et réactive et de la **Capacité de démarrage autonome**.

CC 6.5 Stabilité et contrôle de la tension du système

Capacité de fourniture de la puissance réactive

CC 6.5.1.1 Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier la capacité de puissance réactive à la capacité maximum et la capacité de puissance réactive inférieure à la capacité maximum aux **Points de raccordement**, en considérant des variations de tension du système.

CC 6.5.1.2 Capacité de puissance réactive à capacité maximum

CC 6.5.1.2.1 En ce qui concerne la capacité de puissance réactive à capacité maximum, le **Gestionnaire de réseau** doit définir le profil $U-Q/P_{MAX}$, qui fixe les limites dans lesquelles une **Station de conversion CCHT** doit avoir la capacité de fournir de la puissance réactive à la capacité maximum de transmission de puissance active du **Système CCHT**. Le profil $U-Q/P_{MAX}$ doit être défini selon les principes suivants et en cohérence avec la Figure CC 14 :

- a) Les dimensions de l'enveloppe du profil $U-Q/P_{MAX}$ doivent être dans la plage Q/P_{MAX} et la plage de tension spécifiées par le **Gestionnaire de réseau** dans les limites indiquées dans le Tableau CC 17.
- b) La position de l'enveloppe du profil $U-Q/P_{MAX}$ doit être définie par le **Gestionnaire de réseau** dans les limites d'une enveloppe extérieure fixe indiquée dans le Tableau CC 17.

CC 6.5.1.2.2 Les **Gestionnaires de réseau** au sein de la même **Zone synchrone** doivent harmoniser les dimensions de l'enveloppe intérieure des **Stations de conversion CCHT** dans les limites indiquées dans le Tableau CC 17.

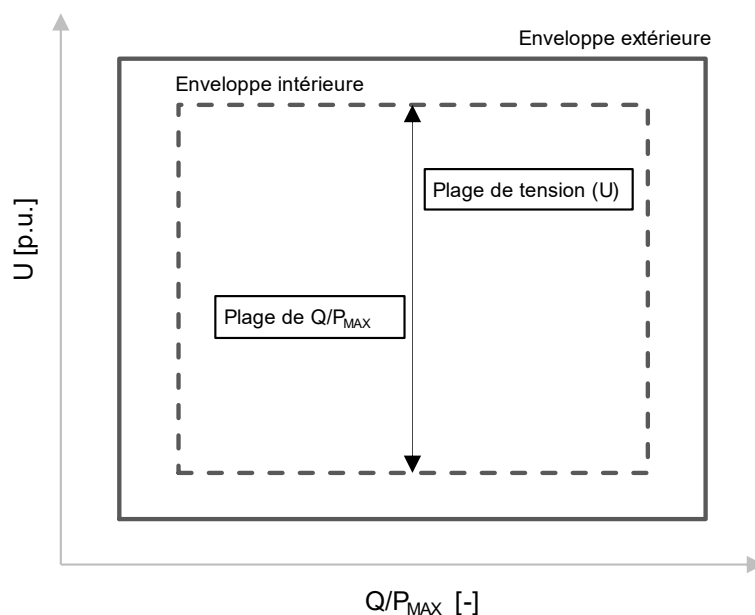


Figure CC 14. Profils U - Q/P_{MAX} à définir par le **Gestionnaire de réseau**.

Tableau CC 17. Paramètres des enveloppes interne et externe dans la Figure CC 14.

Paramètres	Systèmes CCHT
Définition de l'enveloppe interne	
Q/P_{MAX} Plage	0,95 – 1,08
Plage de tension	0,150 – 0,225
Définition de l'enveloppe externe	
U^{sup}	1,150
U^{inf}	0,850
Q/P_{MAX}^{inf}	- 0,500
Q/P_{MAX}^{sup}	+ 0,650

CC 6.5.1.2.3 Un **Système CCHT** doit pouvoir se déplacer vers tout point de fonctionnement de la surface au sein de son profil U - Q/P_{MAX} dans des délais appropriés et aux valeurs cibles demandées par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 6.5.1.3 *Capacité de puissance réactive inférieure à la capacité maximum*

CC 6.5.1.3.1 En cas de fonctionnement à une puissance de sortie active inférieure à la capacité de transmission de puissance active maximum du **Système CCHT** ($P < P_{MAX}$), la **Station de conversion CCHT** doit pouvoir fonctionner à tous les points de fonctionnement possibles, comme spécifié par le **Gestionnaire de réseau**, et conformément à la capacité de puissance réactive définie par le profil U - Q/P_{MAX} et spécifié au CC 6.5.1.2.

Modes de contrôle de la tension

CC 6.5.2.1 Les **Systèmes CCHT**, grâce à leurs **Stations de conversion CCHT**, doivent contribuer au contrôle de la tension. Les modes de régulation suivants doivent être mis en œuvre :

a) Modes de régulation de la tension :

- i. La **Station de conversion CCHT** doit pouvoir contribuer au contrôle de la tension au **Point de raccordement** en fournissant un échange de puissance réactive avec le **Réseau de transport** pour atteindre une tension de consigne couvrant une plage [$U_{REG\_MIN} = 0,95$ p.u. ; $U_{REG\_MAX} = 1,05$ p.u.] pour des pas inférieurs à $\Delta U_{REG} = 0,01$ p.u. ;
- ii. La valeur de consigne peut être utilisée avec ou sans bande morte sélectionnable dans une plage définie par le **Gestionnaire de réseau** ;
- iii. Atteindre 90 % et 100 % de la variation de puissance réactive demandée par le **Gestionnaire de réseau** dans les temps $t_{REG\_90\%}$ et $t_{REG\_100\%}$, respectivement, sur spécifications du **Gestionnaire de réseau**, avec une précision de 5 % de la valeur de la puissance réactive maximum pouvant être délivrée par les **systèmes CCHT**. Les valeurs de $t_{REG\_90\%}$ et $t_{REG\_100\%}$ doivent se situer dans les limites de [0,1 - 10 secondes] et [1 - 60 secondes], respectivement ;

b) Mode de régulation de la puissance réactive :

Les **Stations de conversion CCHT** doivent avoir la capacité de régler la valeur de consigne de la puissance réactive n'importe où dans la plage de puissance réactive donnée, définie en MVar ou en % de la puissance réactive maximum, avec des pas de réglage définis par le **Gestionnaire de réseau**, en contrôlant la puissance réactive au **Point de raccordement** à une précision définie par le **Gestionnaire de réseau** en pourcentage de la pleine puissance réactive. La spécification de la plage de puissance réactive définie par le **Gestionnaire de réseau** doit tenir compte des capacités du **Système CCHT**, conformément au CC 6.5.1 ;

c) Mode de régulation du facteur de puissance :

Afin de contrôler le facteur de puissance, la **Station de conversion CCHT** doit avoir la capacité de régler le facteur de puissance à une valeur cible au **Point de raccordement**, conformément au CC 6.5.1. Les points de consigne doivent être proposés avec un pas n'excédant pas la valeur maximale autorisée par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 6.5.2.2 Le **Gestionnaire de réseau** définit les principes et les exigences de performances relatifs à la commutation entre les modes, ainsi que les conditions et les procédures de communication des valeurs de référence de tension.

Contribution de court-circuit pendant les pannes

CC 6.5.3.1 Le **Gestionnaire de réseau** peut exiger que les **Systèmes CCHT** soient en mesure de fournir un **Courant de détection de défaut** au **Point de raccordement** tant en cas de défauts équilibrés (triphases) qu'en cas de défauts déséquilibrés (monophasés ou biphasés).

CC 6.5.3.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit définir les critères pour le **Courant de détection de défaut**. Ces critères tiennent compte des éléments suivants :

- a) Le critère et la méthodologie de détermination d'un écart de tension ;
- b) Les caractéristiques du **Courant de détection de défaut** ;
- c) L'exactitude et le moment de l'injection du **Courant de détection de défaut**.

CC 6.6 Gestion du système électrique

Mise sous tension et synchronisation des stations de conversion

- CC 6.6.1.1 La mise sous tension ou la synchronisation d'une **Station de conversion CCHT** au **Réseau de transport CA**, ou la connexion d'une **Station de conversion CCHT** à un **Système CCHT**, doit être effectuée pour limiter tout phénomène transitoire de tension au **Point de raccordement** et sa propagation à travers le **Réseau de transport**.
- CC 6.6.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier l'amplitude maximum, la durée et la fenêtre de mesure des phénomènes transitoires de tension pour la **Station de conversion CCHT** dans sa **Zone de réglage**.

Interaction entre les Systèmes CCHT

- CC 6.6.2.1 Lorsqu'une **Station de conversion CCHT** est électriquement proche d'autres **Stations de conversion CCHT** ou **Installations**, le **Gestionnaire de réseau** peut exiger que le **Propriétaire du système CCHT** réalise une étude spécifique pour vérifier l'absence d'interactions indésirables. Le **Gestionnaire de réseau** définit le champ d'application et le contenu de l'étude. Lorsqu'une interaction indésirable est identifiée, l'étude doit proposer des solutions techniques d'atténuation permettant d'assurer la conformité aux exigences du présent **Code de raccordement**.
- CC 6.6.2.2 Le **Gestionnaire de réseau** et les parties concernées, identifiées par le **Gestionnaire de réseau** pour chaque **Point de raccordement**, contribuent à l'étude visée à l'article CC 6.6.2.1 et fournissent toutes les données et modèles pertinents raisonnablement requis pour répondre aux objectifs de l'étude. Le **Gestionnaire de réseau** doit collecter ces informations auprès des parties identifiées.
- CC 6.6.2.3 Le **Gestionnaire de réseau** évalue le résultat de l'étude visée à l'article CC 6.6.2.1, et peut, le cas échéant revoir ou reprendre l'étude.
- CC 6.6.2.4 Toutes les mesures d'atténuation nécessaires identifiées par l'étude visée à l'article CC 6.6.2.1 et examinées par le **Gestionnaire de réseau** sont mises en œuvre par le **Propriétaire du système CCHT** dans le cadre du raccordement de la nouvelle **Station de conversion CCHT**.

Capacité d'amortissement des oscillations de puissance et des interactions de torsion sous-synchrones

- CC 6.6.3.1 Le **Système CCHT** doit avoir la capacité de contribuer à l'amortissement des oscillations de puissance dans les **Réseaux** en **Courant Alternatif** connectés. Le système de contrôle du **Système CCHT** ne doit pas réduire l'amortissement des oscillations de puissance. Sur la base

d'études d'évaluation de stabilité dynamique entreprises par le **Gestionnaire de réseau** concerné pour identifier les limites de stabilité et les problèmes de stabilité potentiels dans son **Réseau de transport**, le **Gestionnaire de réseau** spécifie une plage de fréquences d'oscillations que le système de contrôle doit être en mesure d'amortir positivement, ainsi que les conditions du **Réseau de transport** lorsque cela se produit. La sélection des réglages des paramètres de contrôle doit être convenue entre le **Gestionnaire de réseau** et le **propriétaire du système CCHT**, et spécifiée dans l'**Accord d'exploitation** pendant le processus de raccordement au CC 3.

CC 6.6.3.2 En ce qui concerne la commande d'amortissement des interactions de torsion sous-synchrones, le **Système CCHT** doit avoir la capacité de contribuer à l'amortissement électrique des fréquences de torsion. Le **Propriétaire du système CCHT** doit fournir des études d'interaction de torsion sous-synchrone afin d'identifier les conditions, le cas échéant, dans lesquelles une interaction de torsion sous-synchrone existe, et proposer les procédures d'atténuation nécessaires. Le **Gestionnaire de réseau**, et les parties concernées, identifiées par le **Gestionnaire de réseau** pour chaque **Point de raccordement**, contribuent aux études et fournissent toutes les données et modèles pertinents raisonnablement requis pour répondre aux objectifs des études. Le **Gestionnaire de réseau** doit collecter ces informations auprès des parties identifiées.

Systèmes de protection

CC 6.6.4

CC 6.6.4.1 Les critères énoncés dans le présent CC 6.6.4 sont complémentaires aux critères généraux sur la protection, spécifiés au CC 4.5.

CC 6.6.4.2 Le système de protection d'un **Système CCHT** a la priorité sur les dispositifs de contrôle opérationnels, en raison de son rôle critique. Le système de protection assure la sécurité du **Système électrique**, préserve la santé et la sécurité du personnel et du public, tout en limitant tout dommage potentiel au **Système CCHT**.

CC 6.6.4.3 Les schémas de protection nécessaires pour protéger le **Réseau de transport** sont spécifiés par le **Gestionnaire de réseau**, en tenant compte des caractéristiques du **Système CCHT**. La définition et toute modification des schémas de protection nécessaires pour protéger le **Système CCHT** et le **Réseau de transport**, ainsi que les réglages relatifs au **Système CCHT**, sont coordonnés et convenus entre le **Gestionnaire de réseau** et le **propriétaire du système CCHT**. Ces dispositions sont mentionnées dans l'**Accord d'exploitation** lors du processus de raccordement du CC 3.

CC 6.6.4.4 Le système de protection d'un **Système CCHT** est organisé selon les catégories suivantes :

- a) La protection contre les défauts internes, qui doit être conforme aux conditions suivantes :
 - i. Tout composant d'un **Système CCHT** doit être protégé contre les sollicitations causées par des défaillances non éliminées par le système de protection du **Réseau de transport** ou non couvert par ce dernier ;
 - ii. Chaque composant, chaque sous-système, chaque **Station de conversion CCHT** et le **Système CCHT** doivent être protégés par des systèmes coordonnés capables de supporter et de contrer toute condition de fonctionnement anormale et tout

événement de défaut. En particulier, les systèmes de protection maintenir les mesures de sécurité en cas de défaillance du système de télécommunications ;

- iii. La conception du système de protection doit tenir compte de la redondance complète des dispositifs de protection ;
- b) La protection du **Réseau de transport**, qui doit être conforme aux conditions suivantes :
 - i. Chaque **Système CCHT** et ses **Unités de conversion CCHT** doivent être équipés d'un système de protection capable de les déconnecter du **Réseau de transport** en cas de défaut dans le **Réseau de transport** non correctement éliminées ;
 - ii. Les schémas et les réglages de ces systèmes de protection doivent être coordonnés avec ceux des systèmes de protection du **Réseau de transport** et établis par le **Gestionnaire du réseau** ;
- c) Des systèmes de protection spécifiques supplémentaires, qui incluent :
 - i. Les systèmes de protection contre les oscillations de puissance ne pouvant pas être contrôlées par le **Système CCHT** ;
 - ii. Les systèmes de protection empêchant un **Système CCHT** d'entrer en service en l'absence des conditions minimums d'exploitation du **Réseau de transport**, et capables de déconnecter le **Système CCHT** si le dernier lien d'alimentation reliant le **Système CCHT** au **Réseau de transport** est ouvert.

CC 6.6.4.5 Toute modification des systèmes de protection (schémas et/ou réglages) doit être convenue à l'avance entre le **Propriétaire du système CCHT** et le **Gestionnaire de réseau**. Les modalités pour la modification des systèmes de protection sont précisées dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 6.6.5

Systèmes de contrôle

CC 6.6.5.1 Un **Système CCHT** doit être équipé d'un système de contrôle capable de gérer et de commander, de manière coordonnée, toutes les **Unités de conversion CCHT** du **Système CCHT**.

CC 6.6.5.2 Durant la phase d'autorisation du processus de raccordement au CC 3, les critères, paramètres et réglages des principales fonctions de commande d'un **Système CCHT** sont convenus et officialisés entre le **Propriétaire du Système CCHT** et le **Gestionnaire de réseau** ; et sont indiqués dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 6.6.5.3 Les paramètres et réglages des principales fonctions de commande d'un **Système CCHT** doivent être mis en œuvre dans une hiérarchie de contrôle qui permet leur modification, le cas échéant. Les fonctions de contrôle principales comprennent :

- a) L'**Inertie synthétique**, le cas échéant tel que mentionné au CC 6.4.3 ;
- b) Les **FSM**, **LFSM-O**, et **LFSM-U** comme mentionné au CC 6.4.3 ;
- c) Le mode de contrôle de la puissance réactive, le cas échéant, comme indiqué au CC 6.5.1 ;

- d) La capacité d'amortissement des oscillations de puissance, le cas échéant, comme indiqué au CC 6.6.7.

CC 6.6.5.4 Concernant les **Systèmes CCHT** connectant différentes **zones de réglage** ou **Zones synchrones**, le **Système CCHT** doit être équipé de fonctions de commande permettant au **Gestionnaire de réseau** de modifier la puissance active transmise à des fins d'équilibrage transfrontalier.

CC 6.6.5.5 Le développement et la conception du système de contrôle d'une **Station de conversion CCHT** reposent sur le principe de la redondance et tiendront compte de la duplication complète de l'équipement. Une telle redondance comprend :

- a) Les circuits de mesure, au moins du côté du transducteur ;
- b) Les systèmes d'acquisition de signaux ;
- c) Le système de télécommunication ;
- d) Les principales unités de traitement et tous les équipements nécessaires à la commande, au contrôle et à la protection des **Stations de conversion CCHT**.

Classement prioritaire du contrôle et actions de protection

CC 6.6.6

CC 6.6.6.1 Le **Propriétaire du système CCHT** organise les dispositifs de protection et de contrôle de son **Système CCHT** conformément au classement de priorité, du plus important au moins important, suivant :

- a) **Réseau de transport** et protection du **Système CCHT** ;
- b) Commande de puissance active pour l'assistance en cas d'urgence ;
- c) **Inertie synthétique**, le cas échéant ;
- d) Actions correctives automatiques, comme spécifié au CC 6.4.1 ;
- e) **LFSM-O/U** ;

CC 6.6.7

- f) **FSM** et contrôle de fréquence ;
- g) Contrainte de gradient de puissance.

Stabilisateurs de puissance

CC 6.6.7.1 Le **Système CCHT** doit être capable de contribuer à l'amortissement des oscillations de puissance produites côté **Courant Alternatif** du **Réseau de transport** auquel il est connecté. Le système de contrôle du **Système CCHT** ne doit pas réduire l'amortissement des oscillations de puissance. Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier une plage de fréquences d'oscillations que le schéma de commande doit amortir positivement, ainsi que les conditions du **Réseau de transport** lorsque cela se produit. La sélection des réglages des paramètres de contrôle doit être convenue entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT** et indiquée dans l'**Accord d'exploitation**.

Robustesse du Système CCHT

CC 6.6.8.1 Le **Système CCHT** doit avoir la capacité de trouver des points d'exploitation stables avec variation minimum du débit de puissance active et du niveau de tension, pendant et après tout changement prévu ou non du **Système CCHT** ou du **Réseau de transport en Courant Alternatif** auquel il est connecté.

CC 6.6.8

CC 6.6.8.2 Chaque **Gestionnaire de réseau** doit fournir des informations détaillées au **Propriétaire d'installation CCHT** lors de la demande de raccordement, conformément au CC 3 sur la base des données du **Système CCHT** et du **Point de raccordement**.

CC 6.6.8.3 La liste suivante suggère les conditions minimums dans lesquelles la stabilité du **système CCHT** doit être vérifiée :

- a) Ouverture et fermeture des **Ouvrages** du **réseau de transport** adjacent au raccordement ;
- b) L'activation et le déclenchement des filtres d'harmoniques ;
- c) Mise sous tension des transformateurs à proximité de la **Station de conversion CCHT** ou d'un autre pôle du même raccordement ;
- d) Variation de surtension et de sous-tension due à des défauts ;
- e) Perte de portions du **Réseau de transport** ;
- f) Défaillances longitudinales dans le **Réseau de transport**.

CC 6.6.9

Priorité à la contribution de la puissance active ou réactive

CC 6.6.9.1 En tenant compte des capacités du **Système CCHT** telles que définies dans le présent **Code de raccordement**, le **Gestionnaire de réseau** détermine si la priorité est accordée à la contribution de puissance active ou à la contribution de puissance réactive dans des conditions de basse ou haute tension et lors des défauts pour lesquelles la capacité de **tenue aux défauts** est requise. Lorsque la priorité est accordée à la contribution de puissance active, sa fourniture doit être assurée dans un délai à compter du début du défaut, tel que spécifié par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 6.6.10

Qualité de l'énergie

CC 6.6.10.1 Le **Propriétaire du système CCHT** veille à ce que le raccordement de son **Système CCHT** au **Réseau de transport** n'entraîne aucune distorsion ou fluctuation de la tension d'alimentation sur le **Réseau de transport**, au **Point de raccordement**, dépassant le niveau spécifié par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 6.6.10.2 Afin d'évaluer l'impact sur le raccordement du **Système CCHT** au **Réseau de transport**, le **Propriétaire du système CCHT** fournit, lors de la demande de raccordement, toutes les informations de projet relatives à l'émission de perturbations. Sur la base des informations fournies, le **Gestionnaire de réseau** évalue les effets sur le **Réseau de transport** dans des conditions de puissance de court-circuit minimum sur le **Réseau de transport**.

CC 6.6.10.3 Les niveaux d'émission maximums de distorsion ou de fluctuation de la tension d'alimentation accordés au **Système CCHT** sont définis par le **Gestionnaire de réseau** conformément aux attentes de performances du **Réseau de transport** (voir CC 2). Ils sont fixés en tenant compte des valeurs de planification adoptées par le **Gestionnaire de réseau**, de la puissance de court-circuit au **Point de raccordement**, des données caractéristiques du **système CCHT**, des émissions d'autres **Installations** déjà connectées à ce même **Réseau de transport**, des émissions transférées du reste du **Réseau de transport** et des émissions futures prévues des nouvelles **Installations** ayant déjà entamé le processus de raccordement du CC 3.

Modèles de simulation

CC 6.6.11.1 À la demande du **Gestionnaire de réseau**, un **Propriétaire de système CCHT** fournit des modèles de simulation de son **Système CCHT** avec un niveau de détail adéquat permettant de refléter le comportement du **Système CCHT** en termes de :

- a) Simulation en régime permanent ;
- b) Simulation électromécanique ;
- c) Simulation de phénomènes transitoires électromagnétiques.

CC 6.6.11.2 La demande de modèles de simulation du **Gestionnaire de réseau** doit inclure :

- a) La spécification du format dans lequel les modèles doivent être fournis par le **Propriétaire du système CCHT** ;
- b) La fourniture de documentation sur la structure d'un modèle et ses schémas ;
- c) Les sous-modèles spécifiques des composants, qui incluent, le cas échéant :
 - i. Des modèles des **Stations de conversion CCHT** ;
 - ii. Des modèles de composant **Courant Alternatif** ;
 - iii. Des modèles de la ligne **CCHT** ;
 - iv. Un contrôleur de tension et de puissance ;
 - v. Les caractéristiques de commande spéciales, le cas échéant, par exemple fonction d'amortissement des oscillations de puissance, commande d'interaction de torsion sous-synchrone ;
 - vi. Un contrôle multi-terminal, le cas échéant ;
 - vii. Des modèles de protection du **Système CCHT** tels que convenus entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT** et indiqués dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 6.6.11.3 Le **Propriétaire du système CCHT** vérifie les modèles en les comparant aux résultats des essais de conformité effectués conformément au CC 6.9, et un rapport de cette vérification est soumis au **Gestionnaire de réseau**. Les modèles sont ensuite utilisés pour vérifier la conformité aux critères figurant dans le présent **Code de raccordement** y compris, mais sans s'y limiter, les

simulations de conformité telles que prévues au CC 6.9.2 et utilisées dans les études pour une évaluation continue de planification et d'exploitation du **Système électrique**.

CC 6.6.11.4 A la demande du **Gestionnaire de réseau**, le **Propriétaire du système CCHT** fournit des enregistrements de mesure de performances du **Système CCHT** afin de comparer la réponse des modèles avec ces enregistrements.

CC 6.7 Gestion des situations d'urgence

Démarrage autonome

CC 6.7.1.1 Concernant les **Capacités de démarrage autonome**, le **Système CCHT** doit satisfaire aux critères suivants :

CC 6.7.1

- a) Lorsqu'une **Station de conversion CCHT** est sous tension, le **Système CCHT** doté de la **Capacité de démarrage autonome** doit être en mesure d'alimenter le jeu de barres de la sous-station en **Courant Alternatif** à laquelle il est raccordée, dans un délai fixé par le **Gestionnaire de réseau** à compter de l'arrêt du **Système électrique** ;
- b) Concernant la fréquence, le **Système CCHT** doit pouvoir se synchroniser dans les limites définies au CC 6.2.1 ;
- c) Concernant la tension, le **Système CCHT** doit pouvoir se synchroniser dans les limites définies au CC 6.2.2.

CC 6.7.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire du système CCHT** conviennent de la capacité et de la disponibilité de la **Capacité de démarrage autonome** et de la procédure opérationnelle.

CC 6.8 Surveillance et échange d'informations

CC 6.8.2 Les **Systèmes CCHT** doivent être en mesure d'échanger des informations avec le **Gestionnaire de réseau** selon différentes spécifications et objectifs.

CC 6.8.3 Concernant l'instrumentation d'exploitation, toute **Unité de conversion CCHT** d'un **Système CCHT** est équipée d'un contrôleur automatique capable d'envoyer/de recevoir des instructions de/vers le **Gestionnaire de réseau**. Ce contrôleur automatique doit avoir la capacité de faire fonctionner les **Unités de conversion CCHT** du **Système CCHT** de manière coordonnée. La hiérarchie du contrôleur automatique de chaque **Unité de conversion CCHT** est spécifiée par le **Gestionnaire de réseau**.

Le contrôleur automatique du **Système CCHT** doit avoir la capacité de :

- a) Envoyer les types de signaux suivants au **Gestionnaire de réseau** :
 - i. Signaux opérationnels, fournissant au moins les éléments suivants :

- Signaux de démarrage ;
 - Mesures de tension en **Courant Alternatif** et **Courant Continu** ;
 - Mesures de courant en **Courant Alternatif** et **Courant Continu** ;
 - Mesures de puissance active et réactive côté **Courant Alternatif** ;
 - Mesures de puissance **Courant Continu** ;
 - Niveau de fonctionnement de l'**Unité de conversion CCHT** dans un **Système CCHT** de type multipolaire ;
 - **Ouvrages** et état de la topologie ;
 - Plages de puissance active **FSM**, **LFSM-O** et **LFSM-U** ;
- ii. Signaux d'alarme, en fournissant au moins les éléments suivants :
- Blocage d'urgence ;
 - Blocage de rampe ;
 - Inversion rapide de la puissance active ;
- b) Recevoir les types de signaux suivants en provenance du **Gestionnaire de réseau** :
- i. Signaux opérationnels, fournissant au moins les éléments suivants :
- Commandes de démarrage ;
 - Points de consigne de puissance active ;
 - Réglages **FSM** ;
 - Puissance réactive, tension ou points de consigne similaires ;
 - Mode de contrôle de la puissance réactive ;
 - Contrôle de l'amortissement des oscillations de puissance ;
 - **Inertie synthétique** ;
- ii. Signaux d'alarme, avec réception minimum des éléments suivants :
- Commande de blocage d'urgence ;
 - Commande de blocage de rampe ;
 - Direction du flux de puissance active ;
 - Commande d'inversion rapide de la puissance active.

CC 6.8.4

Afin de procéder à l'enregistrement des défauts et à la surveillance du comportement dynamique du système, les **Systèmes CCHT** sont équipés de dispositifs de mesure et d'enregistrement adéquats répondant aux critères suivants :

- a) La capacité d'enregistrement de la tension en **Courant Alternatif** et en **Courant Continu**, du courant en **Courant Alternatif** et en **Courant Continu**, de la puissance active, de la puissance réactive et de la fréquence ;
- b) L'inclusion d'un déclencheur d'oscillation, spécifié par le **Gestionnaire de réseau** afin de permettre la détection des oscillations de puissance mal amorties ;
- c) Les réglages doivent être convenus entre le **Propriétaire du système CCHT** et le **Gestionnaire de réseau** ; et,
- d) L'inclusion des dispositions permettant au **Propriétaire du système CCHT** et au **Gestionnaire de réseau** d'accéder aux informations selon les protocoles de communication des données enregistrées, à convenir entre le **Propriétaire du système CCHT** et le **Gestionnaire de réseau** et harmonisées entre tous les **Gestionnaires de réseau**. Les normes usuelles auxquelles les protocoles de communication doivent se conformer sont indiquées à l'ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE.

CC 6.9 Contrôle de la conformité

Informations et documentation

CC 6.9.1

CC 6.9.1.1 Les **Propriétaires de système CCHT** doivent fournir au **Gestionnaire de réseau** les informations et les documents décrivant les caractéristiques de leurs **Systèmes CCHT**. Cette liste d'informations, de documents et des critères à remplir par les **Propriétaires du système CCHT** dans le cadre du processus de conformité, sont rendue publique par le **Gestionnaire de réseau**. Cette liste doit être harmonisée entre les **Gestionnaires de réseau** et couvrir au moins les informations, documents et critères suivants :

- a) Tous les documents et certificats, à fournir par le **Propriétaire du système CCHT** ;
- b) Les données techniques détaillées du **Système CCHT** et de la **Station de conversion CCHT** en relation avec le raccordement au **Réseau de transport** ;
- c) Les critères applicables aux modèles pour les études de système en régime permanent et dynamique ;
- d) Le calendrier de fourniture des données systèmes nécessaires à la réalisation des études ;
- e) Les études réalisées par le **Propriétaire du système CCHT** ou le propriétaire des **Unités de production** basées sur des **Sources d'Énergie Renouvelable Variable (EnRV)** raccordées à travers les **Systèmes CCHT** pour démontrer les performances attendues en régime permanent et dynamique, conformément aux critères énoncés dans le présent **Code de raccordement** ;
- f) Les conditions et procédures, y compris le champ d'application, d'enregistrement des certificats d'équipement ;

- g) Les conditions et procédures d'utilisation des certificats d'équipement pertinents, délivrés par un certificateur agréé, par le **Propriétaire du système CCHT**.

Test de vérification et de conformité du Gestionnaire de réseau

CC 6.9.2.1 Chaque **Propriétaire du système CCHT** doit se conformer aux procédures d'essai pour la vérification de la conformité aux critères énoncés dans le présent **Code de raccordement**, lesquels sont définis par le **Gestionnaire de réseau**. Les essais doivent démontrer la capacité technique du **Système CCHT** à :

- a) fournir une capacité de puissance réactive en avance et en retard conformément au CC 6.5.1 ;
- b) fonctionner en mode contrôle de tension et en mode puissance réactive conformément aux conditions énoncées au CC 6.5.2 ;
- c) moduler en continu la puissance active sur toute la plage de fonctionnement entre les capacités de transport de puissance active maximum et minimum du **Système CCHT** pour contribuer au contrôle de fréquence ; le même test doit vérifier les paramètres en régime permanent des réglages de fréquence ;
- d) moduler en continu la puissance active pour contribuer au contrôle de fréquence en cas de forte augmentation et baisse de fréquence dans une même **Zone synchrone** ; le même test doit vérifier les paramètres en régime permanent des réglages de fréquence ;
- e) ajuster le taux de rampe des variations de puissance active selon leurs capacités techniques, conformément aux instructions envoyées par le **Gestionnaire de réseau** ;
- f) alimenter le jeu de barres de la sous-station en **Courant alternatif** distante à laquelle il est connecté, dans un délai spécifié par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 6.9.2.2 Outre la vérification des informations et des tests de conformité, conformément aux paragraphes ci-dessus, le **Gestionnaire de réseau** peut évaluer la conformité d'un **Système CCHT** avec les critères définis dans ce **Code de raccordement**, en s'appuyant sur les simulations de performances du **système CCHT** réalisées par le **Propriétaire du système CCHT** sur la base des modèles de simulation visés au CC 6.6.11.

CC 6.9.2.3 Le **Gestionnaire de réseau** doit fournir au **Propriétaire du système HDVC** les données techniques et le modèle de simulation du **Réseau de transport**, tel que requis pour effectuer les simulations nécessaires.

CC 6.10.1

CC 6.10 Autres critères

Critères supplémentaires pour les Stations de conversion CCHT d'extrémité distante

CC 6.10.1.1 Les **Stations de conversion CCHT** d'extrémité distante d'un **Système CCHT** doivent être conçues de manière à garantir, au **Point d'interface CCHT**, les plages de fréquence et de tension ainsi que les durées minimales spécifiées au CC 6.2.

CC 6.10.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire de station de conversion CCHT** d'extrémité distante peuvent convenir de plages de fréquences et/ou de tensions plus larges ou de durées minimales de fonctionnement plus longues pour garantir une meilleure utilisation des capacités techniques d'un **Système CCHT**.

CC 6.10.1.3 Les critères relatifs à la **Capacité de fourniture de la puissance réactive** de la dernière **Station de conversion CCHT** d'extrémité distante doivent être convenus avec le **Gestionnaire de réseau** pendant le processus de raccordement visé au CC 3, du **Système CCHT**.

CC 7. CRITÈRES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS DE CONSOMMATION

CC 7.1 Plages de fonctionnement

Plages de fréquence

CC 7.1.1.1 Toutes les **Installations de consommation** sont conçues, construites et exploitées de manière à pouvoir rester connectées au **Réseau de transport** dans les plages de fréquences et les durées minimales de fonctionnement spécifiées dans le Tableau CC 18 et selon le schéma suivant :

- Une plage autour de la fréquence nominale de la **Zone synchrone** avec durée de fonctionnement illimitée ;
- Une ou plusieurs plages dont la fréquence est inférieure à la fréquence nominale de la **Zone synchrone** avec une durée limitée de fonctionnement conformément au Tableau CC 18 ;
- Une ou plusieurs plages dont la fréquence est supérieure à la fréquence nominale de la **Zone synchrone**, avec une durée limitée de fonctionnement conformément au Tableau CC 18.

CC 7.1.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de consommation** peuvent convenir ensemble des plages de fréquence plus larges et de durées minimums de fonctionnement plus longues, si cela est nécessaire pour préserver ou restaurer la sécurité du **Réseau de transport**. Le **Propriétaire d'installation de consommation** ne doit pas refuser de manière déraisonnable son consentement à une telle demande pourvu que cela soit économiquement et techniquement réalisable.

Tableau CC 18. Durées minimales pendant lesquelles une installation de consommation doit être capable de fonctionner pour une fréquence s'écartant de la valeur nominale de la zone Synchrone sans se déconnecter du réseau de transport.

Plages de fréquence	Durée de fonctionnement
47,5 Hz – 48,5 Hz	≥ 30 minutes
48,5 Hz – 49,0 Hz	≥ 30 minutes et pas moins que la période de la plage 47,5 Hz – 48,5 Hz
49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée

51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutes

Plages de tension

CC 7.1.2.1 Une **Installation de consommation** est conçue, construite et exploitée pour pouvoir rester connectée au **Réseau de transport** dans les plages de tension, au **Point de raccordement**, spécifiées dans le Tableau CC 19 et selon le schéma suivant :

CC 7.1.2

- a) Une plage autour de la tension nominale avec durée de fonctionnement illimitée ;
- b) Une ou plusieurs plages avec tension supérieure à la valeur nominale, avec durée de fonctionnement limitée, laquelle est spécifiée plus en détail par chaque **Gestionnaire de réseau** pour son propre **Système électrique**.

CC 7.1.2.2 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de consommation** peuvent convenir ensemble des plages de tension plus larges, de durées de fonctionnement minimales plus longues ou de critères spécifiques d'écarts de fréquence et de tension combinés (surtension et sous-fréquence simultanées ou sous-tension et surfréquence simultanées) permettant d'assurer la meilleure utilisation des capacités techniques d'une **Unité de consommation**, dans le cas où il s'avère nécessaire de conserver ou de restaurer la sécurité du **Réseau de transport**. Le **Propriétaire d'installation de consommation** ne doit pas refuser de manière déraisonnable son consentement à une telle demande pourvu que cela soit économiquement et techniquement réalisable.

CC 7.1.2.3 Pour les **Installations de consommation** raccordées au **Réseau de transport** avec tension inférieure à 132 kV - soit 90 kV, 69 kV, 66 kV, 63 kV, 55 kV, 36 kV -, chaque **Gestionnaire de réseau** doit convenir ensemble avec le **Propriétaire d'installation de consommation**, des plages de tension aux **Points de raccordement** selon lesquelles l'**Installation** doit être conçue, construite et exploitée pour pouvoir rester connectée, si ces plages de tension sont pertinentes au maintien des **Seuils d'exploitation**.

Tableau CC 19. Durées minimales pendant lesquelles une installation de production doit être capable de fonctionner avec des tensions s'écartant de la valeur pu de référence 1 (la tension nominale pour le calcul pu est fournie dans la première colonne) au Point de raccordement sans se déconnecter du réseau de transport.

Valeur nominale [kV]	Plages de tension [p.u.]	Durée de fonctionnement
132, 150, 161, 225	0,90 pu – 1,118* pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	[20 - 60] minutes
330, 400	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	[20 - 60] minutes

*Pas au-delà de 245 kV selon la CIE 60038

CC 7.2 Résilience aux perturbations du réseau

Critères de court-circuit

CC 7.2.1.1 Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier le courant de court-circuit maximum au **Point de raccordement** que l'**Installation de consommation** est capable de supporter.

CC 7.2.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** informe le **Propriétaire d'installation de consommation**
CC 7.2.1 affecté, de tout changement impliquant une valeur supérieure au seuil de courant de court-circuit maximum.

CC 7.2.1.3 Le **Gestionnaire de réseau** demande au **Propriétaire d'une installation de consommation** les données nécessaires au calcul de la contribution de l'**Installation** au courant de court-circuit. La norme de calcul du courant de court-circuit est indiquée à l'ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE.

CC 7.2.1.4 Le **Propriétaire d'installation de consommation** informe le **Gestionnaire de réseau** des changements dans son **Installation** qui peut entraîner des changements de la contribution au courant de court-circuit au-delà du seuil fixé par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 7.3 Stabilité et contrôle de la tension du système

CC 7.3.1 *Capacité de fourniture de la puissance réactive*

CC 7.3.1.1 Une **Installation de consommation** doit être en mesure de maintenir son fonctionnement en régime permanent à son **Point de raccordement** dans une plage de puissance réactive spécifiée par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 7.3.1.2 La plage de puissance réactive réelle spécifiée par le **Gestionnaire de réseau** ne doit pas être supérieure à 33 % de la valeur la plus grande entre la capacité de soutirage maximale et la capacité d'injection maximale, ce qui correspond à un facteur de puissance de 0,95 pour le soutirage ou l'injection de puissance active¹³, mesurée au **Point de raccordement**. Une exception peut être accordée lorsque le **Propriétaire d'installation de consommation** démontre les avantages techniques ou financiers du système et que ces avantages sont acceptés par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 7.4.1

CC 7.4 Gestion du système électrique

Systèmes de protection

CC 7.4.1.1 Les critères énoncés dans le présent CC 7.4.1 sont complémentaires aux critères généraux sur la protection, spécifiés au CC 4.5.

¹³ $power\ factor = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{Q}{P}\right)\right)$, quand $\frac{Q}{P} = 33\%$, $power\ factor = 0.95$

CC 7.4.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** doit spécifier les dispositifs et les réglages destinés à protéger le **Réseau de transport** tenant compte des caractéristiques de l'**Installation de consommation**.

CC 7.4.1.3 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de consommation** doivent convenir ensemble des schémas de protection et des paramètres pertinents pour l'**Installation de consommation** et de toute modification de ces schémas et paramètres. Ils sont signalés dans l'**Accord d'exploitation** lors du processus de raccordement du CC 3.

CC 7.4.1.4 Les systèmes de protection de l'**Installation de consommation** ont la priorité sur les dispositifs de contrôles opérationnels, en raison de son rôle critique. Le système de protection assure la sécurité du **Système électrique**, préserve la santé et la sécurité du personnel et du public.

CC 7.4.1.5 Les systèmes de protection peuvent inclure les éléments suivants :

- a) Court-circuit externe et interne ;
- b) Surtension et sous-tension au **Point de raccordement** du **Réseau de transport** ;
- c) Sur et sous-fréquence ;
- d) Protection de surcharge ;
- e) Protection du transformateur de l'**Installation de consommation** ;
- f) Dispositifs de secours contre les dysfonctionnements de protection et de disjoncteur.

CC 7.4.1.6 Les références des normes internationales disponibles relatives aux schémas de protection et aux réglages sont fournies à l'ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE.

CC 7.4.2

Système de contrôle

CC 7.4.2.1 Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de consommation** doivent convenir ensemble des schémas et des réglages des différents dispositifs de commande de l'**Installation de consommation** pertinents pour la sécurité du système. Le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de consommation** doivent convenir ensemble de toute modification de ces schémas et réglages. Les schémas et les réglages sont indiqués dans l'**Accord d'exploitation** lors du processus de connexion du CC 3.

CC 7.4.2.2 L'accord sur les schémas et réglages couvre au moins les points suivants :

- a) Exploitation en **Réseau ilôté** ;
- b) Amortissement des oscillations ;
- c) Perturbations du **Réseau de transport** ;
- d) Commutation automatique vers l'alimentation de secours et **reconstitution** vers une topologie normale ;
- e) Re-fermeture automatique du disjoncteur, en cas de pannes monophasées.

Qualité de l'énergie électrique

CC 7.4.3.1 Le **Propriétaire d'installation de consommation** veille à ce que le raccordement de son **Installation de consommation** au **réseau de transport** ne perturbe pas les performances du **Réseau de transport** au **Point de raccordement** en dehors des niveaux de perturbation définis par le **Gestionnaire de réseau**.

CC 7.4.3

CC 7.4.3.2 Afin d'évaluer l'impact du raccordement de l'**Installation de consommation** sur le **Réseau de transport**, le **Propriétaire d'installation de consommation** fournit, lors de la demande de raccordement, toutes les données du projet relatives à l'émission de perturbations. Sur la base des informations fournies, le **Gestionnaire de réseau** évalue les effets sur le **Réseau de transport** dans des conditions de **Puissance de court-circuit** minimum sur le **Réseau de transport**.

CC 7.4.3.3 Les niveaux maximums d'émission de perturbations accordés à un **Propriétaire d'installation de consommation** dont l'**Installation** est à raccorder au **Réseau de transport**, ou qui a l'intention d'apporter des modifications significatives à son **Installation de consommation** existante, doivent être fixés par le **Gestionnaire de réseau** conformément aux performances attendues du **Réseau de transport** (voir CC 2). Les niveaux maximums d'émission sont fixés en tenant compte des valeurs de planification adoptées, des **Puissances de court-circuit** au **Point de raccordement** de l'**Installation de consommation**, des émissions d'autres **Installations** déjà connecté à ce même **Réseau de transport**, des émissions transférées du reste du **Réseau de transport** et des futures émissions des nouvelles **Installations** ayant déjà entamé le processus de raccordement du CC 3.

CC 7.4.4

Modèles de simulation

CC 7.4.4.1 Sur identification et demande du **Gestionnaire de réseau**, un **Propriétaires d'installation de consommation**, dont le fonctionnement de l'**Installation** peut potentiellement perturber l'exploitation du **Système électrique**, fournit des modèles de simulation pour son **Installation de consommation** avec un niveau de détail permettant de refléter le comportement de l'installation en termes de :

- a) Simulation en régime permanent ;
- b) Simulation électromécanique ;
- c) Simulation de phénomènes électromagnétiques transitoires.

CC 7.4.4.2 La demande de modèles de simulation du **Gestionnaire de réseau** doit inclure :

- a) La spécification du format dans lequel les modèles doivent être fournis par le **Propriétaire d'installation de consommation** ;
- b) La fourniture de documentation sur la structure d'un modèle et ses schémas ;
- c) Une estimation des valeurs, minimale et maximale du courant de court-circuit au **Point de raccordement**, exprimé en équivalent simplifié du **Réseau de transport** ;
- d) Les paramétrisations et les limites du modèle ;

e) Les sous-modèles spécifiques des composants.

CC 7.4.4.3 À la demande du **Gestionnaire de réseau**, le **Propriétaire d'installation de consommation** fournit des enregistrements de mesure des performances de l'**Installation** afin de comparer la réponse des modèles avec ces enregistrements.

CC 7.5 Gestion des situations d'urgence

Déconnexion et reconnexion de la Demande

CC 7.5.1.1 Toute **Installation de consommation** doit être équipé de dispositifs de déconnexion de la **Demande** sur critère fréquence basse, conformément aux critères et réglages définis par le **Gestionnaire de réseau**, notamment :

- a) La capacité de permettre la déconnexion automatique à basse fréquence de l'ensemble ou d'une partie de la **Demande** ;
- b) La possibilité de spécifier un déclencheur de déconnexion basé sur une combinaison de basse fréquence et de la variation de la fréquence dans le temps ;
- c) La possibilité de déconnecter la **Demande** par paliers ;
- d) Les paramètres opérationnels de déconnexion de la **Demande** : plages de fréquences, durée de fonctionnement, verrouillage de tension ;
- e) Entrée d'activation.

CC 7.5.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** peut spécifier les capacités de déconnexion basse tension de la **Demande**. Le **Gestionnaire de réseau** définit les critères et paramètres respectifs.

CC 7.5.1.3 En ce qui concerne la capacité de reconnexion après une déconnexion des **Installations de Consommation** :

- a) Le **Gestionnaire de réseau** précise les conditions dans lesquelles une **Installation de consommation** est autorisée à se reconnecter au **Réseau de transport** ;
- b) L'installation de systèmes de reconnexion automatique est toujours soumise à l'autorisation préalable du **Gestionnaire de réseau** ;
- c) Le **Gestionnaire de réseau** doit convenir avec le **Propriétaire d'installation de consommation** des réglages des dispositifs de synchronisation avant la connexion de l'**Installation de consommation**, y compris la tension, la fréquence, la plage d'angle de phase et l'écart de tension et de fréquence. Ces réglages convenus sont indiqués dans l'**Accord d'exploitation** lors du processus de raccordement.

CC 7.5.1.4 Une **Installation de consommation** doit avoir la capacité d'être déconnectée du **Réseau de transport** à distance, si cela est demandé par le **Gestionnaire de réseau**. Le **Gestionnaire de réseau** du réseau doit spécifier la durée requise de déconnexion à distance.

CC 7.6 Surveillance et échange d'informations

Les **Installations de consommation** doivent avoir la capacité d'échanger des informations avec le **Gestionnaire de réseau** conformément aux différentes spécifications et objectifs qui doivent être convenus entre le **Gestionnaire de réseau** et le **Propriétaire d'installation de consommation** et détaillés dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 7.6.1 Les types d'informations à transférer par le **Propriétaire d'installation de consommation** au **Gestionnaire de réseau** sont :

a) Suivi en temps réel :

CC 7.6.2 L'**Installation** doit être intégrée dans les procédures de contrôle et d'exploitation en temps réel du **Réseau de transport** par le **Gestionnaire de réseau**. Par conséquent, pour l'**Exploitation** du **Réseau de transport**, il est nécessaire de procéder au minimum à l'échange des signaux et mesures suivants :

- i. Identification de la position des disjoncteurs et des sectionneurs ;
- ii. Mesures de tension ;
- iii. Mesures de la puissance active, de la puissance réactive et des courants de ligne ;

b) Enregistrement et surveillance des défauts :

Pour procéder à l'enregistrement et à la surveillance du comportement dynamique du système pendant les défauts, les **Installations de consommation** doivent être équipées de dispositifs dédiés (ex : un enregistreur de perturbations, un localisateur de défaut et un enregistrement chronologique des événements) qui répondent aux caractéristiques techniques à convenir par le **Propriétaire d'installation de consommation** et le **Gestionnaire de réseau**. En cas de défaut, le **Propriétaire d'installation de consommation** est tenu de fournir au **Gestionnaire de réseau**, les rapports de défauts locaux et les enregistrements de l'équipement de surveillance installé.

CC 7.6.3

Les critères spécifiques des données et informations, ainsi que leur mode d'échange, sont convenues entre le **Propriétaire d'installations de consommation** et le **Gestionnaire de réseau**, et doivent être indiquées pour chaque **Installation de consommation**, dans l'**Accord d'exploitation**.

CC 7.7.1

CC 7.7 Contrôle de la conformité

Le **Propriétaire d'installation de consommation** doit s'assurer que l'**Installation** est conforme aux critères du présent CC 7 pour toute sa durée de vie d'exploitation.

Le **Propriétaire d'installation de consommation** doit notifier au **Gestionnaire de réseau** de :

- a) Toute modification prévue des capacités techniques de son **Installation de consommation** susceptible d'affecter sa conformité au présent **Code de raccordement**, avant de procéder à ladite modification ;
- b) Tout incident ou tout défaut d'exploitation d'une **Installation de consommation** qui affecte sa conformité au présent **Code de raccordement**, sans délais, après la survenance de l'incident ou dudit défaut d'exploitation ;
- c) Les programmes et procédures d'essais prévus à suivre pour vérifier la conformité de son **Installation de consommation** conformément au présent **Code de raccordement**, en temps voulu et avant le lancement des programmes et procédures d'essais prévus. Le **Gestionnaire de réseau** doit approuver à l'avance les programmes et procédures d'essais prévus. L'approbation du **Gestionnaire de réseau** doit être fournie en temps opportun et ne doit pas être refusée sans motif raisonnable.

Le **Gestionnaire de réseau** évalue la conformité des **Installations de consommation** et informe le **Propriétaire d'installation de consommation** des résultats des évaluations de conformité, lesquelles doivent inclure :

CC 7.7.3

- a) Les informations et la documentation fournies par le **Propriétaire d'installation de consommation** au **Gestionnaire de réseau** ;
- b) Les tests de vérification et de conformité exécutés par le **Gestionnaire de réseau** ;
- c) Les simulations de conformité.

CC 7.7.4

Le **Gestionnaire de réseau** peut déléguer les activités de contrôle de conformité à des tiers.

CC 7.7.5

Informations et documentation

CC 7.7.5.1 Le **Propriétaire d'installation de consommation** fournit les informations et documentations décrivant les caractéristiques de l'**Installation de consommation** au **Gestionnaire de réseau**.

CC 7.7.5.2 La liste des informations et documentations est harmonisée entre les **Gestionnaires de réseau** d'une même **Zone synchrone** et inclut, au minimum, les éléments suivants :

- a) Les données techniques concernant l'**Installation de consommation**, en rapport avec sa connexion ou son exploitation ;
- b) Les critères applicables aux modèles pour les études de système en régime permanent et dynamique ;
- c) Les conditions et procédures, y compris le champ d'application d'enregistrement des certificats d'équipement ;
- d) Les conditions et procédures d'utilisation des certificats d'équipement pertinents délivrés par un certificateur agréé par le **Propriétaire d'installation de consommation**.

CC 7.7.5.3 Le **Propriétaire d'installation de consommation** doit fournir les informations et documentations nécessaires au **Gestionnaire de réseau** :

- a) Au moment de la demande de raccordement conformément au CC 3 ;
- b) Suite à des modifications des données techniques de l'**Installation de consommation** résultant de modifications des capacités techniques, d'accidents de fonctionnement, de défauts de fonctionnement ou de tout autre évènement ;
- c) A la demande du **Gestionnaire de réseau**.

Tests de vérification et de conformité exécutés par le Gestionnaire de réseau

CC 7.7.6.1 Le **Gestionnaire de réseau** exécute les tests de vérification et de conformité nécessaires pour s'assurer de la validité des déclarations émises par le **Propriétaire d'installation de consommation** et du respect des critères définis dans le présent **Code de raccordement**.
CC 7.7.6

CC 7.7.6.2 Le **Gestionnaire de réseau** communique le programme annuel de mise en œuvre des tests de vérification et de conformité ainsi que les résultats des tests de l'**Installation de consommation**. Compte tenu de l'importance des systèmes de contrôle et des paramètres relatifs, le **Gestionnaire de réseau** peut conduire, à tout moment, des tests visant à garantir leurs fonctionnalités.

CC 7.7.6.3 Le **Gestionnaire de réseau** définit les procédures standards d'exécution des tests. Les procédures doivent au minimum inclure les éléments suivants :

- a) Test de déconnexion et de reconnexion ;
- b) Test d'échange d'informations.

CC 7.7.7

Simulations de conformité

CC 7.7.7.1 Le **Gestionnaire de réseau** peut, en plus de la vérification des informations et des tests de conformité à l'article C.C.7.7.6, évaluer la conformité d'une **Installation de consommation** aux critères énoncés dans le présent **Code de raccordement**, en s'appuyant sur les simulations de performances de l'**Installation de consommation** réalisées par le **Propriétaire d'installation de consommation** en utilisant les modèles de simulation visés au CC 7.4.4.

CC 8. CRITÈRES APPLICABLES AUX UNITÉS DE PRODUCTION DE MOINS DE 132 KV, LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET LES MICRO-RÉSEAUX

CC 8.1 Dispositions générales

CC 8.1.1 Un **Gestionnaire de réseau** peut avoir la capacité de concevoir et mettre en œuvre des critères de raccordement pour la **Production décentralisée** afin d'assurer la fiabilité et la sécurité de l'exploitation du **Système électrique**. Toutefois, lorsque la **Production décentralisée** est appelée à contribuer **au Service système**, les critères de raccordement doivent être cohérent avec les critères opérationnels du **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA (RTIE)**.

CC 8.1.2 Un **Gestionnaire de réseau** peut avoir la capacité de concevoir et mettre en œuvre des critères de raccordement pour l'intégration des **Micro-réseaux isolés** dans le **Réseau**. Pour l'intégration au **Réseau**, un **Micro-réseau isolé** peut soit :

- a) Désagréger ses **Charges** et **Unités de production** internes, auquel cas chaque **Charge** ou **Unité de production** doit se conformer individuellement aux critères applicables à la **Production décentralisée** ;
- b) Fonctionner comme un système unitaire, dans lequel le **Micro-réseau** est considéré comme une entité unique au Point de raccordement. À ce titre, le **Micro-réseau** exploite ses capacités d'agrégation en coordonnant ses **Charges** et ses **Unités de production** internes de manière à présenter au **Réseau** un profil opérationnel unifié et, le cas échéant, à fournir des **Services système** en tant que système intégré.

CC 8.2 Critères applicables aux Unités de production de moins de 132 kV et à la Production décentralisée

CC 8.2.1

Les critères figurant dans le présent CC 8.2 s'appliquent aux **Unités de production** suivantes, qu'il s'agisse d'**Unités de production synchrones** ou d'**Unités de production à onduleur** :

CC 8.2.2 a) **Unités de production** à connecter au **Réseau** à un niveau de tension inférieur à 132 kV ;

CC 8.2.3 b) **Unités de production** qui a une **Puissance nominale** inférieure à 10 MW et supérieure à 100 kW.

La **Production** d'une **Unités de production** ayant les caractéristiques visées à l'article CC 8.2.1 et raccordées au **Réseau de distribution** est désignée **Production décentralisée**.

Les critères applicables aux **Unités de production** de moins de 132 kV et à la **Production décentralisée** sont un sous-ensemble de critères applicables aux **Installations de production** connectées aux **Réseaux de transport** (CC 5). Le Tableau CC 20 précise les critères spécifiés au CC

5 pour les **Installations de production** connectées aux **Réseaux de transport** et qui s'appliquent aux **Unités de production** de moins de 132 kV et à la **Production décentralisée**.

Tableau CC 20. Application des critères de raccordement des Unités de production raccordées au Réseau de transport aux Unités de production de moins de 132 kV et à la Production décentralisée.

Article	Critère	Application aux unités < 132 kV et à la Production décentralisée [Oui/Non]	Disposition
Plages de fonctionnement			
CC 5.1.1	Plages de fréquence	Oui	Le Gestionnaire de réseau doit définir les plages de fréquences dans lesquelles les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée sont conçues, construites et exploitées pour rester connectée au réseau . Cette fonctionnalité doit être coordonnée avec l'interface de protection électrique des Unités de production de moins de 132 kV et de la Production décentralisée .
CC 5.1.2	Plages de tension	Oui (en option)	Le Gestionnaire de réseau peut définir les plages de tension dans lesquelles les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée sont conçues, construites et exploitées pour rester connectée au réseau . Si elle est mise en œuvre, cette fonctionnalité doit être coordonnée avec l'interface de protection électrique des Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée .
Résilience aux perturbations du réseau			
CC 5.2.1	Capacité de tenue aux défauts	Oui	Les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée doivent être suffisamment robuste pour résister aux creux de tension causés par des défauts afin d'éviter les effets en cascade, lesquels peuvent conduire à des perturbations plus graves. Le Gestionnaire de réseau doit spécifier les paramètres définissant chaque point du profil de Tenue aux défauts en fonction du temps des Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée . La conformité à cette recommandation est basée sur des tests de certification dans un laboratoire adapté.
CC 5.2.2	Capacité de résistance au gradient de fréquence	Oui	Les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée doivent être suffisamment robuste pour résister à une certaine capacité de tenue au gradient de fréquence, laquelle est définie par chaque Gestionnaire de réseau , et laquelle peut être différente de celle exigée aux Unités de production connectées au Réseau de transport , et continuer à contribuer à la stabilisation du Réseau également en cas de perturbations de fréquence.
Stabilité et contrôle de la fréquence du système			
CC 5.3.2	Contrôle de la puissance active de consigne	Oui	Les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée doivent être en mesure de garantir un contrôle

			approprié de la puissance active de consigne, avec périodes de rampe associées, lorsque le point de consigne est inférieur à la puissance de sortie maximum, telle que définie par la source d'énergie primaire réelle. C'est-à-dire dans le cas (i) d'une modulation de puissance active à une surfréquence et une sous-fréquence, anormales et (ii) d'une réponse de puissance active à des variations de fréquence normales. De plus, les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée doivent être équipées d'une interface logique (port d'entrée) permettant d'arrêter de fournir de puissance active dans les cinq (5) secondes suivant la réception d'une instruction sur le port d'entrée.
CC 5.3.3	Effets des conditions d'exploitation sur la capacité de puissance active	Non	Le critère s'applique aux Unités de production synchrones alimentées par les combustibles, en particulier les Unités de production à turbines à gaz, qui subissent une réduction de puissance active en cas de sous-fréquence et de variation de température. La Production décentralisée qui est principalement constituée d'Unité de production à onduleur n'est pas concernée.
CC 5.3.4	Réglage de puissance active en cas de surfréquences et de sous-fréquences anormales	Oui (partiel)	Chaque Gestionnaire de réseau doit définir le seuil de fréquence et le statisme caractérisant uniquement le LFSM-O pour les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée. Les LFSM-U ne sont pas obligatoires, car cela peut nécessiter que de petites unités basées sur les Sources d'Énergie renouvelables variables (EnRV) fonctionnent à une capacité limitée pendant de longues périodes avec le risque de ne pas exploiter ces EnRV.
CC 5.3.5	Réponse de la puissance active aux variations de la fréquence normale	Oui	Ce critère peut nécessiter une contribution active des Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée. Chaque Gestionnaire de réseau doit définir le seuil de fréquence et le statisme qui caractérisent le FSM pour les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée, laquelle doit contribuer activement à équilibrer la fréquence dans un contexte où l'amplitude des oscillations est très prononcée. Afin de ne pas entraîner de coûts de conception et/ou d'exploitation supplémentaires, ce critère peut être limité aux Unités de production dont la Puissance nominale est supérieure à un seuil donné à définir par chaque Gestionnaire de réseau.
CC 5.3.6	Rétablissement de la fréquence (ou réglage secondaire)	Non	Une Production décentralisée n'est pas télécommandée et ne peut donc pas recevoir de signal centralisé pour modifier sa consigne de puissance.
CC 5.3.7	Inertie synthétique pour la production à onduleur	Non	Dans la mesure où il s'agit d'un critère facultatif pour les Unités de production connectées au Réseau de transport, les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée ne sont pas tenues de fournir ce service.
Stabilité et contrôle de la tension du système			
CC 5.4.1	Capacité de fourniture de la puissance réactive	Oui	La capacité de fourniture de la puissance réactive est essentielle pour assurer une stabilité de la tension. La contribution des Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée au service de fourniture de la

			puissance réactive peut aider les Gestionnaires de réseau à maintenir les marges de réserve nécessaires. Les critères doivent être différenciés en termes de technologie de l'Unité de production et la Puissance nominale
CC 5.4.2	Modes de contrôle de la tension	Oui	Les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée doivent contribuer au contrôle de la tension en mettant en œuvre l'une des trois (3) fonctions suivantes : • mode de régulation de la tension ; • mode de régulation de la puissance réactive ; • mode de régulation du facteur de puissance.
CC 5.4.3	Contribution au court-circuit lors de défauts pour la production à onduleur	Oui (en option)	Le Gestionnaire de réseau peut spécifier que les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée, basées sur des Unités de production à onduleur doivent contribuer au Courant de détection de défauts afin que les systèmes de protection électrique fonctionnent correctement. Les critères devraient être différenciés en fonction des Puissances nominales des Unités.
Gestion du Système électrique			
CC 5.5.1	Synchronisation et resynchronisation	Oui	Les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée peuvent être synchronisée sans l'autorisation du Gestionnaire de réseau / Gestionnaire d'un Réseau de Distribution (GRD) concerné. La resynchronisation automatique peut être autorisée étant donné que certains seuils de fréquence et de tension dans certaines périodes, à définir par le Gestionnaire de réseau / GRD concerné, sont respectés.
CC 5.5.2	Limites de rampe	Oui	Les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée doivent éviter tout changement brusque de leur puissance active de sortie.
CC 5.5.3	Systèmes de protection	Oui	Le Gestionnaire de réseau doit définir les critères de protection pour les Unités de production de moins de 132 kV et la Production décentralisée. Les performances, les coûts et la compatibilité avec les équipements déjà installés sur le Réseau doivent être correctement évalués.
CC 5.5.4	Systèmes de contrôle	Oui	Les critères personnalisés du système de contrôle doivent être définis par le Gestionnaire de réseau pour les Unités de production de moins de 132 kV et les Unités de production décentralisées. Les performances, les coûts et la compatibilité avec les équipements déjà installés sur le Réseau doivent être correctement évalués.
CC 5.5.5	Classement par priorité des actions de contrôle et de protection	Oui	Une hiérarchisation personnalisée des actions de contrôle et de protection de chaque Unité de production de moins de 132 kV et unité de Production décentralisée doit être définie par le Gestionnaire de réseau. Les performances, les coûts et la compatibilité avec les équipements déjà installés sur le Réseau doivent être correctement évalués.
CC 5.5.6	Priorité à la contribution de puissance active ou réactive pour les Unités de production à onduleur	Oui	Les critères doivent être différenciés par le Gestionnaire de réseau en fonction de la Puissance nominale de chaque Unité de production de moins de 132 kV et unité de Production décentralisée.

CC 5.5.7	Qualité de l'énergie électrique	Oui	Les critères doivent être différenciés par le Gestionnaire de réseau en fonction de la Puissance nominale de chaque Unité de production de moins de 132 kV et unité de Production décentralisée .
CC 5.5.8	Modèles de simulation	Non	Les Unités de production de moins de 132 kV et les unités de Production décentralisée peuvent avoir des difficultés à remplir ce critère et celui-ci n'est pas nécessaire à leur bon fonctionnement.
Gestion des situations d'urgence			
CC 5.6.1	Démarrage autonome	Non	Les plans de reconstitution ascendants sont basés sur les Capacités de démarrage autonome des Unités de production raccordées au Réseau de transport .
CC 5.6.2	Rejet de charge et resynchronisation rapide	Non	Les Unités de production de moins de 132 kV et les unités de Production décentralisée peuvent rencontrer des difficultés à remplir ce critère et celui-ci n'est pas nécessaire à la stabilité du Réseau .
CC 5.6.3	Contrôle à distance pour participation au Plan de défense	Non	Les Unités de production de moins de 132 kV et une seule unité de Production décentralisée peuvent rencontrer des difficultés à remplir ce critère. Par conséquent, le contrôle à distance des Unités de production de moins de 132 kV et de l'unité de Production décentralisée ne sont pas obligatoires (ceci est particulièrement vrai pour la Production décentralisée dispersée sur de vaste zone). En réalité, il n'est généralement pas rentable d'installer des systèmes de surveillance des données en temps réel sur toutes les Unités de production de moins de 132 kV et les unités de Production décentralisée de petites tailles. En revanche, le Gestionnaire de réseau peut demander au Gestionnaire de réseau de transport concerné d'installer des dispositifs de contrôle à distance sur un ensemble représentatif de systèmes de Production décentralisée , puis de calculer et d'agréger les données en temps réel.
Surveillance et échange d'informations			
CC 5.7	Surveillance et échange d'informations	Oui (en option / partiel)	Le suivi en temps réel n'est pas obligatoire pour les Unités de production de moins de 132 kV et les unités de Production décentralisée. En ce qui concerne le critère de « Contrôle à distance pour participation au plan de défense » ci-dessus, il n'est généralement pas rentable d'installer des systèmes de surveillance des données en temps réel sur toutes les unités de Production décentralisée de petites tailles. En revanche, le Gestionnaire de réseau a le pouvoir discrétionnaire de demander au Gestionnaire de réseau de transport concerné d'installer des dispositifs de contrôle à distance sur un ensemble représentatif de Production décentralisée, puis de calculer et d'agréger les données en temps réel. Concernant l'enregistrement et la surveillance des défauts, l'échange d'informations pour une remise en service rapide et l'échange d'informations pour le critère de reconstitution des incidents, le Gestionnaire de réseau a le droit de spécifier quelles doivent être les capacités des Unités de production de moins de 132 kV et des unités de Production décentralisée à

			échanger des informations avec le Gestionnaire de réseau conformément aux différentes spécifications et finalités.
Contrôle de la conformité			
CC 5.8.6	Informations et documentation	Oui	Une collecte de documentation appropriée des Unités de production de moins de 132 kV et de la Production décentralisée est cruciale pour un fonctionnement efficace du Système électrique .
CC 5.8.7	Tests de vérification et de conformité exécutés par le Gestionnaire de réseau	Oui	La certification et la validation de l'équipement doivent être un critère obligatoire.
CC 5.8.8	Simulations de conformité	Non	Les Unités de production de moins de 132 kV et les unités de Production décentralisée peuvent avoir des difficultés à remplir ce critère et celui-ci n'est pas nécessaire à leur bon fonctionnement.

CC 8.3 Critères applicables aux micro-réseaux

CC 8.3.1 Les critères figurant dans le présent CC 8.2.1CC 8.3 s'appliquent aux **Micro-réseaux** avec un niveau de tension inférieur à 132 kV ou avec une **Puissance nominale** inférieure à 10 MW et supérieure à 100 kW, pouvant être connectés au **Réseau**.

CC 8.3.2 Les critères s'appliquent à tout **Micro-réseau isolé** existant qui souhaite devenir un **Micro-réseau connecté** et à tout nouveau **Micro-réseau** installé, devant être raccordé au **Réseau**.

CC 8.4 Caractéristiques générales des Micro-réseaux

CC 8.4.1

Système de contrôle

CC 8.4.1.1 Le système de contrôle des **Micro-réseaux** comprend une structure hiérarchique à trois (3) paliers de contrôle à savoir les paliers, primaire, secondaire et tertiaire. Chaque palier de contrôle est différencié par son échelle de temps et son champ d'application comme suit :

a) **Palier de contrôle primaire (contrôle local)**

Le palier de contrôle primaire effectue principalement l'acquisition de données locales, le téléchargement d'informations et l'exécution de commandes. Dans la mesure où elle se base sur des mesures et l'exploitation locales, elle ne nécessite pas de système de communication. Certaines de ses fonctions sont la détection d'îlotage, le contrôle de la puissance de sortie, les unités de **Production décentralisée** « *Plug and play* », la protection des appareils. Différentes méthodes de contrôle peuvent être appliquées aux différents appareils, en fonction de leur capacité à piloter en tant que maître ou esclave, la tension et la fréquence du **Réseau**. Les logiques de contrôle du statisme sont des méthodes largement utilisées pour réguler la puissance active de sortie des **Unités de production**. Le contrôle primaire agit dans un court laps de temps, allant de quelques millisecondes à quelques secondes.

b) **Palier de contrôle secondaire (contrôle automatique)**

Le palier de contrôle secondaire est chargée de maintenir la stabilité de la fréquence et de la tension au sein du **Micro-réseau**. Il s'agit d'un contrôle centralisé qui compense les problèmes de stabilité dérivant du palier de contrôle primaire. Il régule la fréquence et la tension au niveau du jeu de barres principal en envoyant des signaux de commande aux contrôleurs principaux, régule le partage de l'alimentation et peut fournir des **Services système** supplémentaires. Il agit dans une durée allant de quelques secondes à quelques minutes.

c) **Palier de contrôle tertiaire (système de gestion de l'énergie du Micro-réseau)**

Le palier de contrôle tertiaire est le plus haut niveau de contrôle des **Micro-réseaux**, en charge des fonctions avec échelle de temps plus longues en minutes et heures. Ce système de contrôle est en charge de la répartition optimale du mix de **Production**, de stockage et de programmation de consommation de la **Charge**, mais également de la prévision de la **Production** et de la gestion de la **Demande** d'électricité. La planification opérationnelle optimale peut prendre en compte des critères économiques et environnementaux et doit être coordonnée avec le **Gestionnaire de réseau** en cas de configuration connectée au **Réseau**.

CC 8.4.1.2 Les modes de contrôle suivants peuvent être mis en œuvre pour maintenir le bon fonctionnement du **Micro-réseau** :

- a) Le mode de contrôle maître-esclave implique qu'il existe une ou plusieurs **Unités de production** agissantes en tant que maître et imposant une tension et une fréquence de référence, et d'autres **Unités de production** agissant comme sources de contrôle P-Q.
- b) Le mode de contrôle mutuel (pair à pair) implique une contribution partagée de toutes les **Unités de production** à la stabilisation de la fréquence et de la tension grâce à des logiques de contrôle de statisme.

CC 8.4.1.3 En référence à l'article CC 8.4.1.2, le mode de contrôle maître-esclave est typique des **Micro-réseaux** en mode d'exploitation îloté, tandis que le mode de contrôle mutuel peut être utilisée pour les **Micro-réseaux** en mode d'exploitation connecté ou îloté.

CC 8.4.2

Système de communication

CC 8.4.2.1 Le système de communication du **Micro-réseau** doit avoir une fiabilité élevée et une performance en temps réel. Sa conception doit intégrer l'étendu du système, le niveau de tension, le type de **Micro-réseau** et les modes d'exploitation, et la méthode de communication doit être définie en fonction de la distance, des coûts de construction et de la nature des informations transmises pour permettre une récupération rapide et un contrôle automatique.

CC 8.4.2.2 Le système de communication doit être composé des deux (2) réseaux de communication distincts suivants :

- a) **Réseau de communication interne**

Le réseau de communication interne s'applique à l'échange d'informations entre les unités de **Production décentralisée** et les dispositifs internes des **Micro-réseaux**. Chacun des paliers de contrôle du **Micro-réseau** a des besoins différents en fonction de la vitesse et de la quantité de données à échanger et à traiter. Différents protocoles peuvent être utilisés.

b) **Réseau de communication externe**

Le réseau de communication externe s'applique à l'échange d'informations bidirectionnel entre le **Micro-réseau** et le **Réseau de distribution**. Lorsque la mise en œuvre de ce type de communication n'est pas réalisable en raison de sa complexité intrinsèque, les critères d'interface avec le **Réseau de distribution** doivent être correctement réglés.

Systèmes de protection

CC 8.4.3.1
CC 8.4.3

Le système de protection des **Micro-réseaux** doit être conçu en fonction de l'architecture du **Réseau**, en tenant compte de son niveau de tension, de sa taille, de son mode de mise à la terre et de son niveau de courant de défaut. De plus, il doit considérer aussi bien le mode d'exploitation connecté qu'îloté du **Micro-réseau**. Contrairement au **Réseau de distribution** radial conventionnel, les **Micro-réseaux** subissent des flux de courant bidirectionnels, et le courant de défaut des unités de **Production décentralisée** peut provoquer le dysfonctionnement de la protection conventionnelle contre les surintensités. Les particularités et le point d'attention pour la conception d'un système de protection de **micro-Réseau** approprié doivent impliquer :

a) **Système de mise à la terre**

Les **Micro-réseaux** doivent être équipés d'un système de mise à la terre approprié, même lorsqu'ils fonctionnent en mode îloté. Leur système de mise à la terre ne peut donc pas reposer exclusivement sur celui du **Réseau de distribution**, mais il peut être nécessaire de devoir inverser les sources de mise à la terre lors du changement de mode d'exploitation.

b) **Protection contre les courts-circuits**

Le flux bidirectionnel de courants de court-circuit et de faibles valeurs de courant, en particulier en mode de fonctionnement îloté, peut nécessiter l'utilisation d'équipements de protection avancés pour détecter et gérer les défauts tels que la protection contre les surintensités directionnelles.

c) **Protection contre la puissance directionnelle**

Cette protection sert à protéger les **Unités de production** contre le fonctionnement en tant que moteur lorsqu'une puissance excessive est injectée par les unités de **Production décentralisée** dans une machine synchrone.

d) **Plusieurs équipements**

Le système de protection doit couvrir l'ensemble des composants principaux du **Micro-réseau**, y compris le jeu de barres, le **Point de couplage commun (PCC)**, les

Unités de production et les transformateurs. Le système de protection peut être mis en œuvre dans une configuration centralisée ou décentralisée, en fonction du système de comptage et de communication utilisé.

CC 8.4.3.2 Le système de protection du **Micro-réseau** doit être coordonné avec celui du **Réseau de distribution** afin de garantir une **Exploitation** sûre et fiable.

CC 8.5 Modes d'exploitation

Les **Micro-réseaux connectés** doivent pouvoir fonctionner dans les deux (2) conditions d'exploitation suivantes :

- CC 8.5.1
- a) En mode connecté, où le **Micro-réseau** est raccordé de manière bidirectionnelle au **Réseau** à travers le **Point de couplage commun (PCC)** ;
 - b) En mode îloté, où le **Micro-réseau** est déconnecté du **Réseau** et fonctionne comme un **Micro-réseau isolé**.

Mode connecté

CC 8.5.2

CC 8.5.2.1 Tous les critères énumérés au CC 8.2 applicables aux unités de **Production décentralisée** doivent également s'appliquer à un **Micro-réseau connecté** à un **Point de couplage commun (PCC)**. En raison des spécificités du **Micro-réseau connecté**, telle que sa capacité de bénéficier d'un fonctionnement stable en configuration îlotée, quelques considérations et critères supplémentaires peuvent être indiqués. Le Tableau CC 21 précise les critères additionnels pour les Micro-réseaux connectés au **Point de couplage commun (PCC)**.

Tableau CC 21. Critères supplémentaires applicables aux Micro-réseaux connectés.

Code	Critère	Application aux Micro-réseaux [Oui/Non]	Disposition
Gestion des situations d'urgence			
CC 5.6.1	Démarrage autonome	Oui (optionnel)	Il s'agit d'une capacité que le Micro-réseau connecté peut avoir, en raison de sa capacité à fonctionner en mode îloté. Le Gestionnaire de réseau a le pouvoir discrétionnaire, au cas par cas, d'imposer cette capacité au Micro-réseau connecté . Lors de l'évaluation de l'applicabilité de ce critère au cas par cas, le Gestionnaire de réseau doit examiner, si le Micro-réseau connecté est capable de gérer les flux de puissance inverse avec le Réseau de distribution sous exploitation transitoire.
CC 5.6.2	Rejet de charge et resynchronisation rapide	Oui (optionnel)	Il s'agit d'une capacité que le Micro-réseau connecté peut avoir, en raison de sa capacité à fonctionner en mode îloté.
Surveillance et échange d'informations			
Nouveau	Points de consigne au Point de couplage commun (PCC)	Oui	Les points de consigne P-Q au PCC peuvent être demandés par le Gestionnaire de réseau .

Mode îloté

CC 8.5.3.1 Un **Micro-réseau** peut fonctionner en mode îloté pour plusieurs raisons, notamment :

- CC 8.5.3
- a) Îlotage non programmé, où ils peuvent être déclenchés par des relais automatiques lorsque des conditions anormales au niveau du **PCC** sont détectées. Le **Micro-réseau** est ainsi autonome, c'est-à-dire isolé du **Réseau** défaillant.
 - b) Îlotage programmé, où les modalités de passage du mode connecté au mode îloté et sa durée doivent être convenues par toutes les parties concernées, à savoir le propriétaire/opérateur du **Micro-réseau** et le **GRD**. Les raisons peuvent être des stratégies de répartition optimales ou des critères de fiabilité.

CC 8.5.3.2 Lorsqu'ils fonctionnent en mode îloté, un **Micro-réseau** doit fournir certaines fonctionnalités permettant d'assurer une exploitation sûre et fiable, y compris :

- a) *La Fonctionnalité de pilotage du **Réseau** en mode « Grid-forming », où une ou plusieurs Unités de production* dotées de capacités de pilotage de réseau et d'une capacité suffisante, sont disponibles pour fournir la tension et la fréquence de référence.
- b) *L'Équilibrage de l'offre et de la demande*, où le **Micro-réseau** a la capacité d'équilibrer la **Production** et la **Demande**. Ceci peut également être réalisé avec des stratégies de **Délestage**.
- c) *La Stabilité de la tension*, où la tension est maintenue dans des plages acceptables dans tous les nœuds du **Micro-réseau**. Elle peut être contrôlée par la puissance réactive générée par les unités de **Production décentralisée** et d'autres dispositifs du **Micro-réseau** qui ont la capacité suffisante de puissance réactive pour compenser les variations de tension.
- d) *La Qualité de l'énergie électrique*, où les critères de qualité de l'énergie électrique peuvent être moins contraignants que ceux spécifiés au CC 5.5.7.
- e) *La Synchronisation et reconnexion*, où le **Micro-réseau** est autorisé à fonctionner en mode connecté lorsque la tension et la fréquence du **Réseau** se situent dans les plages normales pendant un certain temps, après avoir reçu les instructions et l'autorisation de de dispatch. Un contrôle de synchronisation doit être adopté pour le passage du mode îloté au mode connecté. Par conséquent, lorsque la tension, la fréquence et l'angle de phase sont conformes aux conditions de synchronisation, l'exploitation en mode connecté peut être mise en œuvre.
- f) *La Capacité de démarrage autonome*, où le **Micro-réseau** est en mesure de démarrer son réseau de manière autonome, de rétablir la **Production** et de stabiliser la tension et la fréquence après une perturbation majeure. Il s'agit d'une fonction implicite d'un **Micro-réseau**.

CC 8.5.3.3 Les fonctionnalités listées dans l'article CC 8.5.3.2 sont des lignes directrices générales à préciser par le **Gestionnaire de réseau** pour son **Système électrique**.

ANNEXE A – NORMES DE RÉFÉRENCE

Les normes internationales à adopter dans le présent **Code de raccordement** sont indiquées au Tableau CC 22. En cas d'évolution des normes internationales, les références les plus récentes, dûment approuvées sur le plan légal, prévalent sur celles figurant au Tableau CC 22.

Tableau CC 22. Normes internationales à adopter dans le Code de raccordement.

Réf. dans le Code	Norme internationale de référence
CC 2.5.1a) – THD	IEEE 519, EN 50160, et IEC/TR3 61000-3-6
CC 2.5.1c) – Scintillement	IEC/TR3 61000-3-7 et IEC 60868.
CC 2.6.2 et CC 7.2.1.3 – Calcul du courant de court-circuit maximum et minimum	IEC 60909-0
CC 5.5.3.4a) et CC 7.4.1.5a) – Court-circuit externe et interne	IEC 60255-151
CC 5.5.3.4b) – Charge asymétrique (Séquence phase négative)	IEC 60255-160 (en projet)
CC 5.5.3.4c) – Protection contre surcharge stator et rotor	IEC 60255-149
CC 5.5.3.4d) – Protection de sous/surexcitation	IEC 60255-140 (en projet)
CC 5.5.3.4e) et CC 7.4.1.5b) – Protection de sous/surtension au Point de raccordement	IEC 60255-127
CC 5.5.3.4f) – Protection de sous/surtension aux bornes de l'alternateur	IEC 60255-127
CC 5.5.3.4g) – Protection contre oscillations inter zones	IEC 60255-178 (en projet)
CC 5.5.3.4h) – Protection en exploitation asynchrone (pôle slip)	IEC 60255-178
CC 5.5.3.4j) et CC 7.4.1.5e) – Protection transformateur Unité	IEC 60255-187
CC 5.5.3.4n) et CC 7.4.1.5f) – Système de secours en cas de dysfonctionnement de la protection et de l'appareillage électrique	IEC 60255-151, -127
CC 5.5.3.4o) – Protection contre les flux excessifs (U/f)	IEC 60255-124 (en projet)
CC 5.5.3.4p) – Protection alimentation réfléchie	IEC 60255-132, -167
CC 5.5.3.4 – Déséquilibre de charge de l'Unité de production	IEC 60255-160 (en projet)
CC 5.5.3.4s) – Température du stator de l'Unité de production	IEC 60255-149
CC 5.5.3.4u) – Panne de l'excitateur	IEC 60255-140 (en projet)
CC 5.5.3.4w) – Panne de température de refroidissement de l'unité de refroidissement	IEC 60255-149
CC 5.5.3.4z) – Protection contre le déplacement de tension neutre	IEC 60255-150

CC 2.5.1a) – Émissions de courants harmoniques	IEEE 519
CC 2.5.1d) – Changement rapide de tension	IEC/TR 61000-3-7
CC 6.8.4d) – Protocoles de communication	IEC 60870-5 ou équivalente (ex : normes européennes CENELEC)
CC 7.4.1.5c) – Sous- et surfréquence	IEC 60255-181

ANNEXE B - SPÉCIFICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LE CALCUL DE LFSM-O/LFMS-U

En principe, le service **LFSM-O** peut être fourni par chaque **Unité de production** en service au-dessus de son niveau de réglage minimum.

En revanche, la fourniture du service **LFSM-U** peut être soumise à des conditions préalables supplémentaires. Une augmentation de la puissance active n'est possible que pour les **Unités de production** exploitées en dessous de leur capacité maximum. Typiquement, la **Production EnR** est distribuée en fonction de son énergie primaire maximum disponible, sauf en présence de contraintes sur le **Réseau**. La capacité de fourniture du service **LFSM-U** ne doit pas être comprise comme exigeant que la **Production EnR** fonctionne à une puissance active de sortie réduite juste pour être prête à une augmentation en cas d'évènement de basse fréquence imprévu. Le dispatching économique de la **Production** n'est donc pas limité par la performance **LFSM-U**.

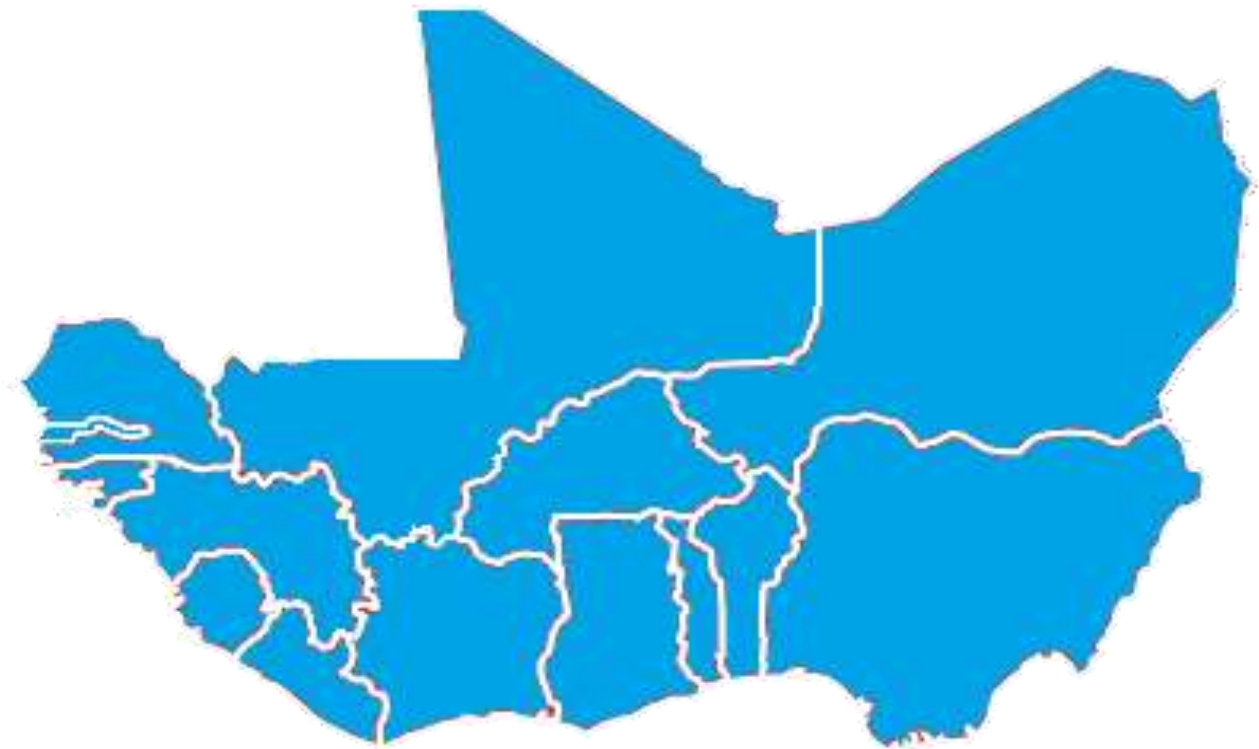
Quelques exemples numériques sur **LFSM-U** et **LFSM-O** sont indiqués dans le Tableau CC 23.

Tableau CC 23. Exemples de calculs de LFSM-O et LFSM-U pour les Unités de production.

LFSM-O		LFSM-U	
$\Delta P/P_{ref} [\%]$ $\Delta f/f_n [\%]$ $s_2 [\%] = 100 \cdot \frac{(f - f_1^{LFSM-O})}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{(-\Delta P)}$ $f_n = 50 \text{ Hz}$ $f_1^{LFSM-O} = 50.5 \text{ Hz} \rightarrow \Delta f_1 = 0.5 \text{ Hz}$ $P_{ref} = P_{MAX} = 50 \text{ MW}$ $s_2 = 5\%$ La fréquence du réseau augmente de $\Delta f > 0$		$\Delta P/P_{ref} [\%]$ $\Delta f/f_n [\%]$ $s_2 [\%] = 100 \cdot \frac{(f - f_1^{LFSM-U})}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{(-\Delta P)}$ $f_n = 50 \text{ Hz}$ $f_1^{LFSM-U} = 49.5 \text{ Hz} \rightarrow \Delta f_1 = 0.5 \text{ Hz}$ $P_{ref} = P_{MAX} = 50 \text{ MW}$ $s_2 = 5\%$ La fréquence du réseau diminue de $\Delta f < 0$	
si $\Delta f < \Delta f_1$	le mode LFSM-O n'est pas activé, et l'Unité de production doit suivre les critères de FSM.	si $ \Delta f < \Delta f_1$	le mode LFSM-U n'est pas activé, et l'Unité de production doit suivre les critères de FSM.
si $\Delta f \geq \Delta f_1$	ex : $\Delta f = 0.7 \text{ Hz}$ (avec $f = 50.7 \text{ Hz}$) mode LFSM-O activé. $s_2 = 100 \cdot \frac{(f - f_1^{LFSM-O})}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{(-\Delta P)}$ $\Delta P = -P_{ref} \cdot \frac{100}{s_2} \cdot \frac{(f - f_1^{LFSM-O})}{f_n}$	si $ \Delta f \geq \Delta f_1$	ex : $\Delta f = -0.9 \text{ Hz}$ (avec $f = 49.1 \text{ Hz}$) LFSM-U désactivé. $s_2 = 100 \cdot \frac{(f - f_1^{LFSM-U})}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{(-\Delta P)}$ $\Delta P = -P_{ref} \cdot \frac{100}{s_2} \cdot \frac{(f - f_1^{LFSM-U})}{f_n}$

	L'Unité de production réagira au changement positif de fréquence du réseau avec une diminution de la puissance active égale à : $\Delta P = - 50 \text{ MW} \cdot \frac{100}{5 \%} \cdot \frac{50.7 \text{ Hz} - 50.5 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}}$ $\Delta P = - 4 \text{ MW}$ Le nouveau point de consigne de l'Unité de production sera la puissance de sortie active initiale avant l'écart de fréquence anormal, moins 4 MW		L'Unité de production réagira au changement négatif de la fréquence du réseau avec une augmentation de la puissance active égale à : $\Delta P = - 50 \text{ MW} \cdot \frac{100}{5 \%} \cdot \frac{49.1 \text{ Hz} - 49.5 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}}$ $\Delta P = 8 \text{ MW}$ Le nouveau point de consigne de l'Unité de production sera la puissance de sortie active initiale avant l'écart de fréquence anormal, plus 8 MW

CODES DU MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE OUEST AFRICAIN



MC – CODE DU MARCHE

TABLE DES MATIÈRES

TITRE I – DISPOSITIONS GENERALES.....	1
MC 1. DISPOSITIONS PRELIMINAIRES	1
MC 1.1 Objet du Code du marché.....	1
MC 1.2 Principes du Code du marché.....	1
MC 1.3 Définitions et interprétations	2
MC 1.4 Annexes et procédures opérationnelles du Code du marché.....	2
MC 1.5 Évènement de force majeure	2
MC 1.6 Informations, gestion des données et bases de données	4
MC 2. STRUCTURE DU MARCHÉ REGIONAL DE L'ELECTRICITE (MRE)	6
MC 2.1 Principes de Base pour l'organisation et le fonctionnement du MRE	6
MC 2.2 Acteurs du Marché régional de l'électricité	6
MC 2.3 Caractéristiques du Marché régional de l'électricité	7
MC 2.4 Gouvernance du MRE.....	8
MC 2.5 Rôles et fonctions de l'Opérateur du système-marché (OSM)	10
MC 2.6 Le Gestionnaire de réseau, l'Opérateur de système et l'Opérateur de transport.....	14
MC 2.7 Participation au Marché régional de l'électricité (MRE)	15
TITRE II – MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ (OTC).....	23
MC 3. PRINCIPES DU MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ (OTC)	24
MC 3.1 Caractéristiques du Marché OTC	24
MC 3.2 Allocation de Capacité dans le Marché OTC.....	24
MC 3.3 Durée des Contrats bilatéraux sur le Marché OTC.....	24
MC 4. PARTICIPATION AU MARCHÉ OTC.....	25
MC 4.1 Conditions de participation au Marché OTC	25

MC 4.2	Responsabilités des participants au Marché sur le Marché OTC	25
MC 4.3	Participation au Marché OTC.....	25
MC 5.	CONTRATS SUR LE MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ ET LA PLATEFORME DE MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ	27
MC 5.1	Contrats négociés sur le Marché OTC.....	27
MC 5.2	Point d'injection et Point de soutirage sur le Marché OTC	27
MC 5.3	Plateforme du Marché OTC	27
MC 5.4	Enregistrement sur la Plateforme de Marché OTC	28
MC 5.5	Limites d'utilisation de la Plateforme de Marché OTC	28
MC 5.6	Révocation de l'enregistrement sur la Plateforme de Marché OTC.....	29
MC 6.	ALLOCATION DE CAPACITÉ DE TRANSPORT SUR LE MARCHÉ OTC	30
MC 6.1	Calendrier d'allocation de capacité	30
MC 6.2	Méthodologie de l'allocation de capacité	30
MC 6.3	Allocation de la Capacité disponible de transfert (ATC)	31
MC 6.4	Mécanisme d'allocation du premier venu-premier servi.....	32
MC 6.5	Détermination de la congestion	33
MC 6.6	Mécanisme d'enchères explicites	34
MC 6.7	Procédure de repli pour les enchères explicites	39
MC 6.8	Fourniture de garanties financières pour les enchères explicites.....	42
MC 7.	NOMINATION DES CAPACITES PAR LES DETENTEURS DES DROITS DE TRANSPORT PHYSIQUE (PTR)	43
MC 7.1	Nomination des capacités	43
MC 7.2	Réduction des PTR.....	44
MC 7.3	Transfert des PTR	45
MC 7.4	Retour du PTR	46
MC 8.	PROGRAMMATION DES TRANSACTIONS SUR LE MARCHÉ OTC	47
MC 9.	AUTRES DISPOSITIONS SUR LE MARCHÉ OTC	49

MC 9.1	Renonciation au droit de compensation et limitation de responsabilité	49
MC 9.2	Réclamation relative à la procédure d'allocation de la Capacité disponible de transfert (ATC)	49
TITRE III – MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN		51
MC 10.	PRINCIPES DU MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN (DAM)	52
MC 10.1	Caractéristiques du Marché du jour pour le lendemain (DAM)	52
MC 10.2	Capacité offerte sur le marché du jour au lendemain	52
MC 10.3	Dispositions générales.....	53
MC 11.	PARTICIPANTS AU MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN	55
MC 11.1	Conditions de participation au Marché du jour pour le lendemain	55
MC 11.2	Responsabilités des participants au marché sur le Marché du jour pour le lendemain.....	55
MC 11.3	Participation au Marché du jour pour le lendemain	55
MC 12.	SYSTÈME DE NEGOCE D'ÉNERGIE (ETS)	56
MC 12.1	Fourniture de l'ETS.....	56
MC 12.2	Utilisateurs autorisés sur l'ETS	57
MC 12.3	Contrôle de l'utilisateur.....	57
MC 12.4	Mots de passe utilisateur	57
MC 12.5	Infrastructure technologique des Participants au marché.....	57
MC 13.	NEGOCE DANS LE MARCHE DU JOUR POUR LE LENDEMAIN SUR L'ETS	59
MC 13.1	Offres : Offres de vente et Offres d'achat	59
MC 13.2	Négociants certifiés.....	61
MC 13.3	Service de négoce pour le compte d'un tiers.....	62
MC 13.4	Procédure de repli pour le négoce sur le Marché du jour pour le lendemain	63
MC 13.5	Offres de vente et des Offres d'achat.....	65

MC 14.	RESPONSABILITÉS PRUDENTIELLES	66
MC 14.1	Lignes directrices et procédure prudentielles	66
MC 14.2	Exigences prudentielles pour la participation au marché - Limites de crédit	67
MC 14.3	Exigences prudentielles pour la participation au marché - Soutien au crédit ...	68
MC 14.4	Exigences prudentielles pour la participation au marché - Limite de négoce et marge prudentielle.....	69
MC 14.5	Exigences prudentielles pour la participation au marché - Marge de négoce	70
MC 14.6	Appel de marge	70
MC 15.	COMPENSATION SUR LE MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN....	72
MC 15.1	Compensation et règlement.....	72
MC 15.2	Compensation dans le DAM – Dispositions générales.....	72
MC 15.3	Prix du Marché du jour pour le lendemain.....	73
MC 15.4	Données pour la compensation, le calcul et la compensation des positions	73
MC 15.5	Calculs prudentiels.....	74
MC 16.	ALLOCATION DE CAPACITÉ DANS LE MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN	75
TITRE IV – RÈGLEMENT ET DÉSÉQUILIBRES		76
MC 17.	RÈGLEMENT SUR LE MARCHÉ RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ	77
MC 17.1	Dispositions générales sur le Règlement	77
MC 17.2	Collecte des données	77
MC 17.3	Validation, Estimation et Edition (VEE).....	78
MC 17.4	Relevé de règlement quotidien	80
MC 17.5	Relevés de règlement quotidiens rectifiés	80
MC 18.	DESEQUILIBRES DU MARCHÉ RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ	82
MC 18.1	Règlement des Déséquilibres	82
TITRE V – FACTURATION, PAIEMENT ET FRAIS		83

MC 19.	FACTURATION ET PAIEMENT	84
MC 19.1	Facturation dans le DAM	84
MC 19.2	Païement en cas de défaut	85
MC 19.3	Facturation dans le Marché régional de l'électricité.....	86
MC 20.	REDEVANCES ET FRAIS DE MARCHÉ	87
MC 20.1	Détermination des redevances et frais de marché.....	87
MC 20.2	Païement des redevances et frais de marché	88
MC 20.3	Païement des services de transport.....	88
TITRE VI – SUIVI ET SURVEILLANCE DU MARCHÉ	89	
MC 21.	SUIVI ET SURVEILLANCE DU MARCHÉ	90
MC 21.1	Objectifs du suivi du marché	90
MC 21.2	Définitions des pratiques anti-concurrentielles	90
MC 21.3	Responsabilités pour le suivi et la surveillance du marché	92
MC 21.4	Suivi du marché par l'OSM	93
MC 21.5	Comité de surveillance du marché.....	94
MC 21.6	Intervention de l'ARREC	95
MC 21.7	Autres circonstances nécessitant une intervention	95
MC 21.8	Mesure conservatoire de l'ARREC.....	96
MC 21.9	Inspections par l'ARREC.....	96
MC 22.	MESURES ANTI-ACCUMULATION.....	97
MC 22.1	Accumulation de capacités	97
MC 22.2	Manipulation du marché en termes de capacité de transport	97
MC 22.3	Rôles dans le suivi de l'Accumulation de capacités.....	98
MC 22.4	Indicateurs de suivi de l'Accumulation de capacités.....	98
MC 23.	SANCTIONS À L'ENCONTRE DES PARTICIPANTS AU MARCHÉ	100
MC 23.1	Cas d'imposition de sanctions.....	100

MC 23.2	Catégories de sanctions contre les Participants au marché	101
MC 23.3	Sanctions à l'encontre de l'OSM	103
MC 23.4	Exclusion du Marché régional de l'électricité par l'ARREC	103
MC 23.5	Imposition de sanctions.....	104
MC 23.6	Exécution des décisions	104
MC 23.7	Avis de demande de correction en cas de situations de suspension.....	105
TITRE VII – TARIFICATION DU TRANSPORT RÉGIONAL		106
MC 24.	MÉTHODOLOGIE DE TARIFICATION DU TRANSPORT RÉGIONAL	107
MC 24.1	Objectif.....	107
MC 24.2	Principes de tarification du transport.....	107
MC 24.3	Méthodologie de tarification du transport régional	108
MC 24.4	Examen et modification de la Méthodologie de tarification du transport régional	109
TITRE VIII - DIVERS.....		110
MC 25.	TRANSPARENCE ET GESTION DE L'INFORMATION	111
MC 25.1	Informations et transparence	111
MC 25.2	Confidentialité	112
MC 25.3	Site internet du Marché régional de l'électricité	116
MC 26.	RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS.....	122
MC 26.1	Description générale du processus.....	122
MC 26.2	Champ d'application	122
MC 26.3	Première étape de la Procédure de règlement des Différends.....	123
MC 26.4	Deuxième étape de la Procédure résolution de Différend	125
MC 26.5	Procédure de règlement des Différends.....	125
MC 27.	MODIFICATION DU CODE DU MARCHÉ	127
MC 27.1	Procédure générale de modification	127

MC 27.2	Modifications du Code du marché	127
MC 27.3	Mise en vigueur et conformité.....	128
ANNEXE A – FORMULAIRE DE DEMANDE DE PARTICIPATION AU MARCHE.....		131
A 1.	FORMULAIRE DE DEMANDE DE PARTICIPATION AU MARCHE.....	131
ANNEXE B – CONTRATS BILATERAUX- CRITERES MINIMUMS.....		132
B 1.	CRITERES MINIMUMS APPLICABLES AUX CONTRATS BILATERAUX	132
ANNEXE C – ACCORD DE PARTICIPATION AU MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE.....		133
C 1.	ACCORD POUR LE MARCHE DU JOUR POUR LE LENDEMAIN	133
ANNEXE D – METHODOLOGIE TARIFAIRE DE TRANSPORT		134
D 1.	METHODOLOGIE DE TARIFICATION DU TRANSPORT REGIONAL	135
D 2.	PROCEDURE D'APPLICATION DU TARIF DE TRANSPORT REGIONAL	136
ANNEXE E – PRINCIPAUX DELAIS ET ECHEANCES INDICATIFS SUR UNE ANNEE CIVILE SELON LES DISPOSITIONS DU CODE DU MARCHE. ...		137
E 1.	CALENDRIER INDICATIF DU MARCHE OTC	137
E 2.	CALENDRIER INDICATIF DU DAM	137
E 3.	CALENDRIER INDICATIF DES RAPPORTS DE L'OSM AU COURS D'UNE ANNEE CIVILE.....	138

E 4.	CALENDRIER INDICATIF DES AUDITS DE MARCHE ET FINANCIER DE L'OSM AU COURS D'UNE ANNEE CIVILE	139

TITRE I – DISPOSITIONS GENERALES

MC 1. DISPOSITIONS PRELIMINAIRES

MC 1.1 Objet du Code du marché

MC 1.1.1 Le présent **Code du marché**, qui fait partie intégrante des **Codes du MRE**, dispose des principes, méthodes et règles techniques communes réglementant la gestion du **Réseau de Transport Interconnecté de l'EEEOA (RTIE)** pour l'administration, la programmation et l'exploitation du **Marché régional de l'électricité (MRE)**.

MC 1.1.2 Le présent **Code du marché** régit les transactions commerciales relatives aux flux transfrontaliers d'électricité utilisant les lignes de transport et les actifs associés du **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA (RTIE)**.

MC 1.1.3 Les objectifs du **Code du marché** sont d'établir et de régir un marché d'électricité efficace, compétitif, transparent et fiable pour la vente et l'achat d'électricité transfrontaliers en gros dans la **Région**.

MC 1.2 Principes du Code du marché

MC 1.2.1 Les dispositions du présent **Code du marché** sont établies sur la base des principes suivants :

MC 1.2.1.1 Le principe de la **concurrence** qui garantit la liberté d'entreprendre et de développer dans le **MRE**, des activités sur la base d'une concurrence saine et loyale fondée sur l'application de règles objectives, transparentes et non discriminatoires.

MC 1.2.1.2 Le principe de **gradualité** qui assure une évolution progressive du **MRE** à travers l'intégration de nouveaux participants, l'introduction de nouveaux produits de marché, l'amélioration de l'exploitation coordonnée, le développement des réseaux d'interconnexion et le renforcement des **Institutions de gouvernance**.

MC 1.2.1.3 Le principe de l'**accès des tiers au réseau** qui assure la mise en œuvre d'un système d'accès des tiers au **Réseau de transport Régional** fondé sur des règles techniques et commerciales d'accès objectives, transparentes, non discriminatoires, applicables à tous les participants éligibles.

MC 1.2.1.4 Le principe de la **liberté de transit** qui garantit, dans le cadre d'un échange transfrontalier d'électricité entre deux **Etats membres** non-voisins, le transport d'électricité à travers un ou d'autres **Etats membres** sur la base d'un accès non discriminatoire au **Réseau de Transport Interconnecté de l'EEEOA (RTIE)**.

MC 1.3 Définitions et interprétations

MC 1.3.1 Les définitions, acronymes et abréviations utilisés dans le **Code du marché** figurent dans le « **Glossaire et définitions** », lequel est partie intégrante des **Codes du MRE**.

MC 1.3.2 Pour l'application du présent **Code du marché**, sauf indication contraire du contexte :

- a) Une référence à un Code, un Titre, un Chapitre, un Article, une Annexe ou un Appendice particulier désigne le Code, le Titre, le Chapitre, l'Article, l'Annexe ou l'Appendice des **Codes du MRE** ;
- b) Une référence au masculin inclut le féminin, et les références au singulier incluent le pluriel et inversement ;
- c) Une référence à une loi, un règlement ou une décision doit être interprétée, à tout moment, comme incluant une référence à toute modification, extension, nouvelle promulgation ou remplacement de cette loi, règlement ou décision en vigueur ;
- d) Un dérivé de tout terme ou expression défini ou interprété dans le **Code du marché** doit être interprété selon la définition ou l'interprétation pertinente. Une référence à un autre accord ou acte ou à un autre instrument doit être interprétée comme une référence à cet autre accord, acte ou autre instrument, dans la mesure où celui-ci peut avoir été, ou pourrait être ultérieurement modifié.

MC 1.4 Annexes et procédures opérationnelles du Code du marché

MC 1.4.1 L'**Opérateur du Système-Marché (OSM)**, périodiquement, rédige, adopte, met en œuvre et, si nécessaire, modifie les annexes et les **procédures opérationnelles**, si besoin en est, pour :

- a) La mise en œuvre et l'application du **Code du marché** ;
- b) L'administration du marché ;
- c) La clarification des interprétations et des méthodologies à adopter pour l'application du **Code du marché**.

MC 1.4.2 Les annexes et **Procédures opérationnelles** du **Code du marché** sont approuvées par l'**ARREC**.

MC 1.5 Évènement de force majeure

MC 1.5.1 Définition

MC 1.5.1.1 Un **Évènement de force majeure** est un évènement imprévisible, insurmontable et extérieur à la **Partie** concernée et qui l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu de **Code du marché**.

MC 1.5.2 **Effets d'un Évènement de force majeure**

MC 1.5.2.1 Pour les **Participants au marché**, en cas d'**Évènement de force majeure** :

- a) les obligations de la **Partie** concernée en vertu du **Code du marché** sont suspendues et aucune sanction financière ne lui sera imposée pour manquement à ses obligations ;
- b) l'**ARREC** et l'**OSM** sont informés par la **Partie** concernée de son impossibilité de remplir ses obligations dans les quinze (15) minutes suivant sa connaissance de l'évènement. Cette notification sera communiquée à l'**OSM** dès que possible par fax et/ou e-mail et confirmée ultérieurement par écrit. À des fins opérationnelles, l'**OSM** informe ensuite tous les **Participants au marché** d'un tel événement ;
- c) L'**OSM** vérifiera si l'**Évènement de force majeure** affecte une zone limitée au sein du **Réseau de transport interconnecté de l'EEEOA** et informera tous les **Participants au marché** non affectés que les échanges peuvent se poursuivre ;
- d) Les **opérateurs de système** nationaux des **États membres**, dans les limites desquels l'**Évènement de force majeure** se produit, doivent déployer tous les efforts raisonnables pour atténuer les conséquences de l'évènement sur le **Réseau de transport Régional** conformément aux **Bonnes pratiques de l'Industrie**.

MC 1.5.2.2 Pour l'**OSM**, en cas d'**Évènement de force majeure** :

- a) Le négoce dans le **MRE** peut être suspendu et aucune pénalité financière ne sera imposée à l'**OSM** ou à toute autre partie pour manquement à ses obligations en raison de l'**Évènement de force majeure** ;
- b) L'**OSM** informe l'**ARREC** de l'impossibilité de remplir ses obligations dans un délai de quinze (15) minutes à compter de la connaissance de l'évènement. Cette notification est communiquée à l'**ARREC** dans les meilleurs délais par télécopie et/ou par courrier électronique et confirmée ultérieurement par écrit. Pour des raisons opérationnelles, l'**OSM** informe ensuite tous les **Participants au marché** d'un tel événement ;
- c) L'**OSM** fait tout ce qui est raisonnablement possible pour atténuer les conséquences de l'évènement sur le **MRE** et informe l'**ARREC** lorsque l'**Évènement de force majeure** ne s'applique plus et que les opérations normales du marché peuvent reprendre.

MC 1.5.3 **Déclaration d'un Évènement de force majeure**

MC 1.5.3.1 Après notification par la **Partie** concernée, l'**ARREC** déclare, dans les meilleurs délais, un événement comme étant ou non un **Évènement de force majeure**.

MC 1.5.3.2 Après la déclaration d'un événement comme étant un **Évènement de force majeure**, l'**ARREC** décide de la suspension, de la fin ou de l'annulation des effets de l'**Évènement de force majeure** après consultation, si nécessaire, de l'**OSM**.

MC 1.6 Informations, gestion des données et bases de données

MC 1.6.1 Conservation des dossiers et des documents

MC 1.6.1.1 L'**OSM**, les **Opérateurs de système**, les **Opérateurs de transport** et les **Participants au marché**, conservent pendant une durée minimum de cinq (5) ans, tout dossier ou document qu'ils ont préparé sur la base des dispositions du **Code du marché**. Aux fins de la présente disposition, le terme « dossier » ou « document » désigne les **Informations**, qu'elles aient été générées ou réalisées, sur papier, sur film, par des moyens électroniques ou tout autre moyen.

MC 1.6.2 Fourniture et traitement des Informations

MC 1.6.2.1 L'**OSM** et les autres **Acteurs du marché** doivent fournir les **Informations** requises pour le fonctionnement du **MRE** conformément aux délais spécifiés et, sous la forme et de la manière requises par les **Codes du MRE**, ou toute autre règle **Publiée** par l'**ARREC** et l'**OSM**.

MC 1.6.2.2 Les **Informations** fournies par toute **Entité** conformément aux **Codes du MRE** doivent être factuelles, correctes et complètes au meilleur de la connaissance de l'**Entité** qui les fournit, au moment où elles sont fournies. Aucune **Entité** ne doit fournir sciemment ou imprudemment de telles **Informations** qui, au moment et dans les circonstances dans lesquelles elles sont fournies, sont trompeuses ou mensongères, ou ne comprennent pas un fait ou un élément nécessaire pour que lesdites **Informations** ne soient ni trompeuses ni mensongères.

MC 1.6.2.3 Dès qu'une **Entité** découvre que toute **Information** qu'elle a précédemment fournie à une autre **Entité** conformément aux **Codes du MRE** est fausse, incorrecte, incomplète, trompeuse ou mensongère, elle procède, dans les plus brefs délais, à sa rectification et communiquer les **Informations** vraies, correctes, complètes, non trompeuses ou mensongères à l'**Entité** à qui lesdites **Informations** ont été initialement fournies.

MC 1.6.2.4 Sous réserve des dispositions en matière de confidentialité des **Codes du MRE**, les **Institutions régionales** sont autorisées à utiliser toutes les données, dossiers ou **Informations** obtenus dans l'exercice des pouvoirs, fonctions et devoirs énoncés dans la **RMRE**. Les **Institutions régionales** peuvent utiliser ces **Informations** en relation avec le **MRE** pour mettre en œuvre les procédures prévues dans les **Codes du MRE**, y compris, de façon non-exhaustive :

- a) Un processus de modification des **Codes du MRE** ou de toute autre **RMRE** ;
- b) Un processus d'application des sanctions conformément aux dispositions des **Codes du MRE** ou de toute autre **RMRE** ;
- c) Une procédure de règlement des **Différends** selon les dispositions des **Codes du MRE** ou de toute autre **RMRE** ;
- d) Des audits techniques tels que définis dans les **Codes du MRE**.

MC 1.6.3 Confidentialité dans la gestion des données

MC 1.6.3.1 Les questions de confidentialité sont régies conformément au MC 25.2 et sont suivies par les **Institutions régionales** et les **Acteurs du marché**. La classification des **Informations confidentielles** est détaillée à l'article MC 25.2.2 et les règles de divulgation à l'article MC 25.2.3.

MC 1.6.4 *Conditions d'accès aux Informations*

MC 1.6.4.1 Toute **Entité** ou personne qui, par quelque moyen que ce soit, consulte, récupère ou stocke les **Informations Publiées** ou mises à disposition, par l'**ARREC** ou par l'**OSM**, le fait à ses propres frais et sous sa responsabilité. Lorsqu'un **participant au marché** ou toute autre **Entité** ou personne, demande les **Informations** en la possession ou sous le contrôle de l'**ARREC** ou de l'**OSM**, lesdites **Informations** peuvent être fournies sauf restriction contraire des **Codes du MRE**.

MC 1.6.4.2 Sans préjudice de toute obligation spécifique de l'**OSM** de fournir des **Informations** en vertu des **Codes du MRE**, l'**OSM** peut, sur demande, fournir des **Informations** non confidentielles relatives à l'exploitation du **MRE** aux **Acteurs du marché** ou à toute autre **Entité** ou personne. L'**OSM** détermine le délai de livraison des **Informations** et peut facturer directement la partie requérante pour récupérer le coût de la fourniture desdites **Informations**, conformément à la procédure approuvée par l'**ARREC**.

MC 1.6.4.3 Lorsqu'une **Information** est disponible par voie électronique, elle peut être fournie au format de lecture seule, sauf indication contraire des **Codes du MRE**.

MC 1.6.4.4 L'**ARREC** et l'**OSM** doivent mettre en œuvre des protocoles de contrôle d'accès et de sécurité aux **Informations confidentielles** dont ils autorisent l'accès par des moyens de communication électroniques.

MC 2. Structure du Marché régional de l'électricité (MRE)

MC 2.1 Principes de Base pour l'organisation et le fonctionnement du MRE

MC 2.1.1 Le **Marché régional de l'électricité (MRE)** est un marché de gros à échelle **Régionale** dont l'organisation et le fonctionnement reposent sur les principes de base suivants :

- a) Le commerce de l'électricité a lieu sur le marché par échanges d'opportunités par le biais de contrats entre les **Participants au marché** et par échanges d'opportunités résultant de transactions centralisées anonymes du jour pour le lendemain ;
- b) Les **Participants au marché** peuvent acheter et vendre de l'électricité librement sans discrimination d'aucune sorte. Le transport et le libre transit de l'électricité sur les réseaux électriques au sein du **RTIE** sont garanti aux **Participants au marché** ;
- c) Les **Participants au marché** peuvent installer des centrales de production dans tout **État membre** afin de prendre part au **Marché régional de l'électricité**, sous réserve de se conformer aux lois et réglementations nationales et **Régionales** ;
- d) Les **Participants au marché** ont libre accès aux **Réseaux de transport Régionaux** et nationaux sous réserve de se conformer aux lois et réglementations nationales et **Régionales** ;
- e) Le **MRE** dispose de ses propres règles et fonctionne en toute autonomie par rapport aux marchés nationaux des **États membres** dont les transactions s'effectuent à travers leurs réseaux nationaux ainsi que l'infrastructure du **RTIE**.

MC 2.1.2 Le **Marché régional de l'électricité** a pour objet de renforcer la **Sécurité d'approvisionnement** et de permettre de nouveaux échanges et transactions dans la **Région**. En outre, il donne le droit d'acheter et de vendre de l'électricité aux **Entités** impliquées dans les activités de **Production**, de fourniture, de distribution et de négoce d'électricité, ainsi qu'aux consommateurs éligibles. Les **Entités** qui achètent et vendent de l'électricité sont dénommés **Participants au marché**.

MC 2.2 Acteurs du Marché régional de l'électricité

MC 2.2.1 Les **Acteurs du marché** sont les **Entités** qui exercent des activités de **Production**, de fourniture, de transport, de distribution et de négoce d'électricité, y compris les consommateurs éligibles, ainsi que les **Autorités de régulation nationales** et les autres institutions nationales et **Institutions régionales** impliquées dans le fonctionnement du **MRE**.

MC 2.2.2 Toute **Entité**, désirant s'engager dans l'achat et la vente d'électricité sur le **Marché régional de l'électricité**, doit être expressément autorisé et admise à participer dans ledit marché. Le

présent **Code du marché** fixe les conditions d'accès et d'admission au **Marché régional de l'électricité**.

MC 2.2.3 Les **Entités** engagées dans le transport et l'exploitation du système ne peuvent pas acheter et vendre de l'électricité mais ont le devoir et le droit de fournir des services de transport **Régionaux** et d'exploitation du système. Ces **Entités** engagées dans la fourniture de services de transport et d'exploitation du système sont appelées **Gestionnaires de réseau**.

MC 2.2.4 Conformément aux règles établies par le **Code du marché**, les services des **Gestionnaires de réseau** sont rémunérés par les **Participants au marché**.

MC 2.3 Caractéristiques du Marché régional de l'électricité

MC 2.3.1 Types de marchés dans le MRE

MC 2.3.1.1 Le Marché régional de l'électricité exploité par l'**OSM** comprend :

- a) le **Marché OTC** : l'achat et la vente d'électricité (énergie et puissance, ou, énergie seulement) à moyen et long terme par le biais de **Contrats bilatéraux** ;
- b) le **Marché du jour pour le lendemain (DAM)** : l'achat et la vente d'énergie dans des transactions à court terme sur un marché centralisé ;
- c) ultérieurement le marché intra journalier et le marché des **Services systèmes**.

MC 2.3.2 Marché de gré à gré (Marché OTC)

MC 2.3.2.1 Le **Marché OTC** est le type de marché du **MRE** basé sur les **Contrats bilatéraux** où les **Participants au marché** sont libres de négocier et de conclure des **Contrats bilatéraux** d'électricité.

MC 2.3.2.2 Les transactions dans le **Marché OTC** doivent être des **Transactions transfrontalières** pour être considérées comme des transactions dans le cadre du **Code du marché**. Une **Transaction transfrontalière** signifie que le **Vendeur** doit vendre de l'électricité fournie ou produite à partir d'**Installations** opérant dans un **État membre**, à un **Acheteur** qui achète l'électricité, et est situé dans un **État membre** différent de l'**État membre** de celui du **Vendeur**.

MC 2.3.3 Marché du jour pour le lendemain (DAM) centralisé

MC 2.3.3.1 Dans le présent **Code du Marché**, le **DAM** est un marché centralisé à court terme dans lequel les transactions de chaque journée de marché sont conclues pour chaque **Unité de temps du marché** du lendemain qui est le **Jour de livraison**, sur la base des **Offres de vente** et des **Offres d'achat** des participants au **DAM**.

MC 2.3.3.2 Les **Offres de vente** et **Offres d'achat** sur le **DAM** sont effectuées par agrégation des portefeuilles de **Production** et de **Charge**.

MC 2.3.3.3 L'**OSM** exploite le **DAM** et agit comme seule contrepartie aux **Participants au marché** pour toutes les transactions de vente et d'achat.

MC 2.3.3.4 Les transactions sur le **DAM** sont exécutées sur une plate-forme électronique sur internet appelée **Système de négoce d'énergie (ETS)** sous la responsabilité de l'**OSM**.

MC 2.3.3.5 Les transactions dans le **Marché du jour pour le lendemain (DAM)** sont considérées comme des **Transactions transfrontalières** car elles sont facilitées par l'**Opérateur du système - marché (OSM)** qui est la seule interface à toute transaction dans le marché centralisé.

MC 2.3.4 **Marchés supplémentaires dans le MRE**

MC 2.3.4.1 Sur la base de l'évolution du **MRE**, la compétitivité, la liquidité et les exigences **Régionales**, des types de marchés supplémentaires peuvent être proposés et développés par l'**OSM** et l'**EEEOA** et approuvés par l'**ARREC**. Les dispositions relatives à ces marchés feront partie du **Code du marché**.

MC 2.3.5 **Devise**

MC 2.3.5.1 Les transactions **dans le MRE** sont effectuées en dollars américains (USD) ou tel que déterminé par l'**ARREC**. Par conséquent, le **Règlement** financier des transactions ainsi que les transactions sur les instruments financiers énergétiques enregistrés sur le **Système de négoce d'énergie** se font également en USD ou tel que déterminé par l'**ARREC**.

MC 2.4 **Gouvernance du MRE**

MC 2.4.1 **Structures de gouvernance du MRE**

MC 2.4.1.1 La structure de gouvernance du **MRE** comprend :

- a) L'**ARREC**, l'**EEEOA** et l'**OSM**, chargés de veiller au respect et à la mise en œuvre de la **RMRE** ;
- b) Les **Opérateurs de système** nationaux, les **Opérateurs de transport** et les **Opérateurs du marché** nationaux de chaque **État membre**, dans la mesure où ils participent à l'exploitation du **Marché régional de l'électricité**.

MC 2.4.2 **Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO (ARREC)**

MC 2.4.2.1 L'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) est l'Institution régionale responsable de la régulation du commerce transfrontalier régional de l'électricité dans le Système d'échanges d'énergie électrique Ouest Africain (EEEOA). L'ARREC a la mission de réglementer, superviser et suivre le fonctionnement du Marché régional de l'électricité (MRE)

MC 2.4.2.2 L'**ARREC** est chargé de :

- a) la délivrance des autorisations de participation au **MRE** ;
- b) la surveillance du **MRE** en assurant la mise en œuvre de la **RMRE** ;
- c) sanctionner les violations des règles de fonctionnement du **MRE** ;
- d) régler les **Différends** entre les **Acteurs du marché**.

MC 2.4.3 **Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA)**

MC 2.4.3.1 Le **Système d'échanges d'énergie électrique Ouest Africain (EEEOA)** est l'**Institution régionale** responsable de la planification, du suivi et de la facilitation du développement du **Marché régional de l'électricité (MRE)**

MC 2.4.3.2 L'**EEEOA** est chargé :

- a) De la coordination et l'harmonisation de l'élaboration des plans de priorités et des plans de développement des infrastructures du **MRE** ;
- b) D'assurer un processus d'harmonisation continu entre la planification nationale et **Régionale** ;
- c) D'assister les opérateurs dans l'amélioration des performances des sociétés d'électricité, dans la gestion et le développement du **RTIE** ;
- d) D'initier et recommander à l'**ARREC** des règles et procédures pour le bon fonctionnement et le développement du **MRE**.

MC 2.4.4 **Autorités de régulation nationales (ARN)**

MC 2.4.4.1 Les **Autorités de régulation nationales (ARN)** sont les institutions nationales qui, dans les **Etats membres**, veillent au bon fonctionnement, à l'équilibre, à la transparence et à la viabilité du secteur de l'électricité tout en garantissant l'accès équitable à l'énergie électrique.

MC 2.4.4.2 Dans le cadre du **MRE**, les **ARN** sont chargés :

- a) De veiller à la conformité des **Acteurs du marché** à la **RMRE** ;
- b) D'assurer en relation avec l'**ARREC** que les règles nationales sont en harmonie avec la réglementation des échanges transfrontaliers d'électricité ;
- c) De délivrer des licences d'importation et/ou d'exportation au niveau national ;
- d) D'assister l'**ARREC** dans le processus d'élaboration et d'adoption des règles et procédures du **MRE** ;
- e) Prendre les mesures nécessaires pour permettre le respect des engagements financiers au sein du **MRE**.

MC 2.4.5 **L'Opérateur du système-marché (OSM)**

MC 2.4.5.1 L'**Opérateur du système-marché (OSM)** est l'institution **Régionale** responsable de l'exploitation du **Marché régional de l'électricité** et de la coordination du fonctionnement des systèmes électriques composant le **RTIE**.

MC 2.4.5.2 L'**OSM** est chargé :

- a) De la gestion quotidienne du **Marché OTC**, du **Marché du jour pour le lendemain**, du marché intra journalier et du marché des **Services systèmes** ;
- b) De la coordination avec les **Gestionnaires de réseau** pour l'exploitation des interconnexions afin d'optimiser leur utilisation ;
- c) Du **Règlement** des transactions commerciales dans le **MRE** et de la collecte des frais du marché ;
- d) D'assister l'**ARREC** dans la surveillance et du suivi du marché.

MC 2.5 Rôles et fonctions de l'Opérateur du système-marché (OSM)

MC 2.5.1 Fonctions et responsabilités de l'OSM

MC 2.5.1.1 L'**OSM** dirige et coordonne l'exploitation technique du **MRE** et assure sa gestion commerciale selon les critères techniques et économiques énoncés dans la **RMRE**.

MC 2.5.1.2 Les activités spécifiques de l'**OSM** sont les suivantes :

- a) Surveiller les flux de charge et agir sur les écarts (coordonner avec les opérateurs de système pour maintenir les flux de puissance) ;
- b) Attribuer la capacité disponible de transfert (**ATC**) ;
- c) Programmer les volumes commercialisés à partir du **MRE** sur les **Interconnexions transfrontalières** ;
- d) Surveiller l'échange d'électricité programmé à chaque frontière ;
- e) Procéder au **Règlement** des **Déséquilibres** ;
- f) Gérer les exigences en matière de **Garanties financières** ainsi que les paiements des **Participants au marché** conformément aux règles convenues ;
- g) Gérer les paiements à destination ou en provenance des **Participants au marché** dans les délais stipulés ;
- h) Tenir des registres des transactions ;
- i) Faire la planification opérationnelle des **Interconnexions transfrontalières** ;
- j) Coordonner la gestion de la congestion ;
- k) Conduire le suivi et la surveillance du marché ;
- l) Gérer les **Différends** d'exploitation en première instance ;

- m) Gérer le **Marché OTC** et le **Marché du jour pour le lendemain** ;
- n) Administrer les opérations de comptage ;
- o) Gérer les processus de **Règlement**, de facturation et de paiement ;
- p) Administrer l'infrastructure informatique nécessaire aux activités de marché ;
- q) Collaborer avec d'autres **Institutions régionales**.

MC 2.5.2 **Délégation**

MC 2.5.2.1 L'**OSM** peut déléguer l'une quelconque de ses fonctions en vertu du **Code du Marché** à une **Entité** ou à un tiers compétent et agréé pour exercer lesdites fonctions. Cette délégation se fera sur approbation préalable de l'**ARREC**. Une fonction exécutée par un tiers délégué doit être considérée comme étant exécutée par l'**OSM**.

MC 2.5.3 **Rapports**

MC 2.5.3.1 L'**OSM** rend compte à l'**ARREC**. A ce titre l'**OSM** fournit à l'**ARREC** les rapports suivants avec copie à l'**EEEOA** :

- a) Un rapport annuel d'activités comprenant les performances du marché, les états financiers et les **Différends** d'exploitation au plus tard le 30 juin de l'année suivante ;
- b) Un rapport synthétique sur l'évolution du marché à produire tous les quatre (4) mois.

MC 2.5.3.2 L'**ARREC** peut requérir de l'**OSM** tout autre rapport sur des questions spécifiques.

MC 2.5.3.3 Les rapports mentionnés dans le présent MC 2.5.3 ainsi que tout autre rapport non-confidentiel nécessaire au bon fonctionnement du marché, sont mis à la disposition des **Acteurs du marché** par l'**OSM**, sur son site internet.

MC 2.5.3.4 Les délais indicatifs de présentation des rapports de l'**OSM** sur une année civile sont indiqués à l'ANNEXE E 3.

MC 2.5.4 **Bases de données à développer et à maintenir par l'OSM**

MC 2.5.4.1 L'**OSM** développe, maintient et administre une **Base de données régionale** structurée selon un modèle de données intégré, laquelle doit contenir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de ses fonctions et à l'enregistrement des résultats et des développements du **Marché régional de l'électricité** pour l'information des parties prenantes.

MC 2.5.4.2 Les **Informations** devant figurer dans la **Base de données régionale** sont définies dans le **Code du marché**, et sont fournis par les **Acteurs du marché** concernés à l'**OSM** pour l'exécution de ses fonctions et l'accomplissement de ses responsabilités. Le traitement et l'accès à toutes les **Informations** contenues dans la **Base de données régionale** doivent suivre les dispositions énoncées au MC 1.6.

MC 2.5.4.3 La structure de la **Base de données régionale** doit prévoir, à minima, l'organisation des informations dans une base de données commerciale et une base de données opérationnelle. La **Base de données régionale** doit contenir toutes les données nécessaires à l'administration du **MRE**, la planification opérationnelle, les études de **Sécurité d'exploitation** et l'exploitation coordonnée du **Marché régional de l'électricité** par l'**OSM**, conformément aux dispositions des **Codes du MRE**.

MC 2.5.4.4 La **Base de données régionale** permet le stockage, le traitement, l'enregistrement et l'échange d'informations pertinentes pour le développement, au minimum, des processus suivants du **Marché régional de l'électricité** :

- a) **Contrats bilatéraux** et transactions commerciales ;
- b) Flux d'**Interconnexion transfrontalières** ;
- c) **Comptage** ;
- d) Exploitation en temps réel ;
- e) Rapprochement, facturation et **Règlement** des transactions ;
- f) **Processus de coordination de la planification des indisponibilités et Sécurité d'exploitation** ;
- g) Planification de l'expansion **Régionale** des infrastructures ;
- h) Planification du **Réseau de transport Régional** ;
- i) Suivi et surveillance du marché ;
- j) **Informations** historiques provenant de l'échange d'**Informations** entre les **Opérateurs de système** ;
- k) Base de données sur les actifs du **RTIE**.

MC 2.5.4.5 La **Base de données régionale** est mise à jour principalement avec les **Informations** produites par l'**OSM**, les **Informations** fournies par les **Opérateurs de système**, les **Informations** acquises via **SCADA** et les **Informations** provenant des autres **Acteurs du marché**. Les **Informations** fournies par les **Participants au marché** seront transmises par l'intermédiaire de leurs **Opérateurs de système**. Les délais de mise à jour des **Informations** de la **Base de données régionale** sont ceux définis dans le **Code du marché**.

MC 2.5.4.6 L'**OSM**, après consultation des **Opérateurs de système** et des **Participants au marché**, doit élaborer une **Procédure opérationnelle** de communication et d'échange d'**Informations** avec les **Opérateurs de système** et les **Participants au marché**, en précisant le type, le format et l'horodatage des **Informations** à fournir. L'**OSM** peut périodiquement réexaminer et réviser la **Procédure opérationnelle** de communication après consultation des **Opérateurs de système** et des **Participants au marché**.

MC 2.5.4.7 En ce qui concerne les **Informations** fournies par les **Opérateurs de système** et les **Participants au marché** à la **Base de données régionale**, l'**OSM** doit appliquer une **Procédure**

opérationnelle d'examen, d'acceptation et d'objection des **Informations**, afin de vérifier la cohérence des **Informations** et d'identifier les erreurs de transcription et de déclaration. Dans tous les cas, les **Opérateurs de système** et les **Participants au marché** seront responsables des **Informations** fournies.

MC 2.5.4.8 L'**OSM** maintient une base de données juridiques et réglementaires faisant partie de la **Base de données régionale**, laquelle comprend les décisions, directives, règlements et protocoles de la **CEDEAO**, les règlements et décisions de l'**ARREC** et les décisions techniques associées prises par l'**EEEOA**. Elle maintiendra également le **Rapport de suivi du marché** dans la **Base de données régionale**.

MC 2.5.4.9 L'**OSM** fournit l'accès à sa **Base de données régionale** conformément au protocole d'accès et de sécurité spécifié au MC 1.6.4.

MC 2.5.5 **Suivi du marché**

MC 2.5.5.1 L'**OSM** développe une **Procédure opérationnelle** de suivi du marché appelée **Procédure de suivi du marché**, et la soumettre à l'approbation de l'**ARREC**.

MC 2.5.5.2 L'objectif de la **Procédure de suivi du marché** est d'établir le mécanisme par lequel l'**OSM** doit s'assurer que tous les **Participants au marché** se conforment au **Code du marché**.

MC 2.5.5.3 La Procédure de suivi du marché indique :

- a) Les processus de suivi de l'**OSM** visant à évaluer la conformité de tous les **Participants au marché** au **Code du marché** ;
- b) Un processus permettant aux **Participants au marché** de signaler les violations présumées du **Code du marché** ;
- c) Les processus d'enquête sur les infractions présumées du **Code du Marché** ;
- d) Les lignes directrices pour l'**OSM** en cas d'émission d'avertissements concernant des violations du **Code du marché** par les **Participants au marché** ;
- e) La procédure de soumission des plaintes et rapports concernant les violations du **Code du marché** conformément aux règles d'exécution ou les procédures de **Règlement des Différends** de l'**ARREC**.

MC 2.5.5.4 Lorsque des violations au **Code du marché** ont été établies, ou s'il existe une preuve raisonnable et convaincante que le **Code du marché** ait été enfreint, toute la documentation sur le sujet doit être fournie à l'**ARREC** pour décision et la prise d'actions nécessaires.

MC 2.5.5.5 L'**OSM** doit préparer et soumettre un **Rapport de suivi du marché** trimestriel à l'**ARREC**.

MC 2.5.6 **Audit du marché**

MC 2.5.6.1 L'**OSM** devra sélectionner annuellement un ou plusieurs auditeur(s) dûment certifiés et qualifié(s) afin de conduire l'**Audit du marché** conformément aux dispositions du MC 25.1.1.

MC 2.5.7 **Audit financier**

MC 2.5.7.1 L'**OSM** doit sélectionner annuellement un ou plusieurs auditeur(s) dûment certifiés et qualifié(s) afin de conduire l'**Audit financier** conformément aux dispositions de l'article MC 25.1.1.1.

MC 2.6 **Le Gestionnaire de réseau, l'Opérateur de système et l'Opérateur de transport**

MC 2.6.1 **Rôles du Gestionnaire de réseau, de l'Opérateur de système et de l'Opérateur de transport**

MC 2.6.1.1 A des fins d'**Exploitation**, l'**EEEOA** est organisée en **Zones de réglage** et chaque **Zone de réglage** est gérée par un **Gestionnaire de réseau**.

MC 2.6.1.2 Le **Gestionnaire de réseau** exécute les fonctions et activités de l'**Opérateur de système** et de l'**Opérateur de transport**. Dans le **Code du marché**, lorsqu'il est fait référence à un **Gestionnaire de réseau**, le terme doit prendre en compte les deux (2) fonctions : **Opérateur de système** et **Opérateur de transport**.

MC 2.6.1.3 Lorsqu'il est fait référence à un **Opérateur de système**, les attributions et les fonctions à remplir par un **Opérateur de système** concernent l'**Exploitation fonctionnelle** du **Système électrique** et l'**Interconnexion transfrontalière**. Ces attributions et fonctions n'incluent pas l'**Opération physique** et la maintenance des actifs du **Réseau de transport**.

MC 2.6.1.4 Lorsqu'il est fait référence à un **Opérateur de transport**, les attributions et les fonctions à remplir par un **Opérateur de transport** concernent l'**Opération physique**, la sécurité et la maintenance de leurs propres actifs du **Réseau de transport**.

MC 2.6.2 **Droits d'un Opérateur de système et d'un Opérateur de transport**

MC 2.6.2.1 Tout **Opérateur de transport** perçoit une rémunération pour l'utilisation de ses actifs de transport qui font partie du **RTIE**.

MC 2.6.2.2 Tout **Opérateur de système** perçoit une rémunération pour les services fournis dans le cadre de l'**Exploitation fonctionnelle** du système, de la stabilité, de la sécurité et de l'exploitation du **Système électrique de l'EEEOA**.

MC 2.6.3 **Obligations du Gestionnaire de réseau, de l'Opérateur de système et de l'Opérateur de transport**

MC 2.6.3.1 Les Opérateurs de système assurent l'Exploitation fonctionnelles, et l'**OSM** coordonne leurs activités relatives au MRE.

MC 2.6.3.2 Tout Gestionnaire de réseau agissant en tant que **Partie de compensation régionale (RCP)** paye les frais de compensation qui lui sont alloués en application de la Méthodologie de Tarification du Transport Régional (RTTM).

MC 2.6.3.3 Concernant le **MRE**, les fonctions de l'**Opérateur de système** comprennent :

- a) La garantie d'une exploitation sécurisée dans la **Zone de réglage** ;
- b) La collaboration avec l'**OSM** sur la programmation de l'exploitation des **Interconnexions transfrontalières** ;
- c) Le maintien des flux dans les lignes d'interconnexion selon le programme ;
- d) Le maintien d'une communication constante avec l'**OSM** pour assurer le respect des flux d'énergie programmés dans les **Interconnexions transfrontalières** ;
- e) La coordination avec les **Zones de réglage** voisines en cas d'**Etat d'urgence** dans une **Zone de réglage** particulière ;
- f) La conformité à la **Procédure opérationnelle** de reconstitution en cas d'**Etat d'urgence** dans la **Zone de réglage** qui nécessite une remise sous tension depuis une autre **Zone de réglage** (voir le **Code d'exploitation** OC 4.5).

MC 2.6.4 **Admission d'un Gestionnaire de réseau**

MC 2.6.4.1 Les **ARN** communique à l'**ARREC** et à l'**OSM**, le **Gestionnaire de réseau** de leurs pays respectifs.

MC 2.6.4.2 Tout **Gestionnaire de réseau**, en vertu de sa désignation, est d'office soumis aux dispositions des **Codes du MRE**.

MC 2.6.4.3 Tout **Gestionnaire de réseau** doit signer avec l'**OSM**, un accord de coordination opérationnelle qui est approuvé par l'**ARREC**.

MC 2.6.4.4 Le **Gestionnaire de réseau** peut être une entreprise verticalement intégrée. Comme indiqué au point MC 2.7.9, une entreprise verticalement intégrée est soumise à des règles spécifiques de cantonnement.

MC 2.6.4.5 Conformément à l'article MC 2.7.9.5, l'entreprise intégrée verticalement met en place une unité distincte pour gérer les activités d'**Exploitation fonctionnelle**.

MC 2.7 **Participation au Marché régional de l'électricité (MRE)**

MC 2.7.1 **Conditions Générales de participation au MRE**

MC 2.7.1.1 Tout **Candidat** souhaitant effectuer des transactions sur le **MRE** doit être autorisé au préalable par l'**ARREC**. A cet effet le **Candidat** soumet les éléments suivants à l'**ARREC** :

- a) Formulaire de demande d'autorisation pour participer dans le **MRE** ;
- b) Preuve d'être dûment agréé à participer à des transactions internationales (importation and exportation), délivrée par l'autorité compétente nationale ;

- c) Attestation, selon le type de **Participant au marché**, délivrée par l'**OSM** attestant de la conformité du **Candidat** aux critères techniques applicables, conformément au MC 2.7.2.

MC 2.7.1.2 La procédure détaillée pour la demande d'autorisation pour participer dans le **MRE** sont établis par l'**ARREC** et jointe en Annexe A du **Code du marché**.

MC 2.7.1.3 La procédure d'octroi des licences d'importation et d'exportation par l'autorité compétente dans chaque **Etat membre** doit suivre les prescriptions de la directive pour l'harmonisation des critères d'octroi des licences et d'autorisations de participation dans le **MRE**.

MC 2.7.1.4 La procédure détaillée de demande d'attestation de conformité aux critères techniques applicables pour participer dans le **MRE** est élaborée par l'**OSM** et approuvée par l'**ARREC**.

MC 2.7.1.5 L'**ARREC** peut demander des éclaircissements supplémentaires au **Candidat**, à l'**OSM** ou à l'**ARN** du pays du **Candidat** afin de faciliter l'examen de la demande d'autorisation.

MC 2.7.1.6 Dans un délai maximum de soixante (60) jours à compter de la réception d'une demande complète d'attestation de conformité aux critères techniques applicables pour participer dans le **MRE**, l'**OSM** délivre, une attestation au **Candidat**, avec copie à l'**ARREC**, attestant la conformité ou non-conformité aux critères techniques applicables.

MC 2.7.1.7 Dans un délai maximum de trente (30) jours à compter de la réception d'une demande complète d'autorisation pour participer dans le **MRE**, l'**ARREC** émet, par résolution, une décision soit pour autoriser le **Candidat** à effectuer des transactions au sein du **MRE** en notifiant l'**OSM** et le **Candidat** ou soit, si le **Candidat** n'a pas satisfait aux critères énoncés dans les **Codes du MRE**, pour rejeter la demande et fournir une justification écrite et en informer l'**OSM** et le **Candidat**.

MC 2.7.1.8 Toute **Entité** de l'**Industrie de Fourniture d'électricité** ayant l'intention d'injecter ou de soutirer de l'énergie depuis ou vers un **Système électrique** en dehors du **RTIE**, doit aussi demander une autorisation par l'**ARREC** pour participer dans le **MRE**.

MC 2.7.2 **Conditions techniques de Participation au marché**

MC 2.7.2.1 Pour être autorisé par l'**ARREC** à effectuer des opérations d'injection ou de soutirage d'énergie dans le **MRE**, le **Candidat** doit demander et obtenir de l'**OSM** un certificat attestant de la conformité du **Candidat** aux conditions techniques de participation au marché.

MC 2.7.2.2 Les conditions techniques suivantes sont indispensables pour la participation au **MRE** :

- a) Les équipements et **Installations** du **Candidat** raccordés au **RTIE** sont conformes aux critères techniques applicables, aux normes de conception des **Installations** et aux critères applicables en matière de comptage commercial établis dans les **Codes du MRE** ;
- b) Le **Candidat** dispose des moyens de communication (téléphone, Internet, courrier électronique, communications mobiles, etc.), tels que définis par l'**OSM**, pour la

coordination opérationnelle avec l'**OSM** et avec les **Gestionnaires de réseau** concernés, conformément au **Code d'exploitation** ;

- c) Des **Equipements de comptage** sont installés conformément au **Code de comptage** à chaque **Point de mesure défini**, à chaque **Point d'injection** pour les **Vendeurs** et à chaque **Point de soutirage** pour les **Acheteurs** ;
- d) Les **Equipements de comptage**, installés sont enregistrés auprès de l'**OSM**, conformément aux dispositions des **Codes du MRE** ;
- e) L'**OSM** dispose de l'autorisation et de l'accès nécessaires pour lire à distance les **Equipements de comptage**, installés aux **Points de mesure définis** des **Interconnexions transfrontalières** et peut le faire avant le début des transactions, tandis que pour les **Points d'injection** et les **Points de soutirage**, l'**OSM** devra recevoir les mesures et les signaux des **Gestionnaires de réseau**, comme le prévoit le **Code de raccordement**.
- f) Lorsque nécessaire, le **Candidat** a la capacité d'envoyer des signaux **SCADA** à l'**OSM**, avec les variables et les paramètres définis par l'**OSM** et approuvés par l'**ARREC**, afin de surveiller et de faire fonctionner le **RTIE**.

MC 2.7.2.3 L'**OSM** peut demander l'avis technique du **Gestionnaire de réseau** du pays du **Candidat** pour faciliter l'évaluation de la conformité du **Candidat** aux Conditions techniques de participation au marché

MC 2.7.3 **Enregistrement de Participant au marché**

MC 2.7.3.1 Toute **Entité** de l'**Industrie de Fourniture d'électricité**, ayant l'intention de participer dans le **MRE**, doit demander à l'**ARREC** son enregistrement en tant que **Participant au marché**.

MC 2.7.3.2 Toute **Entité** de l'**Industrie de Fourniture d'électricité** ayant l'intention d'injecter ou de soutirer de l'énergie depuis ou vers un **Système électrique** en dehors du **RTIE**, doit aussi demander à l'**ARREC** son enregistrement en tant que **Participant au marché** au sein du **MRE**.

MC 2.7.3.3 Un **Candidat** autorisé par l'**ARREC** pour participer dans le **MRE** doit être enregistré comme un **Participant au marché** et se voir attribuer un numéro d'identification unique comme **Participant au marché**.

MC 2.7.3.4 L'**ARREC** établit, maintient, met à jour et **Publie** un registre des **Participants au marché** contenant :

- a) Une liste de tous les **Participants au marché** avec leurs coordonnées ;
- b) Une liste des **Participants au marché** suspendus du **MRE**, l'heure à partir de laquelle leurs droits ont été suspendus et la période de **suspension** ;
- c) Une liste des **Participants au marché** retirés du **MRE** mise à jour au mois dernier et contenant la date à partir de laquelle ils ont cessé leur participation au **MRE** ;

- d) Une liste de tous les **Participants au marché** s'étant retirés du **MRE** et la date de cessation de leur participation au **MRE** ;
- e) Une liste de tous les **Participants au marché** qui cesseront d'échanger sur le **MRE** et la date à laquelle ils cesseront de participer au **MRE**.

MC 2.7.4 **Droits du Participant au marché**

MC 2.7.4.1 Un **Participant au marché** a le droit de :

- a) Vendre et/ou acheter de l'énergie électrique dans le **MRE** librement et sans discrimination, conformément aux réglementations nationales et **Régionales** ;
- b) Demander, par l'intermédiaire de son **Gestionnaire de réseau**, et dans les délais établis dans le **Code du marché**, que l'**OSM** examine les résultats de toute transaction commerciale dans laquelle le **Participant au marché** estime qu'une erreur de calcul ou d'application a été commise ;
- c) Soumettre à l'**OSM**, des propositions d'amendements au **Code du marché** et être consulté sur les propositions d'autres **Participants au marché** ;
- d) présenter à l'**OSM**, un recours pour réexamen des actions ou inactions de l'**OSM** qui l'affectent en particulier ;
- e) saisir l'**ARREC** conformément au MC 26 pour le **Règlement des Différends** ;
- f) bénéficier d'une procédure diligente en cas d'enquêtes menées par l'**ARREC**.

MC 2.7.5 **Obligations du Participant au marché**

MC 2.7.5.1 Tout **Participant au marché** :

- a) Paye à l'**OSM** les frais de marché tels que prescrits dans la **Réglementation du MRE**
- b) Permet l'accès à ses **Installations** aux représentants désignés par l'**OSM** ou l'**ARREC** pour effectuer les inspections et les audits tels que définis dans le **Code du Marché** ;
- c) Se conforme aux exigences de suivi, de contrôle, de communication et de comptage commercial énoncées dans le **Code du Marché** ;
- d) Réalise, en coordination avec son **Gestionnaire de réseau**, les tests et inspections techniques requis par l'**OSM** ;
- e) Effectue des opérations y compris les manœuvres de connexion et déconnexion de ses propres équipements conformément aux dispositions des **Codes du MRE**, en suivant les instructions de son **Gestionnaire de réseau**, sous la coordination de l'**OSM** ;

- f) Fournit et maintient les montants des garanties de paiement exigés par les **Codes du MRE** et informe l'**OSM** et le **Gestionnaire de réseau** de toute modification des conditions des garanties ;
- g) Se conforme aux sanctions et paye, le cas échéant, les amendes imposées par l'**OSM** et/ou l'**ARREC**, tel que prévu dans le la **Réglementation du MRE** ;
- h) Maintient et fournit à son **Gestionnaire de réseau** et à l'**OSM** toutes les **Informations** requises par le **Code du marché** ;
- i) Conclut un accord sur les déséquilibres avec son **Gestionnaire de réseau**.

MC 2.7.5.2 Avec son enregistrement à participer au **MRE**, le **Participant au marché** reconnaît et accepte que l'**OSM** a le pouvoir de le représenter auprès des autres **Participants au marché**, des **Gestionnaires de réseau** et de l'**ARREC** pour le rapprochement, la facturation et le règlement des transactions commerciales et autres obligations de paiement dans le **MRE**, conformément aux dispositions du **Code du marché**.

MC 2.7.5.3 Le **Participant au marché** signe l'accord de participation approprié avec l'**OSM** pour participer au type de marché du **MRE** de son choix.

MC 2.7.6 *Critères nécessaires pour cesser d'échanger au sein du MRE*

MC 2.7.6.1 Un **Participant au marché** qui décide de cesser ses transactions sur le **MRE** doit le notifier par écrit à l'**OSM** et à l'**ARREC**. Cette notification doit comporter la déclaration de sa décision d'arrêter les transactions sur le **MRE** et la date à laquelle il a l'intention de cesser ses transactions.

MC 2.7.6.2 Après **avoir** reçu la notification visée à l'article MC 2.7.6.1, l'**OSM** doit informer les **Gestionnaires de réseau** et les autres **Participants au marché**.

MC 2.7.6.3 Sous réserve des articles MC 2.7.6.1 et MC 2.7.6.2, le **Participant au marché** cesse ses transactions dans le **MRE** à la date indiquée dans la notification donnée à l'article MC 2.7.6.1 laquelle ne doit pas être inférieure à trois (3) mois à compter de la date de l'accusé de réception de la notification par l'**OSM** ou de la date de la dernière transaction effectuée par le **Participant au marché**, la dernière des deux (2) dates étant celle à considérer.

MC 2.7.6.4 Un **Participant au marché** ayant envoyé une notification conformément à l'article MC 2.7.6.1 peut cesser d'effectuer des transactions au sein du **MRE** s'il a effectué tous ses paiements ou ceux pour son compte conformément au **Code du Marché**, les garanties de paiement restent en vigueur tant que ces paiements n'auront pas été effectués.

MC 2.7.6.5 Lorsque, pour une raison quelconque, le **Participant au marché** arrête ses transactions sur le **MRE**, l'**OSM** doit facturer et s'assurer du règlement de tout solde en faveur ou défaveur du **Participant au marché**. La décision d'arrêter ses transactions dans le **MRE** ne doit pas empêcher le **Participant au marché** de s'acquitter de ses obligations financières dans le **MRE**.

MC 2.7.6.6 Après les vérifications nécessaires, l'**OSM** doit informer les **Acteurs du marché** de la cessation des transactions du **Participant au marché**.

MC 2.7.6.7 Le **Participant au marché** a le droit de reprendre les transactions à tout moment sous réserve de la satisfaction de toutes les conditions pour participer au **MRE**.

MC 2.7.7 *Retrait du Participant au marché*

MC 2.7.7.1 Un **Participant au marché** qui souhaite se retirer du **MRE** doit le notifier par écrit à l'**OSM** et à l'**ARREC**. Cette notification doit comporter la déclaration de sa décision de se retirer du **MRE** et la date à laquelle il a l'intention de se retirer du **MRE**. L'**OSM** est responsable d'arrêter la participation du **Participant au marché** au **MRE**, et l'**ARREC** est responsable du retrait formel du **Participant au marché**.

MC 2.7.7.2 Après réception de la notification visée à l'article MC 2.7.7.1, l'**OSM** doit informer les **Opérateurs de système** et **Publier** la réception de la notification du **Participant au marché** à se retirer du **MRE** à la date spécifiée dans la notification.

MC 2.7.7.3 Sous réserve des articles MC 2.7.7.1 et MC 2.7.7.2, le **Participant au marché** cesse sa participation au **MRE** à la date indiquée dans la notification donnée à l'article MC 2.7.7.1, laquelle ne doit pas être inférieure à trois (3) mois à compter de la date de l'accusé de réception de la notification par l'**OSM** ou de la date de la dernière transaction effectuée par le **Participant au marché**, la dernière des deux (2) dates étant celle à considérer. Néanmoins, lorsque le **Participant au marché** cesse sa participation, son statut sera maintenu jusqu'à ce que l'**ARREC** déclare formellement son retrait.

MC 2.7.7.4 Un **Participant au marché** ayant envoyé une notification conformément à l'article MC 2.7.7.1 ne peut se retirer officiellement du **MRE** que lorsqu'il a effectué tous les paiements à effectuer par lui ou en son nom conformément au **Code du marché**. Les garanties de paiement mentionnées dans le **Code du marché** restent en vigueur jusqu'à ce que lesdits paiements soient effectués.

MC 2.7.7.5 L'**OSM** doit notifier à l'**ARREC** dans un délai de trois (3) jours ouvrables que tous les paiements et passifs ont été réglés de telle sorte que l'**ARREC** peut formellement déclarer le retrait.

MC 2.7.8 *Suspension du participant au marché*

MC 2.7.8.1 Lorsqu'un **participant au marché** commet des violations, conformément au MC 23 et après une procédure régulière, l'**ARREC** peut émettre une **Suspension** de la participation du **Participant au marché** au **MRE**. La participation de ce **Participant au marché** est suspendue pour une période spécifiée dans l'ordonnance de l'**ARREC** ou jusqu'à ce que l'**ARREC** notifie que l'ordonnance a été révoquée.

MC 2.7.8.2 Une fois la **Suspension** d'un **Participant au marché** émise, l'**ARREC Publie** l'ordonnance conformément à l'article MC 2.7.8.1, avise le **Participant au marché** suspendu et informe l'**OSM** et le **Gestionnaire de réseau** concerné de la **Suspension** du **Participant au marché**.

MC 2.7.8.3 La **Suspension** doit prendre effet le lendemain de la notification conformément à l'article MC 2.7.8.2, la participation du **Participant au marché** au **MRE** est suspendue de la manière spécifiée dans l'ordonnance de l'**ARREC**. La **Suspension**, peut s'appliquer à un ou plusieurs des droits énoncés à l'article MC 2.7.8.2.

MC 2.7.8.4 Un **participant au marché** qui a été suspendu du **MRE** demeure assujéti à toutes ses obligations et responsabilités qu'il a assumées conformément au le **Code du Marché**.

MC 2.7.9 ***Dispositions relatives aux entreprises verticalement intégrées***

MC 2.7.9.1 Compte tenu des différents statuts de dissociation du secteur de l'électricité dans tous les **États membres**, le **Code du marché** reconnaît que certains **Participants au marché** peuvent être des entreprises verticalement intégrées, ce qui implique qu'ils sont **Acteurs du marché** de droit dans le **MRE** en raison de leur rôle de **Gestionnaire de réseau**.

MC 2.7.9.2 Pour favoriser la transparence au sein du **MRE** et prévenir les pratiques anti-thésaurisation et anti-concurrentielles, le **Code du marché** précise les dispositions spécifiques aux entreprises verticalement intégrées.

MC 2.7.9.3 Une entreprise verticalement intégrée doit établir une unité stratégique d'affaire séparée qui agit en tant que **Participant au marché** conformément aux dispositions prévues aux articles MC 2.7.4 et MC 2.7.5. L'entreprise verticalement intégrée doit élaborer un protocole de communication formel pour gérer la communication entre l'unité stratégique d'affaire et l'unité de l'entreprise verticalement intégrée responsable de l'exploitation du réseau. L'**ARREC** valide ce protocole comme condition préalable de l'autorisation de l'entreprise verticalement intégrée à participer au **MRE**.

MC 2.7.9.4 L'unité stratégique d'affaire séparée visée à l'article MC 2.7.9.3 soumet à l'**ARREC**, à travers l'entreprise verticalement intégrée, une demande afin d'être autorisé à participer au **MRE**.

MC 2.7.9.5 L'unité stratégique d'affaire séparée, à travers l'entreprise verticalement intégrée doit :

- a) Nommer un ou plusieurs représentants qui ne doivent pas être impliqués dans les activités d'exploitation du réseau, aussi longtemps qu'ils représentent l'unité opérant dans le **MRE** ;
- b) Créer un système de gestion et de comptabilité séparés pour gérer et enregistrer toutes les activités liées aux transactions **Régionales** ;
- c) Maintenir la confidentialité des **Informations** cloisonnées. ;
- d) Etablir et maintenir des processus internes appropriées pour s'assurer du respect de ses obligations en vertu du **Code du marché**. L'**ARREC** devra exiger de l'unité et de l'entreprise verticalement intégrée qu'elles démontrent leur adéquation à ces processus avec préavis raisonnable ;
- e) Elaborer un rapport annuel de conformité au cloisonnement chaque année civile ;
- f) Transmettre le rapport annuel de conformité au cloisonnement devra être transmis à l'**ARREC** dans un délai maximal de quatre (4) mois suivant la clôture de l'année civile concernée par ledit rapport.

MC 2.7.10 ***Suivi et surveillance du niveau de conformité de la segmentation des entreprises verticalement intégrées***

MC 2.7.10.1 L'**ARREC** est mandaté pour suivre la conformité des entreprises verticalement intégrées aux dispositions énoncées au MC 2.7.9.

MC 2.7.10.2 L'**ARREC** prépare, pour chaque année civile, un rapport de suivi de la segmentation des entreprises verticalement intégrées, qui contient, toutes les **Informations** pertinentes sur la conformité des entreprises verticalement intégrées.

MC 2.7.10.3 Sur décision réglementaire appropriée, l'**ARREC** fixe des niveaux de segmentation plus élevés, tant que ceux-ci restent conformes aux dispositions énoncées dans le **Code du marché**.

TITRE II – MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ (OTC)

MC 3. PRINCIPES DU MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ (OTC)

MC 3.1 Caractéristiques du Marché OTC

MC 3.1.1 Le **Marché OTC** présente les principales caractéristiques suivantes :

- a) Le commerce sur le **Marché OTC** est obligatoire pour tout **Participants au marché** qui volontairement décide de mettre en œuvre un **Contrat bilatéral** avec un autre **Participant au marché** ;
- b) Les négociations pour conclure un **Contrat bilatéral** sont menées directement entre les parties contractantes, sans l'implication de l'**OSM** ;
- c) Un **Contrat bilatéral** doit être conformes aux réglementations nationales, et à la **Réglementation du MRE** ;
- d) L'électricité négociée sur le **Marché OTC** est uniquement destinée à la livraison physique ;
- e) Les produits transigibles sur le **Marché OTC** sont l'énergie et la capacité ou uniquement l'énergie.

MC 3.2 Allocation de Capacité dans le Marché OTC

MC 3.2.1 La capacité totale allouée sur le **Marché OTC** est la **Capacité nette de transfert (NTC)** déterminée conformément aux procédures établies dans le **Code d'exploitation**.

MC 3.2.2 L'**OSM Publie** périodiquement le calendrier du **Marché OTC**. L'**ANNEXE E** fournit une illustration du calendrier indicatif du **Marché OTC** basé sur les dispositions du **Code du Marché**.

MC 3.3 Durée des Contrats bilatéraux sur le Marché OTC

MC 3.3.1 Les **Contrats bilatéraux** enregistrés sur le **Marché OTC** sont :

- a) Des **Contrats bilatéraux** à long terme, d'une durée égale ou supérieure à un (1) an ;
- b) Des **Contrats bilatéraux** à moyen terme, d'une durée supérieure à un (1) mois et inférieure à un (1) an.

MC 3.3.2 En fonction de l'évolution du marché, l'**ARREC** peut autoriser la réduction de la durée minimum des **Contrats bilatéraux** sur le **Marché OTC** en introduisant la possibilité de **Contrats bilatéraux** d'une durée inférieure à un (1) mois.

MC 4. PARTICIPATION AU MARCHÉ OTC

MC 4.1 Conditions de participation au Marché OTC

MC 4.1.1 Pour participer au **Marché OTC**, une **Entité** de l'industrie de fourniture d'électricité doit introduire une demande pour être autorisée et enregistrée par l'**ARREC** en tant que **Participant au marché** dans le **MRE**.

MC 4.1.2 Une fois enregistré par l'**ARREC**, un **Participant au marché** a le droit :

- a) d'effectuer des opérations sur le **Marché OTC** conformément aux dispositions du **Code du marché**, sous réserve de l'exécution d'un accord de participation au **Marché OTC** avec l'**OSM** ;
- b) d'avoir accès à toutes les **Informations** mises à la disposition des **Participants au marché** par l'**ARREC** et l'**OSM**.

MC 4.1.3 Les **Contrats bilatéraux** conclus par les **Participants au marché** doivent se conformer aux modèles de **Contrats bilatéraux** approuvés par l'**ARREC** et joints en **ANNEXE B**.

MC 4.2 Responsabilités des participants au Marché sur le Marché OTC

MC 4.2.1 Un **Participant au marché** sur le **Marché OTC** est responsable de la soumission et de la réception des données dans le processus d'échange d'**Informations** avec l'**OSM**, et notamment :

- a) Les programmes de fourniture et de consommation conformément à leurs **Contrats bilatéraux**, ainsi que les accords et obligations préexistants avant le lancement du **Marché régional de l'électricité** ou dans le cadre du **Marché OTC** ;
- b) Les déclarations de disponibilité (pour les producteurs et les fournisseurs) et les déclarations de charge (pour les charges) ;
- c) Les **Informations** commerciales concernant les prix, les **Règlements** et les paiements associés aux contrats et toute autre information pertinente pouvant être raisonnablement requise par l'**OSM** et l'**ARREC** ;
- d) Les prix contractuels dans le **Marché OTC** déclarés à l'**OSM** et à l'**ARREC** doivent être tenus confidentiels par ces derniers conformément au MC 25.2.4 ;
- e) Dans le cas où l'une des **Parties** à un **Contrat bilatéral** est un **Participant au marché** responsable de la fourniture d'électricité aux utilisateurs finaux d'un pays ou d'une **Région**, ce **Participant au marché** doit communiquer les prix contractuels à l'**ARREC** et son **ARN**.

MC 4.3 Participation au Marché OTC

MC 4.3.1 Tout **Participant au marché** qui détient un **Contrat d'achat d'électricité (PPA)** ou un **Contrat bilatéral** existant, ou qui souhaite exporter ou importer de l'électricité sans accord bilatéral en cours, doit être enregistrée sur le **Marché OTC**.

MC 4.3.2 Le **Participant au marché** peut désigner un ou plusieurs **Négociants certifiés** (MC 13.2) pour agir en son nom pour échanger sur le **Marché OTC**.

MC 5. CONTRATS SUR LE MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ ET LA PLATEFORME DE MARCHÉ DE GRÉ À GRÉ

MC 5.1 Contrats négociés sur le Marché OTC

MC 5.1.1 La programmation de contrats sur le **Marché OTC** est faite selon les considérations suivantes :

- a) **Contrat avec droits acquis** ;
- b) **Premier venu-premier servi** ou **Enchère explicite** telle que déterminée par l'**OSM**.

MC 5.1.2 L'exécution d'un **Contrat bilatéral** dans le **Marché OTC** se fera uniquement par livraison physique d'électricité ;

MC 5.1.3 Toute clause d'un **Contrat bilatéral** non conforme aux dispositions du présent **Code du marché** ne sera pas considérées comme valides dans le **Marché OTC**.

MC 5.2 Point d'injection et Point de soutirage sur le Marché OTC

MC 5.2.1 Les quantités d'énergie prévues dans les **Contrats bilatéraux** correspondent aux injections d'électricité du **Vendeur** à un **Point d'injection** contractuel défini et au soutirage d'électricité par l'**Acheteur** à un **Point de soutirage** contractuel défini.

MC 5.2.2 Les **Vendeurs** et les **Acheteurs** sont responsables des pertes d'énergie résultant des transactions entre le(s) **Point(s) d'Injection** et le(s) **Point(s) de Soutirage**.

MC 5.2.3 Un équipement de comptage est installé et entretenu dans chaque **Point d'injection**, chaque **Point de soutirage** et chaque **Point de mesure défini** d'une interconnexion transfrontalière pour mesurer les flux d'énergie. L'acquisition, la propriété, l'installation et l'entretien de l'**Equipement de comptage** sont à la charge des **Opérateurs de transport**, tels que prévu dans le **Code de comptage**.

MC 5.3 Plateforme du Marché OTC

MC 5.3.1 La **Plateforme de gré à gré**, mise en œuvre par l'**OSM**, est la plateforme officielle pour enregistrer les **Participants au marché** sur le **Marché OTC** en vertu du présent **Code**.

MC 5.3.2 Les objectifs de la **Plateforme de gré à gré** sont les suivants :

- a) Fournir les **Informations** sur les potentiels **Acheteurs** et **Vendeurs** d'électricité ;
- b) Maintenir un référentiel de données relatives aux **Acheteurs** et **Vendeurs** et fournir ces données historiques aux **Participants au marché** ;

- c) Fournir des services tels que des outils avancés d'analyse de données aux **Participants au marché** ;
- d) Permettre à l'**OSM** de gérer le **Marché OTC**.

MC 5.3.3 Les accès à la **Plateforme de Marché OTC**, sont accordés :

- a) Aux **Participants au marché** enregistrés sur le **Marché OTC** ;
- b) A l'**ARREC**.

MC 5.4 Enregistrement sur la Plateforme de Marché OTC

MC 5.4.1 Un **Participant au marché** doit effectuer l'enregistrement pour opérer sur la **Plateforme de gré à gré**. Le processus suivant doit être suivi pour le dépôt de la demande et l'octroi de l'enregistrement :

- a) L'enregistrement est effectué en ligne sur le site web de l'**OSM**, conformément aux directives d'enregistrement définies par l'**OSM** ;
- b) L'**OSM**, après examen de la proposition et après avoir effectué les recherches nécessaires, accorde l'enregistrement ou rejette la demande d'enregistrement ;
- c) Une fois accordé, l'enregistrement sur la **Plateforme de Marché OTC** reste en vigueur pendant une période de cinq (5) ans à compter de la date d'octroi de l'enregistrement, à moins que cet enregistrement ne soit révoqué ou annulé plus tôt ;
- d) L'**OSM**, sur la base d'une demande déposée sur la **Plateforme de Marché OTC** et après avoir effectué les démarches nécessaires, renouvelle l'enregistrement pour une nouvelle période de 5 ans ;
- e) Tout **Participant au marché** enregistré par l'**OSM** sur la **Plateforme de Marché OTC** conformément au présent **Code du marché**, paye des frais d'enregistrement annuels conformément au calendrier et aux conditions spécifiées au MC 20.

MC 5.4.2 Les documents à soumettre pour s'inscrire sur la **Plateforme de Marché OTC** comprennent :

- a) L'identité du **Participant au marché** ;
- b) Le Contrat Bilatéral ;
- c) Le numéro de compte.

MC 5.5 Limites d'utilisation de la Plateforme de Marché OTC

MC 5.5.1 La **Plateforme de Marché OTC** ne doit pas être utilisé aux fins de négociation, d'exécution, de compensation ou de règlements des contrats.

MC 5.5.2 La **Plateforme de Marché OTC** est neutre et n'influence en aucune manière la prise de décision des **Participants au marché** en matière de négociation.

MC 5.6 Révocation de l'enregistrement sur la Plateforme de Marché OTC

MC 5.6.1 L'**ARREC**, à sa propre initiative ou sur proposition de l'**OSM**, peut, après avoir auditionné le **Participant au marché** concerné, révoquer l'enregistrement d'un **Participant au marché** sur la **Plateforme de Marché OTC**. La décision de révocation doit être motivée et consignée.

MC 6. ALLOCATION DE CAPACITÉ DE TRANSPORT SUR LE MARCHÉ OTC

MC 6.1 Calendrier d'allocation de capacité

MC 6.1.1 L'**OSM** établit un calendrier d'allocation de la capacité disponible sur différentes périodes de temps pour donner l'occasion aux **Participants au marché** de négocier différents contrats dans le but de couvrir les risques de disponibilité de capacité dans le **MRE**. L'allocation de la capacité ferme doit être effectuée pour des périodes pluriannuelles, annuelles et mensuelles. Toute allocation de capacité hebdomadaire ou journalière est non ferme

MC 6.1.2 L'allocation de capacité pluriannuelle et annuelle est une allocation long terme. L'allocation de capacité mensuelle est une allocation moyen terme. Toute allocation de capacité hebdomadaire ou journalière est de court terme.

MC 6.1.3 Le volume total de capacité à long terme mis à disposition pour allocation dans une période donnée ne doit pas dépasser la **NTC** pour ladite période. Par conséquent, le calcul de la **NTC** doit également être effectué pour les périodes définies à l'article MC 6.1.1.

MC 6.1.4 Chaque contrat doit contenir des **Informations** détaillées sur les périodes pour la capacité négociée, la date à laquelle l'allocation a lieu et la capacité concernée. Les périodes d'allocation des capacités pour une allocation pluriannuelle, annuelle et mensuelle est proposé par l'**OSM** et approuvé par l'**ARREC**.

MC 6.2 Méthodologie de l'allocation de capacité

MC 6.2.1 Il y a deux (2) types d'allocation de capacité, l'allocation par réglementation et l'allocation basée sur le marché. L'allocation par réglementation est effectuée par l'**ARREC** pour les **Contrats avec droits acquis**, et l'allocation basée sur le marché est effectuée par l'**OSM** pour tout autre contrat

MC 6.2.2 Les **Contrats avec droits acquis** et les critères d'allocation de capacités pour lesdits contrats sont définis et **Publiés** par l'**ARREC**.

MC 6.2.3 L'allocation de capacité aux **Contrats avec droits acquis** définie par l'**ARREC** constitue la **Capacité déjà allouée (AAC)** telle que prévue dans le **Code d'exploitation**.

MC 6.2.4 La capacité restante à attribuer via l'allocation basée sur le marché est l'**ATC**. L'**OSM** doit élaborer une **Procédure opérationnelle** intitulée « procédure d'attribution de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** » pour l'allocation de la capacité dans les différentes périodes de temps et en utilisant les différents **Mécanismes d'allocation (Premier venu-premier servi et Enchères explicites)**.

- MC 6.2.5 L'allocation de capacité basée sur le marché est effectuée par le mécanisme du **Premier venu-premier servi** (MC 6.4) et en cas de congestion est basculée de façon permanente vers le mécanisme d'**Enchères explicites** (MC 6.6).
- MC 6.2.6 En absence de congestion sur les **Interconnexions transfrontalières**, l'allocation sera basée sur le mécanisme du **Premier venu-premier servi** (MC 6.4). L'absence de congestion signifie que, en plus de l'**AAC**, tous les nouveaux **Contrats bilatéraux** à long terme et à moyen terme peuvent être entièrement attribués à l'**Interconnexion transfrontalière**.
- MC 6.2.7 L'allocation de capacité à un **Contrat Bilatéral** par tout Mécanisme d'allocation se traduira par des **Droits de transport physique (PTR)** attribués aux **Participants au marché** impliqués dans le **Contrat Bilatéral**. Ces **Participants au marché** sont donc appelés les détenteurs de **PTR** avec une réservation de capacité pour la période spécifique d'allocation.
- MC 6.2.8 L'**ARREC** peut fixer une redevance pour l'obtention des **PTR** par le **Mécanisme d'allocation par Enchères explicites**. La redevance est fixée en fonction du nombre total de **PTR** obtenus par chaque **Participant au marché** lors de chaque processus d'allocation de capacité. Cette redevance est versée dans un fonds de développement des infrastructures du **MRE** dont les modalités de création et de fonctionnement seront définies par l'**ARREC**.
- MC 6.2.9 La réservation de capacité aux détenteurs de **PTR** est effective pour la durée de l'allocation de capacité respective et est soumise aux dispositions de nomination (MC 7) et aux mesures anti-accumulation (MC 22).
- MC 6.2.10 Les **Droits de transport physique (PTR)** obtenus peuvent être transférés à d'autres **Participants au marché** sous réserve du respect des dispositions du présent **Code du marché**.
- MC 6.2.11 Sauf en cas de **Situation d'urgence** ou de **Force majeure**, l'**OSM** et les **Opérateurs de système** concernés s'engagent à garantir que les **PTR** soient utilisables en termes d'exploitation pour le **Participant au marché** ou le détenteur de **PTR**, lors de la réservation de capacité dans le cadre d'une enchère ou lors du transfert de **PTR**.

MC 6.3 Allocation de la Capacité disponible de transfert (ATC)

- MC 6.3.1 Du fait de périodes à échéances multiples pour l'allocation de la **Capacité disponible de transfert (ATC)**, il est nécessaire de disposer de critères efficaces et transparents pour répartir la **Capacité disponible de transfert (ATC)** entre les différentes échéances par le biais de **Ratios de répartition** définis dans la procédure d'attribution de la **Capacité disponible de transfert (ATC)**. La procédure d'allocation de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** est proposée par l'**OSM** et approuvée par l'**ARREC**.
- MC 6.3.2 Les **Ratios de répartition** doivent tenir compte du fait qu'il n'est pas approprié d'allouer la totalité de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** calculée sur les échéances à long terme (échéances pluriannuelles et annuelles), étant donné qu'à mesure qu'on s'éloigne de l'exploitation

en temps réel, les incertitudes liées à la capacité de transport augmentent en raison des circonstances imprévues.

MC 6.3.3 Les **Ratios de répartition** doivent répondre aux besoins de couverture des **Participants au marché**, être cohérent avec la méthodologie de calcul de la capacité et ne pas entraîner de restrictions de la concurrence, en particulier pour l'accès aux droits de transport à long terme.

MC 6.3.4 Initialement, le **Ratio de répartition** est une répartition égale de capacité entre les échéances à long terme (pluriannuelle et annuelle) et les échéances à moyen terme (mensuelle). Les **Ratios de répartition** peuvent être ajustés par l'**OSM** et approuvés par l'**ARREC** pour refléter les développements et les besoins du **MRE**.

MC 6.4 Mécanisme d'allocation du premier venu-premier servi

MC 6.4.1 L'allocation de la capacité dans les périodes définies (MC 6.1) doit être effectuée pour chaque **Interconnexion transfrontalière** sur la base des **Informations** déclarées par les **Participants au marché** concernant l'utilisation des **Interconnexions transfrontalières** en fonction des quantités établies dans leurs **Contrats bilatéraux**. Le calcul de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** conformément à la méthodologie définie dans le **Code d'exploitation** doit être aligné sur les périodes d'allocation des capacités dans le **Marché OTC**.

MC 6.4.2 L'allocation de la capacité doit être effectuée sur une base horaire pour chaque période définie au MC 6.1. L'**OSM** doit définir s'il faut appliquer un **ATC** uniforme pour chaque heure de la période ou s'il faut considérer un profil spécifique.

MC 6.4.3 Pour chaque **Interconnexion transfrontalière** et chaque période définie dans le MC 6.1, le mécanisme du **Premier venu-Premier servi** suit les étapes suivantes :

- a) L'**OSM** calcule la **Capacité nette de transfert (NTC)**, conformément au **Code d'exploitation**, pour la période de temps de l'allocation sur la base des **Informations** fournies par les **Opérateurs du système** ;
- b) L'**OSM** calcule la **Capacité déjà allouée (AAC)** conformément à l'allocation par réglementation établie par l'**ARREC** ;
- c) L'**OSM**, en coordination avec les Opérateurs système, calcule la **Capacité disponible de transfert (ATC)** à allouer aux **Contrats bilatéraux** selon la période d'allocation ;
- d) L'**OSM Publie** la **Capacité disponible de transfert (ATC)** à allouer aux **contrats bilatéraux** pour les périodes d'allocation considérées ;
- e) L'**OSM** alloue la **Capacité disponible de transfert (ATC)** aux **Contrats bilatéraux** pour les périodes d'allocation considérées en fonction de la validité du contrat ;
- f) La capacité finale attribuée à chaque **Interconnexion transfrontalière** représente les valeurs horaires dans une direction donnée de flux établie dans le **Code d'exploitation**.

MC 6.4.4 La **Capacité disponible de transfert (ATC)** totale peut être attribuée au **Marché OTC**. L'**ARREC** peut décider de réserver une certaine partie de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** pour le **DAM** via le **Ratio de répartition**.

MC 6.4.5 La capacité allouée à chaque **contrat bilatéral** établit le **Droit de transport physique (PTR)** que les **Participants au marché** doivent **nominer** pour utiliser l'**interconnexion transfrontalière** dans la direction déterminée jusqu'au prochain processus d'allocation.

MC 6.4.6 Les détenteurs de **PTR**, conformément au mécanisme du **Premier venu-premier servi** ne paient aucun frais pour l'obtention desdits **PTR**.

MC 6.5 Détermination de la congestion

MC 6.5.1 La congestion pour l'allocation de la capacité dans le **Marché OTC** signifie que la réservation demandée de capacité d'**Interconnexion transfrontalière** dépasse la capacité offerte dans la période d'allocation considérée (pluriannuelle, annuelle ou mensuelle). La **Congestion** peut se produire lors de la demande d'enregistrement d'un nouveau **Contrat bilatéral** sur le **Marché OTC**.

MC 6.5.2 En cas de congestion, les capacités demandées pour les **Contrats bilatéraux** ne peuvent pas être entièrement allouées.

MC 6.5.3 L'**ARREC** détermine, après consultation de l'**OSM**, les conditions dans lesquelles le mécanisme d'**Enchères explicites** (MC 6.6) peut être adoptée pour allouer des capacités sur le **Marché OTC**. Cette adoption doit considérer le niveau de **Congestion** du réseau si la **Congestion** attendue est supérieure à un seuil fixé par l'**ARREC**.

MC 6.5.4 L'**ARREC** peut adopter le mécanisme d'**Enchères explicites** à la suite d'une étude d'impact qui tiendra compte de ce qui suit :

- a) Le niveau de **Congestion** du réseau ;
- b) Les avantages et les risques liés à la vente aux enchères ;
- c) La maturité du marché ;
- d) Le décaissement des recettes et les obligations potentielles pour l'**OSM** ;
- e) L'impact sur le **Marché OTC** et le **DAM** ;
- f) Les coûts et le temps de mise en œuvre ;
- g) L'opinion des parties prenantes du **MRE**.

MC 6.5.5 Une fois adoptée par une décision de l'**ARREC**, le mécanisme d'**Enchères explicites** devient le moyen exclusif pour conduire dans le **Marché OTC**, l'allocation de capacité basée sur le marché.

MC 6.6 Mécanisme d'enchères explicites

MC 6.6.1 *Objectif de la conduite des enchères explicites*

MC 6.6.1.1 L'objectif des **Enchères explicites** est d'assurer une allocation de la **Capacité disponible de transfert** (ATC) dans le **Marché OTC** de manière efficace, juste et transparente lorsque la réservation demandée de capacité d'Interconnexion transfrontalière dépasse la capacité disponible dans la période d'allocation considérée (pluriannuelle, annuelle ou mensuelle).

MC 6.6.2 *Responsabilités pour la conduite des enchères explicites*

MC 6.6.2.1 L'**OSM** est responsable de la conception et de la conduite des **Enchères explicites** pour l'allocation de capacité sur le **Marché OTC**, pour les périodes définies au MC 6.1.

MC 6.6.2.2 L'**ARREC** approuve la **procédure d'allocation par enchères explicites** sur la base de la recommandation de l'**OSM**. L'**OSM** adapte la procédure approuvée à chaque **Enchère explicite**.

MC 6.6.2.3 L'**OSM** développe, met en place et gère l'**outil d'enchère** qui est une plate-forme électronique pour conduire les **Enchères explicites**. L'**OSM** développe les lignes directrices d'utilisation de l'**Outil d'enchère** pour chaque période définie au MC 6.1.

MC 6.6.2.4 L'**OSM** conduit les **Enchères explicites** au moyen de l'**Outil d'enchère** et sert de point de contact et de source d'**Informations** concernant les enchères pour les **Participants au marché**.

MC 6.6.2.5 Le déroulement de l'enchère peut être interrompu temporairement par l'**OSM**, à tout moment et sans préavis, en cas de défaillance technique. Cette interruption temporaire n'affecte pas les droits et obligations issus des enchères ayant eu lieu, en vertu du **Code du Marché**, avant cette interruption.

MC 6.6.3 *Allocation par Enchères explicites*

MC 6.6.3.1 Les allocations périodiques conformément aux **Enchères explicites** concernent la réservation de capacité à long et moyen terme sur le **Marché OTC**.

MC 6.6.3.2 La **Procédure d'allocation par enchères explicites** (article MC 6.6.2.2) et les lignes directrices (article MC 6.6.2.3) sont **Publiées** sur le site internet de l'**OSM**.

MC 6.6.3.3 En accédant à l'**Outil d'enchère**, tout **Participant au marché** accepte pleinement les règles énoncées dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites** périodique et les lignes directrices **Publiées** sur le site internet de l'**OSM**, sans aucune réserve.

MC 6.6.3.4 Lorsque les lignes directrices ou la **Procédure d'allocation par enchères explicites** sont en contradiction avec le **Code du marché**, le **Code du marché** prévaut.

MC 6.6.4 *Violation de la procédure d'allocation par enchères explicites*

MC 6.6.4.1 À tout moment, Avant, pendant et après la conduite d'une **Enchère explicite**, tout **Participant au marché** doit s'abstenir de toute action ou comportement susceptible de porter atteinte ou de menacer la concurrence dans la procédure d'enchère, telle que la manipulation du marché ou toute autre activité qui perturber ou qui menace de perturber la procédure d'enchère, sa transparence, son rapport coût-efficacité ou son équité.

MC 6.6.4.2 En cas d'actions ou de comportements décrits au MC 6.6.4.1, l'**OSM** doit immédiatement rapporter l'incident à l'**ARREC**.

MC 6.6.4.3 Dès réception du rapport décrit à l'article MC 6.6.4.2, l'**ARREC** analyse les actions du **Participant au marché**. Le **Participant au marché** en violation peut être exclu des enchères à venir tel que déterminé par l'**ARREC**, et pénalisé conformément aux mesures anti-accumulation. (MC 22).

MC 6.6.5 *Frais applicables aux Enchères explicites*

MC 6.6.5.1 Une offre d'achat réussie dans une **Enchère explicite** crée une obligation contractuelle entre le **Participant au marché** et l'**OSM**. Le **Participant au marché** ayant obtenu des **PTR** suite aux enchères explicites paye à l'**OSM** le **Prix d'équilibre de l'enchère**.

MC 6.6.5.2 Lorsqu'un **Participant au marché** remplit les conditions de paiement conformément à la **procédure d'allocation par enchères explicites**, ses **PTR** lui sont garantis par l'**OSM** sauf en cas de **Réduction** des **PTR** (MC 7.2). Le paiement réalisé ne couvre que les **PTR** et ce droit n'inclut aucune allocation de coût d'utilisation du **Réseau de transport**. Le tarif pour l'utilisation du **Réseau de transport** est conforme aux dispositions du **Code du Marché** (MC 24).

MC 6.6.6 *Processus général d'Enchères explicites*

MC 6.6.6.1 Des **Enchères explicites** distinctes sont organisées pour la réservation de capacité pour chacun des deux directions de l'**Interconnexion transfrontalière** :

- a) L'enchère pour la réservation de capacité du pays A vers le pays B porte sur le sens du flux du pays A vers le pays B ;
- b) L'enchère pour la réservation de capacité du pays B vers le pays A porte sur le sens inverse des flux à savoir du pays B vers le pays A.

MC 6.6.6.2 Les dates limites pour les **Enchères explicites** sont **Publiées** par l'**OSM** avec anticipation appropriée et conformément à la **Procédure d'allocation par enchères explicites** et les lignes directrices de l'**Outil d'enchère**.

MC 6.6.6.3 Les **Enchères** pour l'allocation dans les directions respectives doivent être soumises par le biais de l'**Outil d'enchère** conformément aux lignes directrices de l'**Outil d'enchère**. Seules les **Enchères** délivrées dans le format accepté et dans les délais seront prises en compte par l'**Outil d'enchère**. Les **Participants au marché** doivent soumettre leurs **enchères** sur l'**Outil d'enchère** sur le site internet de l'**OSM**.

MC 6.6.6.4 Chaque **Participant au marché** doit soumettre ses **Enchères** dans les délais fixés dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites**. Les **Enchères** remises à l'**OSM** sont contraignantes pour l'**Enchère explicite** concernée et ne peuvent être ni retirées ni modifiées après la date limite.

MC 6.6.6.5 Chaque **Enchère** réalisée doit contenir les spécifications claires et lisibles suivantes :

- a) La spécification de la direction du flux concerné ;
- b) La valeur de l'**Enchère** doit être exprimée en USD/MW pour chaque heure, avec deux (2) décimales ; le prix de l'**Enchère** doit être supérieur à zéro et identique dans chaque heure ;
- c) La valeur de la capacité dont la réservation est demandée, en MW, sans décimales ;
- d) La valeur minimum d'une **Enchère** unique est de 1 MW ou un multiple de celui-ci, et le montant maximum d'une **Enchère** unique est la valeur minimum de :
 - i. La valeur 100 % de la **Capacité disponible de transfert** (ATC) calculée par l'**OSM** ;
 - ii. La valeur maximum de son **Contrat bilatéral** ;
- e) Le **Participant au marché** ne doit pas demander plus que la **Capacité disponible de transfert** (ATC) publiée par enchère ;
- f) La capacité horaire demandée.

MC 6.6.6.6 Les **Enchères** qui ne remplissent pas les conditions à l'article MC 6.6.6.5 sont réputées non conformes et ne seront pas prises en compte.

MC 6.6.6.7 Le prix proposé pour chaque **Enchère** représente le prix le plus élevé que le **Participant au marché** est prêt à payer.

MC 6.6.6.8 Des **Enchères** multiples peuvent être soumises par un **Participant au marché** pour chaque **Enchère explicite**. Ces **Enchères** soumises sont valables indépendamment les unes des autres. Le nombre maximum d'**Enchères** et les conditions de soumission des **Enchères** multiples sont considérés dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites** qui sera élaborée par l'**OSM** et approuvée par l'**ARREC**.

MC 6.6.6.9 Lorsque l'**Enchère explicite** ne peut pas être effectuée en raison d'une défaillance de l'**outil d'enchère**, l'**OSM** reprogramme l'enchère et **Publie** les dates limites reprogrammées.

MC 6.6.6.10 Au besoin, l'**ARREC** peut décider d'appliquer une limite maximale aux prix des enchères explicites.

MC 6.6.7 **Prix d'équilibre de l'Enchère explicite**

MC 6.6.7.1 Les résultats de chaque **Enchère explicite** sont déterminés pour les **Interconnexions transfrontalières** concernées, pour chaque heure, comme suit :

- a) Les **Enchères** acceptables en termes de capacité sont classées par ordre décroissant des prix des offres, et les **Enchères** sont additionnées dans l'ordre défini par ce classement.
- b) Lorsque le résultat de l'addition ci-dessus est égal ou inférieur à la **Capacité disponible de transfert (ATC)** de l'**Interconnexion transfrontalière** proposée pour l'enchère explicite à une interconnexion donnée, le **Prix d'équilibre de l'enchère** sera égal à zéro. Ce résultat équivaut au mécanisme d'allocation du **Premier venu-premier servi**.
- c) Lorsque le total des **Enchères** dépasse la **Capacité disponible de transfert (ATC)**, l'**Enchère** (ou les **Enchères**) présentant le prix le plus élevé et dont la capacité cumulée n'excède pas la **Capacité disponible de transfert (ATC)** est (sont) acceptée(s). La capacité restante de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** est ensuite allouée à l'**Enchère** suivante la plus élevée, ou aux **enchères** suivantes de même prix, pour autant que leur capacité permette de compléter l'**ATC** sans la dépasser.

MC 6.6.7.2 Lorsque deux ou plusieurs enchères sont soumises avec des prix identiques et que la **Capacité disponible de transfert (ATC)** restante est insuffisante pour satisfaire pleinement lesdites enchères, l'**ATC** restante est répartie proportionnellement aux **enchères** à prix identiques, en unités d'au moins un MW, conformément aux principes établis dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites**.

MC 6.6.7.3 L'**OSM** a le droit de considérer le moment de la remise des offres comme prioritaire pour l'attribution des **PTR**, dans le cas où le principe proportionnel mentionné à l'article MC 6.6.7.2 est inapplicable.

MC 6.6.7.4 Le **Prix d'équilibre de l'enchère** est le prix du dernier MW attribué en raison d'une capacité insuffisante mise aux enchères, soit le prix marginal sur l'**Interconnexion transfrontalière** congestionnée. Le **Prix d'équilibre de l'enchère** doit être payé par tous les **Participants au marché** s'étant vu attribuer une capacité dans le cadre de l'**enchère explicite** sur l'**Interconnexion transfrontalière**.

MC 6.6.8 **Notification des résultats de l'enchère**

MC 6.6.8.1 L'**OSM** fournit à chaque **Participant au marché** ayant participé aux **Enchères explicites** les données suivantes sur l'**Outil d'enchère**, à la date limite de **Publication** des résultats de l'**Enchère explicite** :

- a) Spécification de l'enchère concernée ;
- b) Période de réservation ;
- c) les **Droits de transport physique (PTR)** pour le **Participant au marché** en MW pour chaque heure ;
- d) **Prix d'équilibre de l'enchère** tel que déterminé pour chaque MW pour chaque heure de la période d'**Enchère explicite**.

MC 6.6.8.2 L'**OSM Publie** les résultats de l'**Enchère explicite** périodique sur son site internet de l'**OSM** à la date limite établie dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites**. Les résultats comprennent les éléments suivants :

- a) Montant total des **PTR** attribués, en MW par heure ;
- b) **Prix d'équilibre de l'enchère** ;
- c) Nombre de soumissionnaires ;
- d) Capacité totale demandée ;
- e) Les noms des soumissionnaires gagnants et la quantité de **PTR** attribués à chacun d'eux ;
- f) Capacité totale allouée ;
- g) Capacité non attribuée, le cas échéant.

MC 6.6.9 **Facturation, paiement et perte des PTR**

MC 6.6.9.1 L'**OSM** est responsable de la facturation, du recouvrement et de la comptabilisation des revenus issus de l'allocation des **Droits de transport physique (PTR)**.

MC 6.6.9.2 L'utilisation des revenus issues de l'allocation des **PTR** est fixée par décision de l'**ARREC**.

MC 6.6.9.3 Le paiement des **Enchères explicites** sera réglé à l'avance et avant d'utiliser les **PTR**. Le détenteur de **PTR** paye la valeur des **PTR**, après réception de la facture correspondante émise par l'**OSM**. Les paiements du **Prix d'équilibre de l'enchère** par MW pour chaque heure peuvent être effectués par tranches mensuelles en fonction de l'étendue de la période de la vente aux **Enchères explicites**.

MC 6.6.9.4 L'**OSM** émet une facture mensuelle payable avant le mois où les **PTR** seront utilisés. La facture couvre les capacités mensuelles allouées au **Participant au marché** en considérant les allocations horaires au cours du mois concerné, représentant le montant des **PTR** alloués.

MC 6.6.9.5 La date limite d'émission des factures (date d'exécution) est au plus tard le vingtième (20^e) **Jour** du mois précédant le mois d'utilisation du **PTR**.

MC 6.6.9.6 Le **Participant au marché** doit payer le montant de la facture sur le compte spécifié de l'**OSM** et envoyer la confirmation de paiement par e-mail à l'**OSM** au plus tard à la date d'échéance de la facture.

MC 6.6.9.7 Tous les frais bancaires liés au paiement sont à la charge du **Participant au marché**. La date de paiement est la date à laquelle le montant donné est crédité sur le compte spécifié de l'**OSM**. Les factures doivent être intégralement payées au plus tard à l'échéance indiquée sur la facture et sans déduction et/ou compensation.

MC 6.6.9.8 Lorsque l'échéance de paiement tombe un jour férié, le paiement doit être reçu au plus tard le jour ouvrable précédent. Toutefois, lorsque cette échéance survient un dimanche ou un jour

férié immédiatement après un dimanche, le paiement est exigé au plus tard le jour ouvrable suivant.

MC 6.6.9.9 En cas de retard de paiement, l'**OSM** est en droit d'appliquer des intérêts moratoires sur le montant dû, calculés pour chaque **jour** de retard. Le taux applicable est fixé par l'**ARREC**.

MC 6.6.9.10 En cas de non-paiement à la date d'échéance indiquée sur la facture et lorsque le montant facturé excède la valeur de la **Garantie financière** fournie, l'**OSM** se réserve le droit de se dégager de ses obligations résultant de la **Procédure d'allocation par enchères explicites**. En conséquence, le **Participant au marché** perd les **PTR** obtenus lors de l'enchère concernée et sera redevable conformément aux dispositions générales de la **Procédure d'allocation par enchères explicites**.

MC 6.6.9.11 En cas de non-paiement à la date d'échéance indiquée sur la facture et lorsque le montant facturé est inférieur à la valeur de la **Garantie financière**, l'**OSM** est en droit d'exécuter la **Garantie financière** fournie à concurrence de la valeur facturée. Le **Participant au marché** ne perd pas les **PTR** obtenus lors d'une **Enchère** mais doit soumettre une nouvelle **Garantie financière**.

MC 6.7 Procédure de repli pour les enchères explicites

MC 6.7.1 Dispositions générales

MC 6.7.1.1 L'**OSM** doit, dans la mesure du possible, élaborer et mettre en œuvre une **Procédure opérationnelle** appelée "**Procédure de repli de l'OTC**" dans les cas suivants de défaillance du processus normal :

- a) S'il n'est pas possible de maintenir une **Enchère explicite** dans les cas suivants :
 - i. il n'est techniquement pas possible d'utiliser l'échange de Données standard avec l'**OSM** ;
 - ii. l'**OSM** rencontre des obstacles techniques au cours du processus d'**Enchères explicites** ;
- b) En cas de résultats erronés dus à un calcul incorrect du **Prix d'équilibre de l'enchère** ;
- c) En cas d'allocation incorrecte de **PTR** aux **Participants au marché**.

MC 6.7.1.2 Dans la **Procédure de repli de l'OTC**, l'**OSM** peut envisager d'utiliser une ou toutes les mesures de repli suivantes :

- a) Introduction des mesures de repli pour l'échange de données conformément au MC 6.7.2 ;
- b) Report du début de l'**Enchère explicite**, à une date ultérieure, telle que définie par l'**OSM** ;
- c) Introduction d'une **Enchère de repli** conformément au MC 6.7.4 ;

- d) Toute autre mesure de repli que l'**OSM** juge appropriée pour surmonter les obstacles techniques.

MC 6.7.1.3 Le cas échéant, l'**OSM**, dans les meilleurs délais, informe les **Participants au marché** par courrier électronique et sur son site internet, du recours à la **Procédure de repli de l'OTC**

MC 6.7.1.4 Les **Participants au marché** informent immédiatement par écrit, l'**OSM** de tout problème observé lors de l'utilisation de l'**Outil d'enchère** et de toutes conséquences potentielles via les canaux de contact disponibles indiqués sur le site internet de l'**OSM**.

MC 6.7.2 **Mesures de repli de l'OTC en matière d'échange de données**

MC 6.7.2.1 En cas de défaillance du processus standard d'échange de données avec l'**OSM**, la **Procédure de repli de l'OTC** applicable à l'échange de données se présente comme suit :

- a) Conformément à la **Procédure d'allocation par enchères explicites**, le **Participant au marché** demande par téléphone et par courrier électronique à l'**OSM** de saisir les données pertinentes dans l'**outil d'enchère** ;
- b) le **Participant au marché** transmet sa demande à l'**OSM**, au format spécifié dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites**, les données pertinentes à saisir dans l'**Outil d'enchère** ;
- c) L'**OSM** saisit les données soumises par le **Participant au marché** et en son nom dans l'**Outil d'enchères** ;
- d) L'**OSM** doit définir, dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites**, un mécanisme d'identification du **Participant au marché** lors de l'application de la **Procédure de repli de l'OTC**. Si le **Participant au marché** ne s'identifie pas clairement, l'**OSM** ne doit pas effectuer la saisie des données ;
- e) Le **Participant au Marché** doit fournir à l'**OSM** un numéro de téléphone à utiliser en cas de communication nécessaire ;
- f) Une fois que l'**OSM** a saisi les données fournies dans l'**Outil d'enchère** au nom du **Participant au marché**, l'**OSM** informe, sans délai, le **Participant au marché** par téléphone et par e-mail de l'exécution de la saisie ;
- g) L'**OSM** ne pourra en aucun cas être tenu responsable s'il ne parvenait pas à joindre le **Participant au marché** par le biais des moyens de communication ci-dessus.

MC 6.7.2.2 En cas d'application de la **Procédure de repli de l'OTC** dans le cadre d'échange de données, les **Informations** non confidentielles nécessaires mises à disposition par le biais de l'**Outil d'enchère** au cours des processus standards peuvent être communiquées aux **Participants au marché** par e-mail, par l'**OSM** ou, le cas échéant, **Publiées** sur le site internet de l'**OSM**.

MC 6.7.3 **Mesures de repli pour les Enchères explicites**

MC 6.7.3.1 Le report de l'**Enchère explicite** est la mesure de repli par défaut pour les **Enchères explicites** avant l'ouverture de la période d'enchères. L'**OSM** peut reporter une **Enchère explicite** en informant les **participants au marché** de l'heure révisée de la nouvelle **Enchère explicite**.

MC 6.7.3.2 Après l'ouverture de la période des enchères, l'**OSM** doit :

- a) Lorsque cela est raisonnablement possible, reporter la fin de la période des enchères en informant les **Participants au marché** des délais révisés ;
- b) Annuler l'**Enchère explicite** initiale conformément au MC 6.7.5, et organiser une nouvelle enchère explicite ;
- c) Appliquer l'**Enchère de repli** comme spécifié au MC 6.7.4.

MC 6.7.3.3 L'**OSM** doit informer tous les **Participants au marché** du report, dans les meilleurs délais, par notification par courrier électronique et **Publication** sur l'**Outil d'enchère** et sur la page internet de l'**OSM**.

MC 6.7.4 **Enchère de repli**

MC 6.7.4.1 Lorsque l'**OSM**, après avoir **Publié** la spécification d'**Enchère explicite**, n'est pas en mesure d'organiser des processus d'enchères pour les raisons énumérées à l'article MC 6.7.1.1, l'**OSM** doit envoyer la notification à tous les **Participants au marché** concernant l'application de l'**Enchère de repli**, dès que possible, à la date et à l'heure définies par l'**OSM**.

MC 6.7.5 **Annulation de l'Enchère explicite**

MC 6.7.5.1 Lorsque l'**OSM** annule une **Enchère explicite**, toutes les **Enchères** déjà soumises et tous les résultats de l'**Enchère explicite** seront réputés nuls et non avenus.

MC 6.7.5.2 L'**OSM** informe tous les **Participants au marché** de l'annulation de l'enchère, dans les meilleurs délais, par notification par courrier électronique et **Publication** sur l'**Outil d'enchère** et sur la page internet de l'**OSM**.

MC 6.7.5.3 Une annulation de l'**Enchère explicite** peut survenir dans les cas suivants :

- a) Avant la **Publication** des résultats provisoires de l'enchère, si l'**OSM** rencontre des obstacles techniques au cours du processus d'enchère, comme par exemple un échec des processus standards et des mesures de replis ;
- b) Après la **Publication** des résultats provisoires de l'enchère, en cas de résultats erronés en raison d'un calcul incorrect du **Prix d'équilibre de l'enchère**, ou d'une attribution incorrecte de **PTR** aux **Participants au marché** et de l'échec des mesures de replis.

MC 6.7.5.4 Aucune indemnisation n'est due aux **Participants au marché** en cas d'annulation de l'enchère avant la **Publication** des résultats définitifs de l'enchère.

MC 6.7.5.5 L'**OSM** doit **Publier**, sur son site internet et dans les meilleurs délais, les raisons de l'annulation de l'**enchère explicite**.

MC 6.8 Fourniture de garanties financières pour les enchères explicites

MC 6.8.1 Comme condition préalable à la participation aux **Enchères explicites**, le **Participant au marché** s'engage à fournir la **Garantie financière** requise.

MC 6.8.2 Chaque **Garantie financière** soumise à l'**OSM** est assujettie au droit national du pays du siège de l'**OSM**, et doit être émise par un établissement de crédit solvable, opérant légalement dans un **État membre**. Cet établissement de crédit ne doit pas lui-même être un **Participant au marché** ou ne doit pas être lié au **Participant au marché** en termes de propriété ou au sens du droit des sociétés.

MC 6.8.3 Le modèle de **Garantie financière** sera élaboré par l'**OSM** et approuvé par l'**ARREC**.

MC 6.8.4 Le **Participant au marché** est tenu de veiller à ce que la valeur d'acceptation des **Garanties financières** enregistrées par l'établissement de crédit réponde en permanence aux critères effectifs de la **Procédure d'allocation par enchères explicites**.

MC 6.8.5 Les **Participants au marché** doivent soumettre une garantie bancaire concernant la participation à l'**Enchère explicite** à l'**OSM**, au moins deux (2) jours ouvrables avant l'enchère explicite. L'**OSM** peut fixer un taux minimum.

MC 6.8.6 Avant la **Publication** du résultat de l'enchère, le **Participant au marché** ayant obtenu les **PTR** de l'**Enchère explicite** doit ajuster le montant de la garantie bancaire fournie suivant l'article MC 6.8.5, dans les cinq (5) jours ouvrables suivant l'allocation des **PTR** au **Participant au marché**, afin de couvrir au moins (i) un mois pour l'allocation des **PTR** mensuels et (ii) deux (2) mois pour les allocations de **PTR** annuels et pluriannuels. Si le **Participant au marché** n'augmente pas le montant de la **Garantie financière** dans les délais impartis, l'**OSM** aura le droit d'appeler la **Garantie financière** et le **Participant au marché** perd son **PTR** alloué.

MC 6.8.7 Dès réception de toutes les **Garanties financières** des **Participants au marché** ayant obtenu les **PTR** de l'**Enchère explicite**, l'**OSM Publie** le résultat final des enchères.

MC 6.8.8 Dans le cas où le paiement anticipé pour le **PTR** alloué n'est pas exécuté à la date d'échéance conformément à la facture, la **Garantie financière** sera appelée à hauteur du montant du paiement dû. De plus, le détenteur des **PTR** sera facturé par l'**OSM** pour tous les frais supplémentaires résultant de la demande de paiement effectuée dans le cadre de la **Garantie financière**.

MC 7. NOMINATION DES CAPACITES PAR LES DETENTEURS DES DROITS DE TRANSPORT PHYSIQUE (PTR)

MC 7.1 Nomination des capacités

MC 7.1.1 Les détenteurs de **PTR** doivent **nominer** les valeurs de capacité obtenues par le **Mécanisme d'allocation**.

MC 7.1.2 La **Nomination** est effectuée le jour précédent le jour de dispatching. Dans le cas où le détenteur d'un **PTR** ne nomine pas ou nomine partiellement son **PTR**, la capacité non nommée sera disponible pour le **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 7.1.3 La nomination des capacités doit être égale ou inférieure aux **PTR** obtenus par le biais du **Mécanisme d'allocation**.

MC 7.1.4 La **Nomination** des capacités sur le **Marché OTC** sera effectuée chaque jour à une heure déterminée par l'**OSM**. L'**OSM** coordonne la clôture des **Nominations** avec les **Opérateurs de système des États membres** afin de faciliter la programmation et le dispatching dans les **États membres** et sur le **Marché régional de l'électricité**. L'**OSM** développe une **Procédure opérationnelle**, intitulée "procédure de nomination des capacités", applicable au processus de nomination, avec indication des formats, variables, paramètres et autres **Informations** requises.

MC 7.1.5 La **Nomination** des capacités se fait en soumettant un programme fixe et contraignant à l'**OSM** pour chaque heure du jour suivant. Les **Nominations** doivent être reçues au plus tard à l'**Heure de fermeture du guichet (GCT)** établie par l'**OSM** en coordination avec les **Opérateurs de système** concernés.

MC 7.1.6 En cas de non-concordance entre les programmes nominés à l'**Heure de fermeture du guichet (GCT)**, les **Participants au marché** concernés envoient des corrections des **Nominations** déjà soumises à l'**OSM** et à leurs **Opérateurs de système** respectifs avant l'**Heure de fermeture finale du guichet (HFFG)**.

MC 7.1.7 En cas de non-concordance après l'**Heure de fermeture finale du guichet (HFFG)**, l'**OSM** modifiera les programmes issus des **Nominations** selon les règles suivantes :

- a) Lorsque les valeurs des **Nominations** sont différentes, la valeur la plus faible est prise en compte ;
- b) En absence de contrepartie pour une **Nomination** ou si les directions sont incorrectes, les valeurs nulles sont prises en compte ;
- c) Lorsque les valeurs des **Nominations** sont supérieures au **PTR** alloué, le **PTR** alloué est utilisé.

MC 7.1.8 Les modifications de programmes par les détenteurs de **PTR** après l'**Heure de fermeture finale du guichet (HFFG)** ne sont pas possibles. L'utilisation du **PTR** se base sur le principe « **Utilisé ou perdu** » (**UIOLI - Use It Or Lose It**). Cela signifie que les capacités non utilisées des **PTR** sont perdues et mis à la disposition du **marché du jour pour le lendemain**. Les détenteurs de **PTR** n'ayant pas nommé leur **Droit de transport physique (PTR)** n'ont droit à aucune rémunération.

MC 7.2 Réduction des PTR

MC 7.2.1 Dispositions générales

MC 7.2.1.1 La **Réduction** des **PTR** n'est utilisée qu'en cas de **Situation d'urgence** ou d'**événement de force majeure** lorsqu'un **opérateur de système** impliqué doit agir rapidement et qu'un redispatching n'est pas possible. L'**OSM** développe une **Procédure opérationnelle** nommée "Procédure de **Réduction** de **PTR**" à appliquer de manière non discriminatoire.

MC 7.2.1.2 Un **Opérateur de système** demandant la réduction des **PTR** fournit à l'**OSM** une description des raisons et des effets de ladite réduction des **PTR** sur son **Réseau** ainsi que des problèmes attendus sur son **Système électrique**. Ces **Informations** doivent être **Publiées** par l'**OSM** sur son site internet.

MC 7.2.1.3 La **Réduction** des **PTR** et/ou la réduction des **Nominations** soumises aura comme référence une période de temps qui sera un multiple d'une heure. La **Réduction des PTR** et/ou la réduction des **Nominations** soumises sont effectuées de manière non discriminatoire, ce qui signifie que les **PTR** annuels et mensuels doivent être **réduits** de la même manière que les **Droits de transport physique (PTR)** du **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 7.2.1.4 En cas de **Réduction** des **PTR**, les **Participants au marché** dont les **PTR** ont été réduits sont remboursés par l'**OSM** pour les **PTR** réduits proportionnellement au montant payé pour l'acquisition du **Droit de transport physique (PTR)**.

MC 7.2.2 Réduction des PTR avant l'Heure de fermeture finale du guichet (HFFG)

MC 7.2.2.1 Avant l'Heure de fermeture finale du guichet (HFFG), les **Droits de transport physique (PTR)** seront réduits par l'**OSM** sur demande formelle des **Opérateurs de système** concernés, conformément à la "Procédure de Réduction de PTR".

MC 7.2.2.2 Les capacités non-fermes sont d'abord réduites. Par la suite, les capacités fermes sont réduites au prorata en appliquant à chaque **PTR** le rapport entre la capacité disponible après l'événement déclencheur de **Réduction** et la somme de tous les **Droits de transport physique (PTR)** alloués.

MC 7.2.2.3 L'**OSM** notifie aux **Participants au marché** concernés les capacités non-fermes et fermes réduites. Les **Participants au marché** envoient les **Nominations** à l'**OSM** et aux **Opérateurs de système** concernés en prenant en considération la capacité réduite.

MC 7.2.3 Réduction des Nominations après l'Heure de fermeture finale du guichet (HFFG)

MC 7.2.3.1 Après l'**Heure de fermeture finale du guichet** (HFFG), la **Réduction** des **Nominations** est effectuée par les **Opérateurs de système** concernés en coordination avec l'**OSM**.

MC 7.2.3.2 Les capacités non-fermes sont d'abord réduites. Ensuite, si nécessaire, les capacités fermes sont réduites au prorata en appliquant le rapport entre la quantité de capacité disponible après l'évènement déclencheur de la **Réduction** et la somme de tous les **Droits de transport physique (PTR)**, comme suit :

- a) A chaque **PTR** alloué, si la **Réduction** intervient avant la **Publication** de la compensation du **Marché du jour pour le lendemain**. Les **Nominations** soumises sont ajustées en conséquence ;
- b) Aux **PTR** nominés et aux **Allocations implicites** du **marché du jour pour le lendemain**, si la réduction des **PTR** intervient après la **Publication** de la compensation du **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 7.3 Transfert des PTR

MC 7.3.1 Les **Droits de transport physique (PTR)** alloués par tout **Mécanisme d'allocation** basé sur le marché peuvent être transférés dans les conditions suivantes :

- a) Il n'est permis de transférer des **PTR** alloués qu'à d'autres **Participants au marché** enregistrés sur la **Plateforme de Marché OTC** ;
- b) La quantité de **PTR** transférable doit être d'un (1) MW ou d'un multiple entier d'un (1) MW ; la quantité transférable ne doit pas dépasser les **PTR** alloués ;
- c) Le transfert d'un **Droit de transport physique (PTR)** est fait au plus tard cinq (5) jours avant d'utiliser le **PTR** transféré par **Nomination** ;
- d) Lorsque les **Droits de transport physique (PTR)** ont été obtenus par le biais d'**Enchères explicites**, le détenteur des **PTR** doit avoir payé à l'**OSM** les **PTR** qu'il souhaite transférer sur la période avant le transfert.

MC 7.3.2 L'**OSM** élabore une **Procédure opérationnelle** intitulée "Procédure de transfert et de retour des **PTR**" contenant les conditions et les directives relatives au transfert des **PTR** obtenus par tout **Mécanisme d'allocation** basé sur le marché ainsi qu'un formulaire de transfert.

MC 7.3.3 Le transfert est effectué par voie électronique par les **Participants au marché** via la **Plateforme de Marché OTC**. Les **Participants au marché** soumettent le formulaire de transfert, pour chaque transfert de capacités allouées sur le **Marché OTC**, à l'**OSM**, à l'adresse électronique pré-indiquée.

MC 7.3.4 L'**OSM** ne peut être tenu responsable de l'interruption de la mise à disposition de la **Plateforme de Marché OTC**.

MC 7.3.5 Toutes les instructions détaillées concernant les critères d'accès à la **Plateforme de Marché OTC** et la gestion du processus de transfert doivent être incluses dans la "Procédure de transfert et de retour des **PTR**".

MC 7.3.6 En accédant à la **Plateforme de Marché OTC**, le **Participant au marché** accepte les règles énoncées dans la **Procédure d'allocation par enchères explicites** et la "Procédure de transfert et de retour des **PTR** ", sans aucune réserve.

MC 7.3.7 Le transfert devient effectif après confirmation à la fois de l'ancien et du nouveau détenteur des **PTR** transférés. Après confirmation du transfert, seul le nouveau détenteur des **PTR** sera autorisé à utiliser les **PTR** transférés. Si le transfert n'est pas conforme à la **procédure d'allocation par enchères explicites** et à la "Procédure de transfert et de retour des **PTR**" ou si le **Participant au marché** annonce le transfert de plus de **PTR** qu'il n'en a obtenus lors d'une enchère, l'intégralité du transfert ne sera pas valide. Les éventuels **Différends** résultant de désaccords entre l'ancien et le nouveau détenteur des **PTR** n'affectent pas la validité du transfert après sa prise d'effet.

MC 7.3.8 Après le transfert, toutes les obligations résultant de la détention des **PTR** sont transférés au nouveau détenteur des **PTR**.

MC 7.3.9 Le nouveau détenteur des **PTR** transférés est assujetti au principe « **Utilisé ou perdu** » (**UIOLI**).

MC 7.4 Retour du PTR

MC 7.4.1 Un détenteur de **Droit de transport physique (PTR)** alloué par un Mécanisme d'allocation basé sur le marché, peut retourner son **PTR** à l'**OSM** sur la **Plateforme de gré à gré** pour une prochaine allocation de capacité.

MC 7.4.2 Un détenteur de **PTR** qui retourne son **PTR** est rémunéré par l'**OSM** par l'intermédiaire de la **Plateforme de gré à gré** après réallocation à des tiers durant la période de validité de son **PTR**. Cette rémunération est égale au prix résultant de l'enchère au cours de laquelle son **PTR** est réalloué.

MC 8. PROGRAMMATION DES TRANSACTIONS SUR LE MARCHÉ OTC

- MC 8.1.1 Les **Participants aux marchés** transmettent quotidiennement les **Informations** requises relatives à leurs **Nominations** (MC 7) pour le planning journalier prévisionnel sur le **Marché OTC**.
- MC 8.1.2 Afin de programmer les transactions sur le **Marché OTC**, les **Participants au marché** impliqués dans chaque **Contrat bilatéral** doivent au minimum fournir les informations suivantes :
- a) Les **Parties au Contrat bilatéral** ;
 - b) Les **PTR** obtenus par tout **Mécanisme d'allocation**, leur validité et leur durée ;
 - c) Les **Nominations** horaires ;
 - d) Tout autre information requise par l'**OSM** pour achever son processus de programmation.
- MC 8.1.3 Les **Droits de transport physique (PTR)** à long et moyen terme, dénommés capacités fermes, ont la priorité sur les **Droits de transport physique (PTR)** à court terme dénommés capacités non ferme.
- MC 8.1.4 La programmation des transactions sur le **Marché OTC** est effectuée par l'**OSM**. Les résultats de programmation issus du **Marché OTC** et ceux du **DAM** sont communiqués aux **Opérateurs de système** concernés à l'heure prévu. Ceci afin de faciliter le processus du planning journalier prévisionnel et de dispatching de chaque pays par les **Opérateurs de système** concernés.
- MC 8.1.5 Les programmes doivent être dans un format prédéfini par l'**OSM** et doivent contenir la programmation horaire des **Participants au marché** et l'utilisation de chaque **Interconnexion transfrontalière** ainsi que la direction du flux.
- MC 8.1.6 L'**OSM** compare les valeurs correspondantes de l'échange d'énergie relative à un **Contrat Bilatéral** donné sans appliquer de mesures correctives. Un résultat de vérification concordant a les mêmes valeurs pour une direction donnée et pour tous les intervalles temporels de chaque heure.
- MC 8.1.7 En cas de résultat de vérification non-concordant, les **Participants au marché** concernés ont l'obligation de résoudre la non-concordance.
- MC 8.1.8 L'agrégation de toute l'énergie programmée sur les **Interconnexions transfrontalières** doit être égale à zéro.
- MC 8.1.9 Les programmes sont **Publiés** sur le site internet de l'**OSM** et envoyés aux **Opérateurs de système** concernés par des moyens de communication prédéfinis.

MC 8.1.10 Sur la base des programmes **Publiés** et transmis par l'**OSM**, les **Opérateurs de système** concernés doivent procéder au dispatching le **Jour de livraison** au sein de leurs **systèmes électriques** nationaux.

MC 9. AUTRES DISPOSITIONS SUR LE MARCHÉ OTC

MC 9.1 Renonciation au droit de compensation et limitation de responsabilité

MC 9.1.1 Le **Participant au marché** ne doit pas compenser et/ou retenir toute dette découlant d'une enchère pour toute réclamation à l'encontre de l'**OSM**, que ladite dette découle ou non d'une enchère.

MC 9.1.2 Les réclamations pour dommages découlant de ou liées à la procédure d'allocation de la **Capacité disponible de transfert (ATC)**, la **Procédure d'allocation par enchères explicites** et/ou à l'allocation de capacité aux contrats transfrontaliers, sont limitées aux dommages usuelles et prévisibles, sauf dans le cas où l'**OSM** a agi intentionnellement ou suite à une négligence grave. L'**OSM** ne sera en aucun cas responsable de toute perte de profit, perte d'activité ou tout autre dommage indirect, accessoire, spécial ou consécutif de quelque nature que ce soit. En tout état de cause, la responsabilité de l'**OSM** pour les dommages découlant de la procédure d'allocation de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** et de la **Procédure d'allocation par enchères explicites** ou liés à celles-ci est limitée pour chaque **Participant au marché** à un montant, exprimé en USD par an, à déterminer par l'**ARREC**.

MC 9.1.3 L'**OSM** s'engage à exécuter les dispositions prévues dans la Procédure d'allocation par enchères explicites conformément aux Bonnes pratiques de l'industrie,

MC 9.1.4 L'**OSM** n'est pas exclu de toute responsabilité lorsqu'il s'agit d'une violation causée soit intentionnellement, soit par négligence grave, soit par crime, soit par infraction.

MC 9.2 Réclamation relative à la procédure d'allocation de la Capacité disponible de transfert (ATC)

MC 9.2.1 Lorsque le **Participant au marché** conclut que la procédure d'allocation de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** a été enfreinte par un calcul incorrect, un résultat incorrect issu de la vérification des données ou une évaluation incorrecte, le **Participant au marché** est en droit d'engager une procédure de réclamation.

MC 9.2.2 La réclamation doit être adressée à l'**OSM**, par courrier électronique ou par courrier recommandé, dans les deux (2) jours ouvrables suivant la réception de la facture ou de tout autre document pertinent, et doit contenir :

- a) La date de soumission ;
- b) L'identification du **Participant au marché** ;
- c) Le nom, l'adresse électronique et le téléphone de la personne responsable à contacter ;
- d) L'objet de la réclamation ;

- e) Une description détaillée de la situation ;
- f) Les éléments de preuves fondés y compris les téléchargements à partir de journaux, les enregistrements de communication, etc.

MC 9.2.3 L'**OSM** confirme la réception de ladite réclamation par courrier électronique.

MC 9.2.4 Lorsque l'**OSM** et le **Participant au marché** ne parviennent pas à un accord dans les trente (30) **Jours** ouvrables à compter de la date de soumission de la réclamation, le **Participant au marché** peut engager une résolution de **Différends** avec l'**ARREC** conformément au MC 26.

MC 9.2.5 Les **Opérateurs de système** concernés et l'**OSM** sont tenus de fournir les **Informations** nécessaires à l'**ARREC** pour lui permettre de suivre sa procédure.

MC 9.2.6 La réclamation n'aura pas d'effet suspensif sur les résultats de l'enchère concernée.

TITRE III – MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN

MC 10. PRINCIPES DU MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN (DAM)

MC 10.1 Caractéristiques du Marché du jour pour le lendemain (DAM)

MC 10.1.1 Le **Marché du jour pour le lendemain** présente les principales caractéristiques suivantes :

- a) Il est organisé par l'**OSM** ;
- b) Il est volontaire pour les **Participants au marché** ;
- c) Il est un marché à court terme avec des échanges quotidiens ;
- d) Il est un marché dans les deux sens, c'est-à-dire sur lequel les **Acheteurs** et les **Vendeurs** effectuent leurs **Offres** ;
- e) L'électricité échangée sur le **Marché du jour pour le lendemain** est uniquement destinée à la livraison physique ;
- f) Le produit autorisé à être échangé sur le **Marché du jour pour le lendemain** est uniquement l'énergie.

MC 10.1.2 Les transactions sur le **Marché du jour pour le lendemain** seront effectuées par voie électronique et de manière anonyme. Les échanges doivent être effectués par le biais d'un **Système de négoce d'énergie (ETS)**.

MC 10.1.3 Lors du négoce sur le **Marché du jour pour le lendemain**, l'identité des **Participants au marché** doit être gardé confidentiel par l'**OSM**. Le négoce doit être effectué de manière anonyme, lors du placement et de l'enregistrement des **Offres de vente** et des **Offres d'achat** sur l'**ETS**.

MC 10.2 Capacité offerte sur le marché du jour au lendemain

MC 10.2.1 Les Droits de transport physique (PTR) offerts au **Marché du jour pour le lendemain** correspondent à la Capacité disponible de transfert (ATC) moins la capacité totale allouée dans le **Marché OTC**.

MC 10.2.2 La capacité offerte dans le **Marché du jour pour le lendemain** est considérée comme une capacité non ferme.

MC 10.2.3 Avant l'heure d'ouverture du guichet du **Marché du jour pour le lendemain**, l'**OSM** communique aux **Participants au marché** la capacité offerte sur le **Marché du jour pour le lendemain**. Cette capacité est égale à la somme de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** non allouée dans les différentes périodes du **Marché OTC**, plus les **Droits de transport physique** non nominés par les **Contrats bilatéraux** (MC 7).

MC 10.2.4 L'**ANNEXE E** fournit une illustration de l'échéancier indicatif du **Marché du jour pour le lendemain** basé sur les dispositions du **Code du Marché** pour le **DAM**.

MC 10.3 Dispositions générales

MC 10.3.1 *Introduction*

MC 10.3.1.1 Le **Marché du jour pour le lendemain** est conçu pour le négoce d'énergie (Achat et Vente) avec une obligation de livraison physique. Le **Participant au marché** soumet au jour J-1 des offres de vente et/ou des offres d'achat pour la livraison physique, à chaque **Unité de temps du marché** du jour J.

MC 10.3.1.2 L'**OSM** doit élaborer une **Procédure opérationnelle** appelée " Procédure du **DAM** ", qui définit les conditions de base de la participation, le calendrier du **Marché du jour pour le lendemain**, les **Unités de temps du marché**, le temps de référence pour l'opération et les transactions, les zones du **MRE** ouvertes aux échanges dans le **Marché du jour pour le lendemain** et les autres détails requis pour une participation effective et des échanges dans le **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 10.3.2 *Heures de Négoce*

MC 10.3.2.1 Le **Marché du jour pour le lendemain** fonctionne chaque **Jour** J-1 pour une livraison physique de l'énergie le lendemain (**Jour** J).

MC 10.3.2.2 Dans le **Marché du jour pour le lendemain** les ordres d'achat sont appelés **Offres d'achat** et les ordres de vente sont appelés **Offres de vente**.

MC 10.3.2.3 Les **Offres de vente** et les **Offres d'achat** pour une livraison le Jour J sont soumises par les **Participants au marché** sur l'**ETS** pour le **Marché du jour pour le lendemain (DAM)** à partir de l'**Heure d'ouverture du guichet** du **DAM** jusqu'à l'**Heure de fermeture du guichet** du **DAM**. L'**ETS** validera les **Offres de vente** et les **Offres d'achat** après l'**Heure de fermeture du guichet** du **DAM**.

MC 10.3.2.4 L'**OSM** peut prolonger l'**Heure de fermeture du guichet** du **DAM** selon le besoin pour maintenir de bonnes conditions de négoce. L'**Heure de fermeture du guichet** du **DAM** peut être prolongée pour des raisons liées à la disponibilité de l'**ETS**. Dans ce cas, l'**OSM** doit informer les **Participants au marché** des raisons de la prolongation et des actions associées requises de la part de l'**OSM** et des **Participants au marché**. Dans le cas d'une éventuelle prolongation de l'**Heure de fermeture du guichet** du **DAM**, l'**OSM** doit agir de manière neutre, et la conduite de l'**OSM** est soumise au contrôle et à la surveillance de l'**ARREC**

MC 10.3.2.5 La définition du calendrier exact intégrant l'**Heure d'ouverture du guichet**, l'**Heure de fermeture du guichet** et la durée du processus de validation doit être proposée par l'**OSM** en coordination avec les Opérateurs de système dans la « Procédure du **DAM** ».

MC 10.3.3 *Produits du marché du jour pour le lendemain*

MC 10.3.3.1 Le produit admis au négoce sur le **Marché du jour pour le lendemain** est l'énergie avec livraison physique (injection ou soutirage) au sein du **RTIE**.

MC 10.3.3.2 Initialement, l'Unité de temps du marché du **Marché du jour pour le lendemain** est égale à une (1) heure et le Jour de livraison comprend vingt-quatre (24) Unités de temps du marché.

MC 10.3.3.3 L'**Unité de temps du marché** peut être modifiée par l'**OSM** après modification de la "Procédure du **DAM**" et approbation par l'**ARREC**.

MC 10.3.3.4 Le temps de référence pour les opérations et les transactions dans le **MRE** est le fuseau horaire du Temps Universel Coordonné (UTC) + 1.

MC 10.3.4 **Limites de prix du marché du jour pour le lendemain**

MC 10.3.4.1 L'**ARREC** peut décider d'appliquer des limites sur les prix de compensation maximums et minimums pour le **Marché du jour pour le lendemain**. Ces limites deviennent la fourchette autorisée des prix de compensation du **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 10.3.4.2 Dans le cas où une fourchette autorisée pour les prix de compensation sur le **Marché du jour pour le lendemain** est appliquée, les dispositions suivantes sont adoptées :

- a) L'**ARREC** fixe un prix minimum d'**Offre (Offre de vente et Offre d'achat)** pour le **Marché du jour pour le lendemain** afin d'éviter toute pratique anti-concurrentielle. Initialement, le prix minimum d'**Offre** est fixé à 0,00 USD/MWh et peut être modifié, ajusté et mis à jour par l'**ARREC** ;
- b) L'**ARREC** fixe un prix maximum d'**Offre (Offre de vente et Offre d'achat)** pour le **Marché du jour pour le lendemain** afin de limiter et de minimiser l'utilisation du pouvoir de marché et des pratiques anti-concurrentielles (MC 21.7.1a)). Initialement, le prix d'**Offre** maximum est fixé à 50 % du coût l'**Energie attendue non distribuée** déterminée par l'**ARREC** pour le **Système électrique de l'EEEOA**. Cette valeur initiale peut être modifiée, ajustée et mise à jour par l'**ARREC**.

MC 10.3.5 **Prix du marché du jour pour le lendemain par zone**

MC 10.3.5.1 Il peut y avoir autant de prix de compensation du **Marché du jour pour le lendemain** que de zones dans le **MRE**.

MC 10.3.5.2 Les **Participants au marché** peuvent effectuer leurs **Offre de vente** et **offres** simultanément pour les différentes zones du **MRE**.

MC 10.3.5.3 L'**OSM** doit compenser et déterminer les prix du **Marché du jour pour le lendemain** pour chaque zone du **MRE**.

MC 11. PARTICIPANTS AU MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN

MC 11.1 Conditions de participation au Marché du jour pour le lendemain

MC 11.1.1 Pour participer au **Marché du jour pour le lendemain**, une **Entité** doit être autorisée et enregistrée en tant que **Participant au marché** par de l'**ARREC**.

MC 11.1.2 Les **Participants au marché** doivent signer l'« Accord de participation au **Marché du jour pour le lendemain** » pour pouvoir participer au **Marché du jour pour le lendemain** tel qu'établi à l'**ANNEXE C**.

MC 11.1.3 Dès réception de l'avis d'acceptation auprès de l'**ARREC** et la signature de l'« Accord de participation au **Marché du jour pour le lendemain** » avec l'**OSM**, le **Participant au marché** a le droit d'échanger sur le **Marché du jour pour le lendemain** conformément à la **RMRE**.

MC 11.1.4 Le **Participant au marché** enregistré sur le **Marché du jour pour le lendemain** a le droit d'accéder aux **Informations** mises à disposition par l'**ARREC** et l'**OSM** pour les **Participants au marché**.

MC 11.2 Responsabilités des participants au marché sur le Marché du jour pour le lendemain

MC 11.2.1 Chaque **Participant au marché** sur le **Marché du jour pour le lendemain** est responsable de la soumission et de la réception des données dans le processus d'échange avec l'**OSM**, et notamment :

- a) Les **Offres de vente** horaires des **Vendeurs**, lesquelles comprennent une paire de variables (quantité, prix de vente). La quantité de l'**Offre de vente** doit être un multiple entier d'un (1) MW, et le prix unitaire horaire est en USD/MWh avec un maximum de deux (2) décimales ;
- b) Les **Offres d'achat** horaires des **Acheteurs**, lesquelles comprennent une paire de variables (quantité, prix d'achat). La quantité de l'**Offre d'achat** doit être un multiple entier d'un (1) MW et le prix unitaire horaire, prêt à payer par l'**Acheteur** est en USD/MWh avec un maximum de deux (2) décimales ;
- c) Toute information commerciale et toute autre information pertinente pouvant être raisonnablement requise par l'**OSM** ;

MC 11.3 Participation au Marché du jour pour le lendemain

MC 11.3.1 Le **Participant au marché** peut désigner un ou plusieurs **Négociants certifiés** (MC 13.2) pour agir en son nom sur le **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 12. SYSTÈME DE NEGOCE D'ÉNERGIE (ETS)

MC 12.1 Fourniture de l'ETS

MC 12.1.1 Concernant l'accès des **Participants au marché** à l'**ETS**, l'**OSM** fournit des applications appropriées et fiables aux **Participants au marché** et développe les spécifications techniques des systèmes requis.

MC 12.1.2 L'**OSM** fournit à chaque **Participant au marché** enregistré sur le **Marché du jour pour le lendemain**, un code d'identification unique pour négocier sur l'**ETS**.

MC 12.1.3 L'**OSM** peut autoriser les **Participants au marché** à utiliser des logiciels tiers à condition qu'ils soient compatibles avec les spécifications techniques de l'**OSM** et qu'ils puissent être intégré à l'**ETS**.

MC 12.1.4 Concernant l'utilisation des services de connexion à l'**ETS** fournis par l'**OSM**, le **Participant au marché** a les obligations suivantes :

- a) Obtenir les équipements technologiques et autres équipements nécessaires à ses frais et assurer les équipements adéquats pour leur installation, sur la base des spécifications techniques fournies par l'**OSM** ;
- b) Fournir un expert en Technologie de l'Information (TI) responsable pour la communication avec l'**OSM** et le suivi des problèmes liés à la connexion du **Participant au marché** à l'**ETS** ;
- c) S'assurer qu'à l'heure précisée par l'**OSM**, l'expert TI désigné sera en ligne et disponible pour aider le **Participant au marché** ;
- d) Prendre les mesures appropriées pour prévenir ou détecter les activités interdites selon les spécifications techniques de l'**OSM** ;
- e) Maintenir en bon état l'équipement technique et les logiciels fournis par l'**OSM**, ne pas y interférer sans l'autorisation préalable de l'**OSM** et respecter les droits de l'**OSM** sur ceux-ci.

MC 12.1.5 L'**OSM** est en droit d'interrompre l'accès du **Participant au marché** à l'**ETS** dans les circonstances suivantes :

- a) En cas de dysfonctionnement technique de l'**ETS** ;
- b) Le **Participant au marché** ne respecte pas les spécifications techniques et les instructions de l'**OSM** ;
- c) L'**OSM** détecte une utilisation non autorisée de connexion du **Participant au marché** ;
- d) Toute autre raison d'imposer des mesures.

MC 12.1.6 L'**OSM** doit conserver les enregistrements d'accès du **Participant au marché** à l'**ETS** pendant une période de cinq (5) ans.

MC 12.2 Utilisateurs autorisés sur l'ETS

MC 12.2.1 L'utilisation de l'**ETS** pour soumettre des **Offres** dans le **Marché du jour pour le lendemain** n'est autorisée qu'aux **Négociants certifiés** autorisés par les **Participants au marché**.

MC 12.2.2 Les **Participants au marché** transmettent à l'**OSM** les **Informations** de leurs utilisateurs autorisés, et toute modification ultérieure de ces **Informations**.

MC 12.3 Contrôle de l'utilisateur

MC 12.3.1 Les **Participants au marché** sont tenus d'établir des procédures d'audit interne spéciales pour surveiller les activités réalisées par les utilisateurs de l'**ETS**.

MC 12.3.2 L'**OSM** peut, à sa discrétion, interdire l'accès des utilisateurs à l'**ETS** en présence de cas d'imposition de sanctions en vertu des dispositions du MC 23.

MC 12.4 Mots de passe utilisateur

MC 12.4.1 L'**ETS** n'est accessible qu'aux utilisateurs autorisés des **Participants au marché**.

MC 12.4.2 Pour y accéder, chaque utilisateur doit recevoir de la part de l'**OSM** un mot de passe spécial qui est unique pour chaque utilisateur.

MC 12.4.3 L'**Offre de vente** et l'**Offre d'achat** soumises à l'**OSM** par les **Participants au marché** sur l'**ETS** pour le négoce sont contraignantes pour les **Participants au marché**. Le **Participant au marché** est responsable de l'utilisation de ses mots de passe par des personnes non autorisées.

MC 12.4.4 Les **Participants au marché** informent immédiatement l'**OSM** de tout changement impliquant des utilisateurs ou de toute révocation de la qualité de l'utilisateur pour quelque raison que ce soit, afin que l'**OSM** puisse désactiver définitivement ou temporairement le mot de passe de cet utilisateur.

MC 12.5 Infrastructure technologique des Participants au marché

MC 12.5.1 Les services technologiques relatifs aux applications et aux systèmes de technologie d'information fournis par l'**OSM** aux **Participants au marché** comprennent le soutien à l'installation du logiciel, les services de gestion et d'exploitation, ainsi que la fourniture d'une assistance technique et d'un soutien aux utilisateurs.

MC 12.5.2 Les utilisateurs autorisés de ces services technologiques incluent les **Participants au marché** et toute autre **Entité** ayant obtenu le droit d'utiliser les services spécialisés fournis par l'**OSM**, comme les **ARN** et l'**ARREC**.

MC 12.5.3 Les services technologiques incluent la sélection, l'installation et la configuration des moyens techniques (équipements, logiciels, interfaces réseau, etc.) disponibles ou spécifiés par l'**OSM** et nécessaires à l'accès efficace, fiable et sécurisé des utilisateurs aux services technologiques de l'**OSM**.

MC 13. **NEGOCE DANS LE Marché du jour pour le lendemain SUR L'ETS**

MC 13.1 **Offres : Offres de vente et Offres d'achat**

MC 13.1.1 *Participation au Marché du jour pour le lendemain*

MC 13.1.1.1 La participation au **Marché du jour pour le lendemain** est facultative pour tous les **Participants au marché**.

MC 13.1.2 *Type d'offres*

MC 13.1.2.1 Les types d'**Offres** pour le **Marché du jour pour le lendemain** sont soumis par les **Participants au marché** comme suit :

- a) **Offres horaires** : Les **Offres de vente** et les **Offres d'achat** horaires consistent en une quantité horaire et son prix.
- b) **Offres en bloc** : Une **Offre en bloc** se compose d'une limite de prix fixe (prix minimum pour l'**Offre en bloc** de vente et prix maximum pour l'**Offre en bloc** d'achat), d'un **Ratio minimum d'acceptation** et d'une quantité d'énergie pour un certain nombre d'**Unités de temps du marché** consécutives durant le **Jour de livraison**. La quantité d'énergie peut varier dans différentes **Unités de temps du marché**. Les **Offres en bloc** ne peuvent être acceptées pour un volume inférieur à leur **Ratio minimum d'acceptation**. Le **Ratio minimum d'acceptation** est le même pour toutes les **Unités de temps du marché** appartenant à l'**Offre en bloc**.
- c) **Offres en bloc liées** : Une **Offre en bloc liée** se compose des **Offres en bloc** individuelles, avec les attributs auxquels il est fait référence dans l'**Offre en bloc**, lesquels sont liés les uns aux autres par une relation parent-enfant. Une **Offre en bloc** enfant ne peut être acceptée que lorsque l'**Offre en bloc** parent à laquelle elle est liée est exécutée. Les **Offres en bloc** sans **Offres en bloc** enfant liées sont appelées **Offres en bloc** libre.
- d) **Un Groupe exclusif d'Offres en bloc** : Un **Groupe exclusif** est constitué d'un ensemble d'**Offres en bloc**, pour lesquelles la somme des ratios acceptés ne peut excéder l'unité (1). Dans le cas spécifique où les **Offres en bloc** individuelles ont un **Ratio minimum d'acceptation** d'un (1), alors un maximum d'une des **Offres en bloc** peut être acceptée.

MC 13.1.2.2 L'**OSM** doit accepter les **Offres horaires**, les **Offres en bloc**, et les **Offres en bloc liées** pour le négoce sur l'**ETS**.

MC 13.1.2.3 L'admission de nouveaux types d'**Offres** et la suspension/suppression du type d'**Offres** existant sont soumises à la proposition de l'**OSM** et à l'approbation de l'**ARREC**.

MC 13.1.3 *Contenu des Offres*

MC 13.1.3.1 Le contenu minimum d'une **Offre** soumise par un **Participant au marché** sur l'**ETS** sera le suivant :

- a) Code d'identification unique du **Participant au marché** attribué par l'**OSM** pour négocier sur l'**ETS** ;
- b) Type d'**Offre** (**Offre horaire**, **Offre en bloc**, etc.) ;
- c) **Offre de vente** ou **Offre d'achat** ;
- d) Quantité et prix de l'énergie pour chaque **Offre horaire** ou chaque **Offre en bloc** ;
- e) Les **Unités de temps du marché** pour lesquelles il est soumis ;
- f) Lieu de la **Production** ou de la consommation ;
- g) Toute **Information** supplémentaire, le cas échéant, telle que définie par les critères de fonctionnement de l'**ETS**.

MC 13.1.3.2 Les prix des **Offres** doivent être soumis en USD/MWh avec deux (2) décimales. Les quantités des **Offres** sont présentées en MW par heure, sans décimales.

MC 13.1.4 **Validation des Offres de vente et des Offres d'achat**

MC 13.1.4.1 L'**ETS** rejette automatiquement toute **Offre** soumise par un **Participant au marché**, sur la base de l'heure de réception par l'**OSM**, plus précisément si celle-ci est reçue avant l'**Heure d'ouverture du guichet** du **DAM** ou après l'**Heure de fermeture du guichet** du **DAM**.

MC 13.1.4.2 L'**ETS** rejette automatiquement toute **Offre** soumise par un **Participant au marché**, sur la base du prix de l'**Offre**, lorsque le prix de l'**Offre** se situe en dehors de la fourchette définie par l'**ARREC** conformément au MC 10.3.4. En cas de rejet automatique d'une **Offre**, l'**ETS** enverra automatiquement un avis de rejet au **Participant au marché** concerné, incluant une justification de ce rejet.

MC 13.1.4.3 L'**ETS** rejette automatiquement toute **Offre de vente/Offre d'achat** soumise par un **Participant au marché** lorsque l'évaluation de l'**Offre de vente/Offre d'achat** est supérieure à la **Limite de négoce** respective fixée pour le **Participant au marché** par la **Chambre de compensation**.

MC 13.1.4.4 L'**ETS** rejette automatiquement toute **Offre de vente/Offre d'achat** soumise par un **Participant au marché** lorsque l'**Offre** enfreint les restrictions sur des types spécifiques ou des paramètres de soumission tels que spécifiés par l'**OSM**.

MC 13.1.4.5 L'**ETS** rejette automatiquement toute **Offre** soumise par un **Participant au marché** concernant la quantité de l'**Offre** comme suit :

- a) Lorsque la quantité de l'**Offre de vente** correspondant à l'injection d'énergie pour les exportations est supérieure à la **Capacité disponible de transfert (ATC)** respective, calculée selon le **Code d'exploitation** ;

- b) Lorsque la quantité de l'**Offre** d'achat correspondant au soutirage d'énergie pour les importations est supérieure à la **Capacité disponible de transfert (ATC)** respective calculée selon le **Code d'exploitation**.

MC 13.2 Négociants certifiés

MC 13.2.1 Un **Négociant certifié** est une personne physique ou morale dûment désignée par un **Participant au marché** pour effectuer des transactions pour son compte sur le **Marché régional de l'électricité**.

MC 13.2.2 Afin de garantir la compétence professionnelle des employés et agents des **Participants au marché**, l'**OSM** délivre un certificat de négoce d'énergie relatif à son éligibilité à exercer les fonctions de **Négociant certifié** sur le **Marché régional de l'électricité**.

MC 13.2.3 Ni le **Participant au marché** ni son **Négociant certifié** ne doit accorder l'accès à l'**ETS** à toute personne qui n'a pas été désignée par le **Participant au marché** et enregistrée par l'**OSM** en tant que **Négociant certifié**.

MC 13.2.4 Le **Participant au marché** peut demander, par écrit, à l'**OSM** de mettre fin à l'accès d'un **Négociant certifié** et/ou d'accorder l'accès à un nouveau **Négociant certifié**. L'**OSM** confirme au **Participant au marché** cette fin de l'accès par écrit et/ou accorde l'accès à un nouveau **Négociant certifié**.

MC 13.2.5 Lorsqu'un **Négociant certifié** ne se conforme pas aux dispositions du **Code du marché** ou agit d'une manière portant préjudice ou menaçant les intérêts de l'**OSM** et/ou du **MRE**, l'**OSM** peut immédiatement suspendre ou mettre fin à l'accès de ce **Négociant certifié** sans préavis. Le cas échéant, l'**OSM** en informe immédiatement, par écrit, le **Participant au marché** et, si nécessaire, demande au **Participant au marché** de désigner un nouveau **Négociant certifié**.

MC 13.2.6 Le **Participant au marché** est responsable de la sécurité et de l'utilisation de l'accès de son (ses) **Négociant(s) certifié(s)**. Le **Participant au marché** est responsable de tous les dommages résultant de toute utilisation non autorisée de son accès.

MC 13.2.7 Sur proposition de l'**OSM**, l'**ARREC** peut prendre n'importe laquelle des mesures suivantes à l'encontre d'un **Participant au marché** qui ne se conforme pas à une ou plusieurs de ses obligations vis-à-vis du marché :

- a) Ordonner la cessation des non-conformités aux obligations du marché.
- b) Imposer les mesures disciplinaires suivantes :
 - i. Émettre un avertissement ;
 - ii. Suspendre le **Participant au marché** pour une durée maximum d'un (1) mois ;

- iii. Mettre fin à la participation du **Participant au marché** à un ou tous les types de marché du **MRE**.

MC 13.2.8 En cas d'urgence et/ou si le bon fonctionnement du marché est compromis, l'**OSM** peut immédiatement, sans l'intervention d'un tiers, suspendre tout **Participant au marché** des négoces.

MC 13.2.9 L'**OSM** doit immédiatement notifier au **Participant au marché** et à l'**ARREC** la suspension par le moyen de communication le plus rapide.

MC 13.3 Service de négoce pour le compte d'un tiers

MC 13.3.1 Les **Participants au marché** doivent maintenir leur équipement de raccordement à l'**ETS** en bon état de fonctionnement et disposer de systèmes de raccordement de secours pour assurer une participation continue au **Marché du jour pour le lendemain**. Les **Participants au marché** doivent également garantir la disponibilité de leurs **Négociants certifiés** lorsqu'ils effectuent leurs transactions.

MC 13.3.2 En cas d'incidents non dus à un dysfonctionnement technique de l'**ETS**, tel qu'un dysfonctionnement du réseau interne du **Participant au marché**, l'**OSM** fournira, à la demande du **Participant au marché**, un processus d'assistance aux négoces appelé **Négoce pour le compte d'un tiers**.

MC 13.3.3 A la demande du **Participant au marché**, l'**OSM** :

- a) Reçoit et transfère sur l'**ETS** les **Offres de vente** et les **Offres d'achat** du **Participant au marché** ;
- b) Modifie ou annule les **Offres de vente** et les **Offres d'achat** enregistrées du **Participant au marché** ;
- c) Procède d'une manière générale, à toute action de participation au **Marché du jour pour le lendemain**, sur la base des dispositions du **Code du marché**.

MC 13.3.4 Un **Participant au marché** désirant utiliser le service de **Négoce pour le compte d'un tiers**, soumet une demande électronique à l'**OSM**, au plus tard quinze (15) minutes avant l'**Heure de fermeture du guichet**. La demande de **Négoce pour le compte d'un tiers** doit être soumise avec la demande électronique de soumission des **Offres de vente** et des **Offres d'achat** au format défini par l'**OSM**.

MC 13.3.5 L'**OSM** facture des frais préalablement approuvés par l'**ARREC**, pour l'utilisation du service de **Négoce pour le compte d'un tiers**.

MC 13.3.6 L'**OSM** élabore une **Procédure opérationnelle** appelée « Procédure de **Négoce pour le compte d'un tiers** » afin d'établir les conditions requises pour ce service.

MC 13.4 Procédure de repli pour le négoce sur le Marché du jour pour le lendemain

MC 13.4.1 Dispositions générales

MC 13.4.1.1 L'**OSM** doit, dans la mesure du possible, organiser et concevoir une **Procédure opérationnelle** appelée "**Procédure de repli du DAM**" dans les cas suivants de défaillance de la plateforme **ETS** :

- a) S'il est techniquement impossible de tenir un négoce dans les cas suivants :
 - i. S'il est techniquement impossible d'utiliser l'échange de données standard avec l'**OSM** ;
 - ii. Si l'**OSM** rencontre des contraintes techniques au cours du processus de négoce avec l'**ETS** ;
- b) En cas de résultats erronés dus à un calcul incorrect du prix de compensation du **DAM** ;
- c) En cas d'attribution de capacité explicite incorrecte de **PTR** aux **Participants au marché** ou pour des raisons similaires.

MC 13.4.1.2 L'**OSM** peut utiliser une ou toutes les mesures de repli suivantes :

- a) Introduction d'une mesure de repli pour l'échange de données conformément au MC 13.4.2 ;
- b) Le report de l'**Heure d'ouverture du guichet** à une heure ultérieure, telle que définie par l'**OSM**, mais pas plus tard qu'une heure susceptible de compromettre le processus de programmation des **États membres** ;
- c) Introduction d'une **Transaction de repli du jour pour le lendemain** conformément au MC 13.4.3 ;
- d) Toute autre mesure de repli spécifique jugé approprié par l'**OSM** pour surmonter les contraintes techniques.

MC 13.4.1.3 Dans la mesure du possible et sans retard injustifié, l'**OSM** informe les **Participants au marché** des écarts éventuels par rapport aux processus standards, ainsi que de l'application de la « **Procédure de repli du DAM** » par courrier électronique, sur le site internet de l'**OSM** et sur l'**ETS** si possible.

MC 13.4.1.4 Les **participants au marché** informent immédiatement l'**OSM** de tout problème observé lors de l'utilisation de l'**ETS** et de toutes les conséquences potentielles via les canaux de contact disponibles indiqués sur le site internet de l'**OSM** sous forme écrite. En cas de problème urgent,

lequel doit être résolu immédiatement et est identifié pendant les heures ouvrables, le **Participant au marché** contacte immédiatement l'**OSM** par téléphone au numéro de téléphone indiqué sur le site internet de l'**OSM** pour ce type de problème. L'**OSM** doit confirmer la réception du problème et informer les **Participants au marché** de l'ampleur du problème dès que possible.

MC 13.4.2 *Mesures de repli en matière d'échange de données*

MC 13.4.2.1 En cas de défaillance, sur le site de l'**OSM**, des processus standards d'échange de données avec l'**OSM**, l'**OSM** peut informer les **Participants au marché** qu'une mesure de repli pour l'échange de données dans le cadre des négociations sur le **DAM** peut être appliquée comme suit :

- a) Conformément aux délais applicables, et sauf indication contraire de la part de l'**OSM**, le **Participant au marché** doit demander par courrier électronique à l'**OSM** de saisir les données pertinentes dans l'**ETS** en utilisant la « **Procédure de repli du DAM** » pour l'échange de données ;
- b) Avec la demande, le **Participant au marché** fournit, les données pertinentes à saisir dans l'**ETS** au format spécifié par l'**OSM** ;
- c) L'**OSM** saisit les données soumises dans l'**ETS** ;
- d) L'**OSM** doit définir dans la « **Procédure de repli du DAM** » un mécanisme d'identification du **Participant au marché** lors de la soumission de la demande à l'**OSM** pour saisir les données dans l'**ETS** en son nom. Si le **Participant au marché** ne s'identifie pas clairement, l'**OSM** ne doit pas effectuer la saisie des données ;
- e) Le **Participant au marché** doit fournir à l'**OSM** un numéro de téléphone et une adresse courrier électronique à utiliser en cas de communication nécessaire ;
- f) Une fois que l'**OSM** a saisi les données fournies dans l'**ETS** au nom du **Participant au marché**, l'**OSM** informera, sans délai injustifié, le **Participant au marché** par téléphone et/ou par courrier électronique de l'exécution de la saisie ;
- g) L'**OSM** ne pourra en aucun cas être tenu responsable s'il ne parvenait pas à joindre le **Participant au marché** par le biais des moyens de communication ci-dessus.

MC 13.4.2.2 En cas d'application de la « **Procédure de repli du DAM** » dans le cadre d'échange de données, toutes les **Informations** non confidentielles nécessaires mises à disposition par le biais de l'**ETS** au cours des processus standards peuvent être communiquées aux **Participants au marché** par courrier électronique, par l'**OSM** ou, le cas échéant, **Publiées** sur le site internet de l'**OSM**.

MC 13.4.3 *Mesures de repli pour les négociations sur le DAM*

MC 13.4.3.1 Le report du négoce sur le **DAM** est la mesure de repli par défaut avant l'ouverture de la période d'enchères. L'**OSM** peut reporter un négoce en informant les **Participants au marché** de la nouvelle **Heure d'ouverture du guichet**.

MC 13.4.3.2 Après l'ouverture de la période de négoce, l'**OSM** doit, dans la mesure du possible, reporter la fin de la période de négoce et modifier l'**Heure de fermeture du guichet** en informant les **Participants au marché** des délais révisés.

MC 13.4.3.3 L'**OSM** informe tous les **Participants au marché** du report, sans retard injustifié, par notification **Publiée** sur l'**ETS** et sur la page internet de l'**OSM** et par courrier électronique.

MC 13.5 Offres de vente et des Offres d'achat

MC 13.5.1 Les quantités d'énergie incluses dans les **Offres de vente** des **Vendeurs** et correspondant à l'injection sont livrées au(x) **Point(s) d'injection**.

MC 13.5.2 Les quantités d'énergie incluses dans les **Offres d'achat** des **Acheteurs** et correspondant à un soutirage sont livrées au(x) **Point(s) de soutirage**.

MC 13.5.3 Les **Vendeurs** et les **Acheteurs** sont responsables des pertes d'énergie entre le(s) **Point(s) d'Injection** et le(s) **Point(s) de Soutirage**. Le facteur de perte appliqué à leurs quantités d'énergie doit être déterminé et approuvé par les **ARN** compétentes et par l'**ARREC**.

MC 13.5.4 Des **Equipements de comptage** doivent être installés et entretenus à chaque **Point d'injection, Point de Soutirage** et **Point de mesure défini** de l'**Interconnexion transfrontalière** pour mesurer les transactions. L'approvisionnement, la propriété, l'installation et l'entretien de l'**Equipement de comptage** relèvent de la responsabilité de l'**Opérateur de transport** concerné, tel qu'établi dans le **Code de comptage**.

MC 14. RESPONSABILITÉS PRUDENTIELLES

MC 14.1 Lignes directrices et procédure prudentielles

MC 14.1.1 La compensation et le **Règlement** des transactions sur le **Marché du jour pour le lendemain** sont effectués par une **Chambre de compensation**.

MC 14.1.2 Initialement, l'**OSM** est la **Chambre de compensation** désignée pour le **Marché du jour pour le lendemain**. À cet effet, l'**OSM** désignera une institution financière pour remplir la fonction financière de la **Chambre de compensation**. En fonction de l'évolution et des conditions du marché, une **Chambre de compensation** pourrait être externalisée sous réserve de l'approbation de l'**ARREC**.

MC 14.1.3 L'**OSM** élabore une **Procédure opérationnelle** appelée « Procédure prudentielle et lignes directrices » afin de déterminer les exigences prudentielles de participation des **Participants au marché** au **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 14.1.4 La « Procédure prudentielle et lignes directrices » contient la méthodologie de calcul des **Limites de crédit**, du **Soutien au crédit**, de la **Limite de négoce**, de la **Marge prudentielle**, de la **Marge de négoce** et de l'encours attendu de chaque **Participant au marché**.

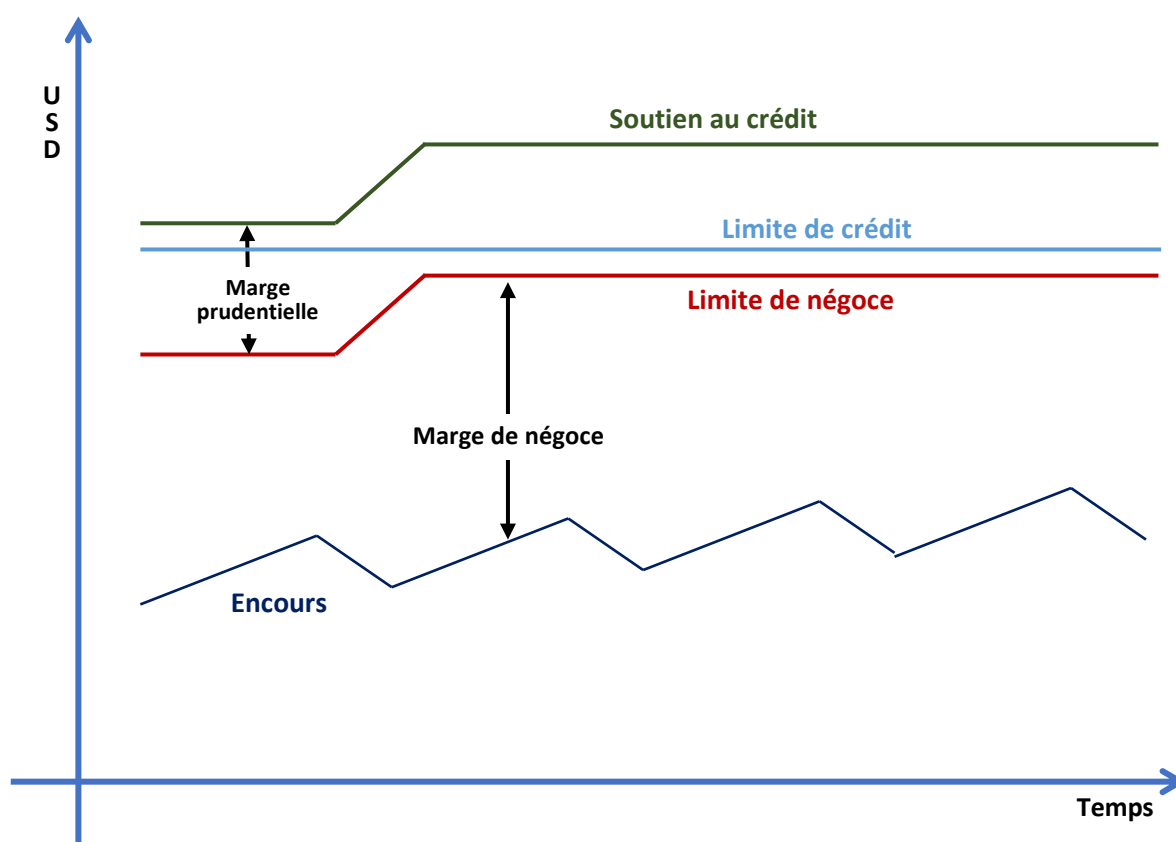


Figure MC 1. Cadre prudentiel de participation au **Marché du jour pour le lendemain**

MC 14.1.5 La « Procédure prudentielle et lignes directrices » contient par ailleurs, des accords de **Soutien au crédit**, incluant :

- a) Le formulaire de garanties et des lettres de crédit acceptables ;
- b) Le lieu et les conditions de détention des dépôts en espèces ainsi que la façon dont les coûts et les frais associés à cette détention seront couverts ;
- c) La sélection de la **Banque de règlement** ;
- d) La liste des facteurs à prendre en compte pour apprécier la valeur attendue des transactions ;
- e) L'émission des **Appels de marge** ;
- f) D'autres sujets.

MC 14.1.6 La « Procédure prudentielle et lignes directrices » peut envisager des **Réallocations** afin de réduire le **soutien au crédit**.

MC 14.1.7 Les **Participants au marché** et la **Chambre de compensation** doivent se conformer à la « Procédure prudentielle et lignes directrices » à tout moment.

MC 14.2 Exigences prudentielles pour la participation au marché - Limites de crédit

MC 14.2.1 La **Chambre de compensation** détermine une **Limite de crédit** pour chaque **Participant au marché**. Les **Limites de crédit** sont révisées périodiquement et au moins chaque trimestre.

MC 14.2.2 La **Limite de crédit** pour un **Participant au marché** est le montant en dollars américains (USD) déterminé par la **Chambre de compensation** comme étant égal au montant auquel l'**OSM** s'attend raisonnablement à ne pas voir dépassé sur une période de quarante-cinq (45) jours. La **Limite de crédit** est :

- a) Le montant net maximum raisonnablement attendu comme étant payable par le **Participant au marché** à la **Chambre de compensation** sur une période de quarante-cinq (45) jours ;
- b) Déterminé en appliquant les facteurs énoncés au MC 14.2.3 ;
- c) Calculé selon la « Procédure prudentielle et lignes directrices » approuvée.

MC 14.2.3 Lors de la détermination de la **Limite de crédit** d'un **Participant au marché**, la **Chambre de compensation** doit tenir compte des éléments suivants :

- a) Le niveau historique des paiements du **Participant au marché** sur la base des données de quantité mesurée pour le **Participant au marché**, ou une estimation du niveau futur des paiements du **Participant au marché** en fonction de ses

quantités prévisionnelles de **Production** et/ou de consommation lorsqu'aucune donnée de quantité mesurée n'est disponible ;

- b) Le niveau historique des paiements de règlement du **Participant au marché**, ou une estimation du niveau futur des paiements de **Règlement** du **Participant au marché** sur la base de ses ventes et/ou achats prévisionnels lorsqu'aucune donnée historique sur les paiements de **Règlement** n'est disponible ;
- c) La durée du cycle de **Règlement** ;
- d) Le facteur de volatilité historique ;
- e) Tout autre facteur que la **Chambre de compensation** considère pertinent.

MC 14.2.4 Pour déterminer la **Limite de crédit** d'un **Participant au marché**, la **Chambre de compensation** peut, dans la mesure où elle le juge pertinent, prendre en compte un montant minimum qui, selon la **Chambre de compensation**, protégerait adéquatement le **Marché régional de l'électricité** si un événement de **Suspension** devait se produire concernant ce **Participant au marché**.

MC 14.2.5 La **Chambre de compensation** notifie à chaque **Participant au marché** sa **Limite de crédit** déterminée, y compris toute révision de la **Limite de crédit**. L'OSM fournit des détails sur la base de détermination de la **Limite de crédit**. La **Chambre de compensation** peut mettre en place un mécanisme de surveillance pour la notification automatique de la remise à niveau de la **Limite de crédit** au **Participant au marché**.

MC 14.2.6 Chaque **Participant au marché** informe la **Chambre de compensation** dans les meilleurs délais de toute circonstance susceptible d'entraîner une augmentation de sa **Limite de crédit**.

MC 14.3 Exigences prudentielles pour la participation au marché - Soutien au crédit

MC 14.3.1 Un **Participant au marché** s'assure que la **Chambre de compensation** bénéficie à tout moment d'un **Soutien au crédit** appropriée en termes de sécurité, et à hauteur d'un montant au moins égal à la dernière **Limite de crédit** déterminée pour ce **Participant au marché**.

MC 14.3.2 Lorsque le **Soutien au crédit** existante d'un **Participant au marché** doit expirer ou cesser d'avoir effet pour toute autre raison, ce **Participant au marché** doit s'assurer que la **Chambre de compensation** bénéficie d'un nouveau **Soutien au crédit**.

MC 14.3.3 Le Soutien au crédit pour un **Participant au marché** est :

- a) Un engagement écrit provenant d'un fournisseur de **Soutien au crédit**, lequel doit être une **Entité** répondant aux critères de crédit acceptables et ne pas être lui-même un **Participant au marché** ;

- b) Une garantie ou un engagement bancaire sous la forme d'une lettre de crédit stand-by irrévocable conforme aux normes d'engagement internationaux (ISP98) et dont le montant est déterminé par la **Chambre de compensation** ;
- c) Dûment signée par le fournisseur de **Soutien au crédit** et remis sans condition à la **Chambre de compensation** ;
- d) Un engagement non subordonné valide et exécutoire envers le fournisseur de **Soutien au crédit**, de payer les montants à la **Chambre de compensation**, conformément à ses conditions, lesquelles se rapportent aux obligations du **Participant au marché** concerné ;
- e) Un engagement écrit autorisant les retraits et les demandes de paiement par la **Chambre de compensation** jusqu'à hauteur d'un montant défini.

MC 14.3.4 Le **Soutien au crédit** d'un **Participant au marché** peut être constitué d'un dépôt en espèces ou d'équivalents en espèces (« **Dépôt de garantie** ») versé à la **Chambre de compensation** par ou pour le compte du **Participant au marché**.

MC 14.3.5 Lorsque le **Soutien au crédit** est fourni sous la forme d'un **Dépôt de garantie**, il accumulera des intérêts quotidiennement au taux de la banque de **Règlement**, et la **Chambre de compensation** devra transmettre au **Participant au marché** les intérêts accumulés à la fin de chaque mois civil, moins tout passif et dépenses encourus par la **Chambre de compensation**, incluant les frais et charges bancaires.

MC 14.4 Exigences prudentielles pour la participation au marché - Limite de négoce et marge prudentielle

MC 14.4.1 La limite de négoce pour un **Participant au marché** est déterminée par son **Soutien au crédit** moins une **Marge prudentielle**.

MC 14.4.2 Une **Marge prudentielle** est un tampon financier sur sept (7) jours déterminé par la **Chambre de compensation** sur la base des transactions du **Participant au marché**. La **Marge prudentielle** sert à s'assurer que la **Chambre de compensation** ne soit pas exposée à un risque prudentiel pendant la période de suspension d'un **Participant au marché** défaillant du **MRE**, le délai de réaction étant de sept (7) jours.

MC 14.4.3 La **Limite de négoce** finale pour un **Participant au marché** est sa **Limite de crédit** ou son **Soutien au crédit**, moins la **Marge prudentielle**, la valeur la plus basse étant celle à considérer.

MC 14.4.4 L'**Encours** d'un **Participant au marché** est à tout moment égal au montant total calculé comme suit :

$$\text{Encours} = (a) - (b)$$

Où :

(a) est le total des montants dus par le **Participant au marché** à la **Chambre de compensation**, incluant les montants de toutes les périodes écoulées pour lesquelles aucun décompte n'a encore été émis, que la date de paiement soit échue ou non ;

(b) est le total des montants payables par la **Chambre de compensation** au **Participant au marché**, y compris les montants de toutes les périodes passées pour lesquelles aucun décompte de **Règlement** n'a encore été émis, que la date de paiement soit échue ou non.

MC 14.5 Exigences prudentielles pour la participation au marché - Marge de négoce

MC 14.5.1 La **Marge de négoce** d'un **Participant au marché** est à tout moment égale au montant par lequel sa **Limite de négoce** dépasse son **Encours** à ce moment.

MC 14.5.2 L'**OSM** met en place un **Tableau de bord prudentiel** sur l'**ETS** afin de fournir à chaque **Participant au marché** sur le **Marché du jour pour le lendemain** les dernières **Informations** prudentielles y compris la **Marge de négoce**. Le **Tableau de bord prudentiel** (i) est mis à jour régulièrement à mesure que de nouvelles **Informations** prudentielles deviennent disponibles, (ii) rend de comment le **Participant au marché** se comporte de manière prudentielle et (iii) fournit des données facilement accessibles nécessaires aux décisions de gestion prudentielle.

MC 14.5.3 Un **Participant au marché** ne doit pas faire de soumission à la **Chambre de compensation** lorsque la transaction envisagée par la soumission pourrait entraîner le dépassement de sa **Marge de négoce**.

MC 14.5.4 L'**OSM** peut rejeter toute soumission d'un **Participant au marché** entraînant le dépassement de la **Marge de négoce** du **Participant au marché**.

MC 14.6 Appel de marge

MC 14.6.1 A chaque fois que la Marge de négoce d'un **Participant au marché** est inférieure à zéro, la Chambre de compensation émet un avis d'Appel de marge au **Participant au marché**, précisant le montant de l'Appel de Marge.

MC 14.6.2 Le montant de l'**Appel de marge** doit être le montant requis pour augmenter la **Marge de négoce** du **Participant au marché** à au moins zéro.

MC 14.6.3 Un **Participant au marché** doit répondre à un avis d'**Appel de marge** dans les quarante-huit (48) heures suivant l'avis en :

- a) Payant un **Dépôt de garantie** approprié à la **Chambre de compensation** en fonds compensés ;

- b) S'assurant que la **Chambre de compensation** bénéficie d'un **Soutien au crédit** supplémentaire correspondant au montant de l'**Appel de marge**.

MC 14.6.4 Lorsqu'un **Participant au marché** ne répond pas à un **Appel de marge** de manière appropriée, l'**OSM** peut annuler ses offres et toute soumission au marché.

MC 15. COMPENSATION SUR LE MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN

MC 15.1 Compensation et règlement

MC 15.1.1 La **Compensation** des livraisons d'énergie résultant des échanges, y compris le **Règlement**, est effectuée par la **Chambre de compensation** conformément au **Code du marché**.

MC 15.1.2 La **Chambre de compensation** doit effectuer la compensation sur la base des enregistrements de négoce de l'**ETS**.

MC 15.1.3 L'**OSM** conçoit et élabore une **Procédure opérationnelle** appelée « Procédure de **Règlement** », pour effectuer le **Règlement**.

MC 15.1.4 Le **Règlement** est effectué par l'**OSM** avec les données collectées auprès des **Opérateurs de réseau** concernés. En cas de transfert incorrect ou de modifications du contenu des enregistrements, les **Opérateurs de système** corrigent les données pertinentes conformément aux procédures techniques prescrites en informant l'**OSM** au cas par cas.

MC 15.1.5 En cas de reprogrammation dû à des écarts intentionnels, les quantités d'énergie reprogrammées sont réglées sur la base du prix de compensation du **DAM**.

MC 15.2 Compensation dans le DAM – Dispositions générales

MC 15.2.1 L'objectif de la tarification dans le **DAM** est de renforcer la **Sécurité d'approvisionnement** à court terme et de maximiser globalement les échanges dans la **Région** pour chaque **Unité de temps du marché** et pour le jour d'échange cible.

MC 15.2.2 L'**OSM** doit élaborer une **Procédure opérationnelle** appelée « Procédure de compensation du **DAM** » qui encadre la participation de la **Chambre de compensation** et des **Participants au marché** au **DAM**. Cette Procédure de compensation du **DAM** définit les termes et conditions selon lesquels les transactions sont compensées par l'**ETS**.

MC 15.2.3 La **Compensation** est effectuée par l'intermédiaire de l'**ETS** individuellement, pour toutes les transactions enregistrées sur l'**ETS** le jour de négoce, pendant les heures d'ouverture prévues telles que décidées par la **Chambre de compensation**.

MC 15.2.4 La **Compensation** implique les processus suivants :

- a) Finalisation des échanges ;
- b) Compensation du prix du **Marché du jour pour le lendemain** ;
- c) Calcul à un moment précis de la journée, des obligations et des réclamations ;
- d) Calcul et reconstitution de la **Marge de négoce** ;

- e) Calcul et surveillance des **Limites de crédit** et notification des **Limites de crédit** par **Participant au marché** ;
- f) **Publication** des résultats de la **Compensation**.

MC 15.3 Prix du Marché du jour pour le lendemain

MC 15.3.1 La **Chambre de compensation** effectue la compensation du **Marché du jour pour le lendemain** par le biais de l'**ETS**. Les informations à prendre en compte sont les suivantes :

- a) Le prix de **Compensation** du marché par **Unité de temps du marché** ;
- b) La quantité d'énergie acceptée des **Offres de vente** de chaque **Participant au Marché**, pour chaque **Unité de temps du marché** ;
- c) La quantité d'énergie acceptée des **Offres d'achat** de chaque **Participant au marché** pour chaque **Unité de temps du marché**.

MC 15.3.2 La **Chambre de compensation**, par le biais de l'**ETS**, calcule les crédits et les débits des **Participants au marché** résultant de leur participation et de leur négoce sur le **DAM**.

MC 15.3.3 La **Chambre de compensation** notifie les résultats du **DAM** sur l'**ETS** aux **Participants au marché** et **Publie** les résultats agrégés du **DAM** sur le site internet de l'**OSM**.

MC 15.3.4 La **Compensation** consiste à faire correspondre l'énergie négociée des **Offres de vente** et des **Offres d'achat** pour chaque **Unité de temps du marché**. Le prix déterminé, par l'appariement des **Offres de vente** et des **Offres d'achat**, sera le prix du **Marché du jour pour le lendemain**. L'objectif étant de maximiser le bien-être social **Régional**, les **Offres d'achat** sont, par conséquent, classés par prix décroissant (du prix le plus élevé au prix le plus bas) et les **Offres de vente** sont classés par prix croissant (du prix le plus bas au prix le plus élevé). Cela crée deux courbes (une courbe croissante, la courbe des **Offres de vente**, et une courbe décroissante, la courbe des **Offres d'achat**), et le point d'équilibre (c'est-à-dire l'endroit où les deux courbes se rencontrent) entre ces deux courbes est le prix de compensation du **DAM** pour la zone interconnectée et l'**Unité de temps du marché** spécifiques.

MC 15.3.5 Lorsque le prix du **DAM** déterminé est supérieur au prix d'**Offre** maximum (MC 10.3.3.4 b)) ou inférieur au prix d'**Offre** minimum (MC 10.3.3.4 a)) approuvé par l'**ARREC** pour une ou plusieurs **Unités de temps du marché**, la **Chambre de compensation** plafonne le prix du **DAM** et en informe l'**OSM**.

MC 15.3.6 Le processus de **Compensation** détermine les transactions approuvées pour le jour suivant, en tenant compte du prix de compensation du **DAM** pour les **Vendeurs** et les **Acheteurs**.

MC 15.4 Données pour la compensation, le calcul et la compensation des positions

MC 15.4.1 Durant le jour de négoce, les données de l'**ETS** sont vérifiées. Les données détaillées sur les transactions incluent les éléments suivants :

- a) Code du **Participant au marché** ;
- b) Code de l'**Entité** pour laquelle la transaction a été conclue ;
- c) Type d'**Offre (Offre horaire, Offre en block etc.)** ;
- d) **Offre de vente** ou **Offre d'achat** ;
- e) Quantité et prix de l'énergie ;
- f) Date et heure de l'échange ;
- g) Les **unités de temps du marché** auxquelles les transactions se rapportent.

MC 15.4.2 La **Chambre de compensation** vérifie les données et doit remédier à toute omission et incohérence à des fins de compensation, pour former le total des **Positions** par **Participant au marché**.

MC 15.4.3 Après la finalisation des transactions, la **Chambre de compensation** calcule les **Positions** des **Participants au marché** (obligations/réclamations).

MC 15.4.4 Pour calculer les **Positions** par **Participant au marché**, la **Chambre de compensation**, à une heure précise chaque jour ouvrable, calcule, pour chaque **Participant au marché** les obligations et les réclamations nettes découlant des transactions déterminées après le processus de compensation du **DAM**.

MC 15.5 Calculs prudentiels

MC 15.5.1 La Chambre de compensation détermine la Marge de négoce et la Limite de crédit requises.

MC 15.5.2 Pour répondre aux exigences de **Marge de négoce** et de **Limite de crédit**, la **Chambre de compensation** calcule la valeur totale de la **Garantie** fournie par un **Participant au marché**, en tenant compte du montant en espèces déposé ainsi que de la valeur monétaire et de la période de validité des lettres de crédit déposées.

MC 16. ALLOCATION DE CAPACITÉ DANS LE MARCHÉ DU JOUR POUR LE LENDEMAIN

MC 16.1.1 L'allocation de capacité dans le **Marché du jour pour le lendemain** est effectuée par **Allocation implicite**

MC 16.1.2 L'allocation de capacité pour le **Marché du jour pour le lendemain** est effectuée simultanément avec le processus de compensation sur le **Marché du jour pour le lendemain**. Le mécanisme d'**Allocation implicite** alloue la capacité sur la base du prix des **Offres de vente** et/ou **Offres d'achat** d'énergie saisies dans l'**ETS**.

MC 16.1.3 Dans les Allocations implicites, l'énergie allouée et la capacité sur les Interconnexions transfrontalières sont basées sur les **Offres de vente** et/ou **Offres d'achat** faites sur le **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 16.1.4 Les **Participants au marché** sélectionnés pour le négoce sur le **Marché du jour pour le lendemain** réservent automatiquement de la capacité dans les **interconnexions transfrontalières** en fonction de leurs **Offres de vente** et **Offres d'achat** dans le sens du flux de l'**Offre**. La capacité et les **PTR** pour l'utilisation des interconnexions leur sont réservés.

MC 16.1.5 Chaque **Jour**, l'**OSM Publie** la capacité allouée par l'**Allocation implicite** sur une base horaire et par sens de flux.

TITRE IV – RÈGLEMENT ET DÉSÉQUILIBRES

MC 17. RÈGLEMENT SUR LE MARCHÉ RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ

MC 17.1 Dispositions générales sur le Règlement

MC 17.1.1.1 L'exploitation du **RTIE** nécessite la création de conditions appropriées pour les échanges commerciaux d'électricité. Par conséquent, il est nécessaire de programmer à l'avance la puissance qui sera échangée aux frontières d'interconnexion entre les opérateurs du système, en fonction du résultat du **MRE**. Pendant l'exploitation quotidienne en temps réel, les programmes sont respectés par le biais du **Réglage fréquence-puissance** installé dans chaque **Zone de réglage fréquence-puissance**. Malgré le **Réglage fréquence-puissance**, des **Déséquilibres** se produisent invariablement dans les échanges d'énergie. En outre, les **Déséquilibres** peuvent se produire sous formes d'écarts involontaires liés aux fluctuations de l'offre et de la demande, éventuellement en raison de contraintes de réseau ou des interruptions forcées de **Production**. Pour cette raison, il est nécessaire d'observer en temps réel les **Déséquilibres** et de coordonner le calcul approprié par les **Programmes de compensation** pour résorber les **Déséquilibres**. Les activités d'ordonnancement et de répartition sont mentionnées dans le OC-7.

MC 17.1.1.2 Dans le présent **Code du marché**, tous les **Déséquilibres** sont agrégés et traités de la même manière.

MC 17.1.1.3 Le **Règlement** sur le **Marché OTC** et sur le **Marché du jour pour le lendemain** est effectué par l'**OSM** sur la base des données collectées à partir des **Points de mesure définis**.

MC 17.2 Collecte des données

MC 17.2.1 *Responsabilités de l'OSM concernant le système de comptage*

MC 17.2.1.1 L'**OSM** collecte à distance les index de l'**Équipement de comptage** de chaque **Interconnexion transfrontalière** via des canaux de communication sécurisés, en utilisant les noms d'utilisateur et les mots de passe spécifiques conformément à la norme CEI 62056. L'accès, les **Informations** d'utilisateur, la date, l'heure et la durée des connexions doivent être automatiquement enregistrés par les compteurs et/ou l'**Équipement de comptage**.

MC 17.2.1.2 L'**OSM** élabore, pour approbation par l'**ARREC**, les règles de **validation, estimation et édition (VEE)** des relevés acquis à distance à partir de l'**Équipement de comptage**.

MC 17.2.1.3 L'**OSM** applique les règles de **VEE** approuvées (MC 17.3) aux relevés acquis à distance et détermine les **Quantités validées** d'électricité utilisées pour le calcul du **Déséquilibre**.

MC 17.2.1.4 Tout problème de communication avec un **Équipement de comptage** doit être immédiatement communiqué par le biais des canaux de communication approuvés et formels, à l'**Opérateur de transport** ou à l'**Entité** responsable de cet **Équipement de comptage**.

MC 17.2.2 *Collecte des données du compteur*

MC 17.2.2.1 Les données de chaque **Point de mesure défini** sont téléchargées quotidiennement pour les vingt-quatre (24) heures du **Jour de Livraison**. Les données des **Points d'injection** et des **Points de soutirage** impliqués dans les transactions doivent être obtenues par l'**OSM** soit en accédant à distance à ces compteurs (si le **Participant au marché** le permet), soit auprès des **Gestionnaires de réseau**.

MC 17.2.2.2 En cas d'échec d'acquisition des données, une nouvelle tentative est effectuée le jour suivant. Si cette tentative échoue, l'**Opérateur de transport** ou autre partie responsable, doit être invité à se rendre à l'**Installation** de comptage physique pour lire localement le compteur et envoyer cette information à l'**OSM**.

MC 17.2.2.3 Les relevés de compteur à utiliser dans les calculs de **Règlement** et d'équilibrage sont ceux des **Points de mesure définis** pour chaque **Interconnexion transfrontalière** et éventuellement les points de comptage des **Points d'injection** et des **Points de soutirage** impliqués dans les transactions.

MC 17.2.2.4 S'il existe un écart entre les relevés à chaque extrémité d'une **Interconnexion transfrontalière** donnée ne pouvant pas s'expliquer raisonnablement par des pertes de transport, ou si l'une des **Parties** conteste les relevés, l'**OSM** effectue la procédure de **VEE** (MC 17.3) avec les données des compteurs de secours à chaque nœud.

MC 17.2.3 ***Problèmes de communication avec l'Equipement de comptage***

MC 17.2.3.1 En cas de problème de communication avec un compteur, l'**OSM** et l'**Opérateur de transport** concerné, étant le propriétaire du **Compteur**, observent les étapes suivantes :

- a) L'**OSM** le communique immédiatement à l'**Opérateur de transport** propriétaire du **Compteur** ou à toute autre **Partie** responsable le **Point de mesure défini** concerné.
- b) L'**Opérateur de transport** responsable ou la **Partie** responsable doit dans l'heure qui suit, reconnaître le problème de communication identifié et communiquer les actions correctives à effectuer.
- c) A moins que des dommages physiques n'aient été identifiés dans l'**Equipement de comptage** et/ou du système de communication à distance, le problème devrait être résolu dans les vingt-quatre (24) heures qui suivent l'instant à partir duquel l'**OSM** a signalé le problème à l'**Opérateur de transport** responsable ou la **Partie** responsable.
- d) L'**OSM Publie** le problème de l'**Equipement de comptage** et peut différer l'émission d'un décompte journalier en fonction de l'état des actions en cours d'exécution par l'**Opérateur de transport** ou la **Partie** responsable.

MC 17.2.3.2 Lorsqu'un défaut est détecté à un **Point de mesure défini**, l'**Equipement de comptage** est réétalonné. Tout défaut identifié est réparé par l'**Opérateur de transport** dès que possible.

MC 17.3 **Validation, Estimation et Edition (VEE)**

MC 17.3.1 L'**OSM** est responsable de l'élaboration d'une **Procédure opérationnelle** appelée « règles de validation, estimation et édition » contenant les règles **VEE**.

MC 17.3.2 Les « règles de validation, estimation et édition » définissent les règles pour la validation des relevés électroniques collectés à partir des compteurs de l'**Equipement de comptage**. Les « règles de validation, estimation et édition » définissent également les différents types d'erreurs qui pourraient éventuellement être détectées au cours du processus de validation.

MC 17.3.3 La norme 4405 de l'UN/EDIFACT peut être considérée comme un point de départ pour la typologie des erreurs durant le processus de **VEE**. Certains types d'erreurs supplémentaires peuvent être introduits pour répondre aux exigences du processus de validation.

MC 17.3.4 Les règles de validation à appliquer aux relevés collectés sont automatiques, sans intervention humaine, et doivent au moins prendre en compte les éléments suivants :

- a) L'index d'un compteur est inférieur à ce qui est attendu ;
- b) Les relevés chronologiques sont incomplets ;
- c) Les relevés manquants ;
- d) Les horodatages manquants ;
- e) Les index supplémentaires ;
- f) Les horodatages sont décalés de plus de sept (7) secondes ;
- g) La puissance réactive est supérieure à la puissance active ;
- h) Indisponibilité ;
- i) Valeurs négatives.

MC 17.3.5 Lorsque le **Compteur principal** ne satisfait pas aux règles de validation, les valeurs fournies par le **Compteur de vérification** sont utilisées. Lorsque les relevés du **Compteur de vérification** ne peuvent pas être utilisés après l'application des règles de validation automatique, les règles d'estimation automatisées sont appliquées. L'estimation est utilisée dans les cas suivants :

- a) Lecture manquante sur le **Compteur principal** et le **Compteur de vérification** au de **Point de comptage** ;
- b) Lecture manquante de toutes les valeurs sur le **compteur principal** et le **Compteur de vérification** ;
- c) Valeurs manquantes supérieures ou égales à deux (2) relevés consécutifs, selon l'**Unité de temps du marché** définie ;
- d) Les valeurs manquantes sont supérieures ou équivalentes à dix (10) relevés consécutifs, selon l'**Unité de temps du marché** définie ;
- e) Tout autre cas identifié et proposé par l'**OSM**.

MC 17.3.6 Une fois l'estimation automatique effectuée, une validation de l'estimation est requise avec les mêmes règles de validation.

MC 17.3.7 L'édition est un processus manuel de modification des relevés qui ne peuvent pas être estimés par les règles automatiques proposées par l'**OSM**. Il s'agit de la dernière étape effectuée par l'**OSM** et les champs modifiés sont mis en évidence pour une correcte identification.

MC 17.3.8 Le principe général à observer lors de l'édition est que la quantité totale d'énergie (lue + estimée + éditée) du **Jour de Livraison** doit être en cohérence avec les variations saisonnières, hebdomadaires et quotidiennes.

MC 17.3.9 Les résultats du processus **VEE** fournissent les **Quantités validées** d'électricité pour le **Règlement** et le calcul des **Déséquilibres**.

MC 17.4 Relevé de règlement quotidien

MC 17.4.1 Chaque **jour**, l'**OSM** prépare un **Relevé de règlement quotidien** en rapportant les informations suivantes :

- a) Le **Jour** de l'année auquel se rapporte le **Relevé de règlement quotidien** ;
- b) Le type de relevé de **Règlement** ;
- c) Les **Quantités validées** quotidiennes de chaque **Opérateur du système** pour le **Jour** auquel se rapporte le **Relevé de règlement quotidien** ;
- d) Les **Déséquilibres** de l'**Opérateur du système** du **Jour** auquel se rapporte le **Relevé de règlement quotidien** (MC 18).

MC 17.4.2 L'**OSM Publie** le **Relevé de règlement quotidien** sur l'**ETS** avant 12h00 (midi) le lendemain du jour de **Règlement** auquel se rapporte l'évaluation des **Déséquilibres**.

MC 17.5 Relevés de règlement quotidiens rectifiés

MC 17.5.1 Lorsque l'**OSM** identifie la présence d'une ou plusieurs quantités à modifier dans le **Relevé de règlement quotidien Publié** (MC 17.4), l'**OSM** rectifie et **Publie** à nouveau le **Relevé de règlement quotidien** sur l'**ETS**.

MC 17.5.2 Lorsqu'un **Opérateur du Système** constate qu'une rectification doit nécessairement être apportée sur le **Relevé de règlement quotidien Publié**, il soumet alors les éléments suivants :

- a) L'identification et **Code** de l'**Opérateur du Système** ;
- b) Le **Relevé de règlement quotidien** à rectifier ;
- c) La date à laquelle se rapporte le **Relevé de règlement quotidien** ;

- d) Les erreurs identifiées sur les **Quantités validées** et/ou les **Déséquilibres** ;
- e) Les preuves justificatives, le cas échéant.

MC 17.5.3 L'**OSM** examine la soumission et peut interagir avec l'**Opérateur du Système** demandeur afin de clarifier tout point de sa demande.

MC 17.5.4 L'**OSM** résout l'anomalie dans un délai de quarante-huit (48) heures à compter de la réception de la demande de rectification de l'**Opérateur du Système**.

MC 17.5.5 L'**OSM Publie** le **Relevé de règlement quotidien** rectifié sur l'**ETS** dès que possible.

MC 18. DESEQUILIBRES DU MARCHÉ RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ

MC 18.1 Règlement des Déséquilibres

MC 18.1.1.1 La valeur de l'énergie des **Déséquilibres** est calculée chaque **Jour** et compensée au cours de la période de sept (7) jours du cycle de facturation.

MC 18.1.1.2 Les responsabilités du déséquilibre des **Participants aux marchés** sont traitées conformément aux règles et réglementations nationales pertinentes.

MC 18.1.1.3 L'**OSM** élabore une **Procédure opérationnelle** appelée « procédure de **Déséquilibre** » afin de déterminer le processus de **Règlement** des **Déséquilibres**.

MC 18.1.1.4 L'**OSM** envoie quotidiennement à l'**Opérateur du Système** un relevé de déséquilibre pour la journée précédente. Ce relevé doit contenir :

- a) Les **Déséquilibres** qui correspondent à la différence entre les **Quantités validées** d'énergie pendant l'exploitation en temps réel et les quantités d'énergie programmées ;
- b) La valeur financière des **Déséquilibres**, qui correspond au **Déséquilibre** de chaque heure du **Jour de livraison** multiplié par le prix de compensation du **DAM** pour ladite heure.

MC 18.1.1.5 L'**OSM Publie** chaque semaine un relevé de **Déséquilibre** indiquant les **Déséquilibres** pour chaque **Jour de livraison** et le total net de l'énergie et des coûts de **Déséquilibre** pour les sept (7) **Jours de livraison** précédents.

MC 18.1.1.6 L'**OSM** établit une facture pour chaque **Opérateur du Système**, qui peut être positive ou négative pour l'ensemble des coûts de **Déséquilibre** au cours de la période de facturation.

MC 18.1.1.7 L'**Opérateur du Système** paie tous les coûts encourus dans les quatorze (14) jours après réception de la facture ou dans un autre délai précisé par l'**OSM**.

MC 18.1.1.8 L'**OSM** paie à l'**Opérateur du Système** tout montant dû dans les quatorze (14) jours après envoi de la facture ou dans un autre délai précisé par l'**OSM**.

MC 18.1.1.9 L'**OSM** impose une pénalité à l'**Opérateur du Système** dont le **Déséquilibre** dépasse la limite acceptable approuvée par l'**ARREC**.

MC 18.1.1.10 L'**OSM** peut demander aux **Opérateurs du Système** régulièrement défaillants dans le paiement des pénalités pour le **Déséquilibre** de fournir une garantie bancaire en ce qui concerne les frais de **Déséquilibre** potentiels.

TITRE V – FACTURATION, PAIEMENT ET FRAIS

MC 19. FACTURATION ET PAIEMENT

MC 19.1 Facturation dans le DAM

MC 19.1.1 L'**OSM** émet des factures hebdomadaires aux **Participants au marché** au plus tard [16h00 en J+8] uniquement pour les transactions du **DAM** des sept (7) **Jours de livraison** précédents, où J est le premier **Jour de livraison** de ces sept (7) **Jours de livraison**.

MC 19.1.2 Une facture doit comporter :

- a) Les **Relevés de règlement quotidien** finaux auxquels la facture se rapporte ;
- b) La **Position** nette du **Participant au marché**, à savoir le montant à payer à ou par l'**OSM**, y compris les frais et redevances du marché applicables. Un montant positif implique que le paiement doit être effectué par le **Participant au marché** à l'**OSM**, et un montant négatif implique que le paiement doit être effectué par l'**OSM** au **Participant au marché** ;
- c) La date et l'heure de l'échéance de paiement ;
- d) Tout montant impayé provenant de paiements en souffrance par rapport à des relevés de **Règlement** antérieurs.

MC 19.1.3 L'**OSM** maintient un compte bancaire auprès d'une institution financière de bonne réputation, la banque de **Règlement**, dans le seul but de régler les transactions de marché. Ce compte devra être tenu dans une agence de l'institution située en République du Bénin, pays d'accueil de l'**OSM**.

MC 19.1.4 Pour les paiements, tous les **Participants au marché** doivent utiliser le service de transfert électronique de fonds.

MC 19.1.5 En règle générale, les factures émises aux **Participants au marché** sont payables dans les quatorze (14) jours suivant la date d'émission.

MC 19.1.6 Lorsqu'une facture indique qu'un **Participant au marché** doit un montant supérieur à un (1) USD à l'**OSM**, le **Participant au marché** paie le montant total à l'**OSM**, en fonds compensés, avant 10h00 à la date indiquée sur la facture, que le montant indiqué comme étant dû soit contesté ou non.

MC 19.1.7 Lorsqu'une facture indique que l'**OSM** doit un montant supérieur à un (1) USD à un **Participant au marché**, l'**OSM** met le montant total à la disposition du **Participant au marché**, en fonds compensés, avant 15h00 à la date indiquée sur la facture.

MC 19.1.8 Tout retard de paiement génère des intérêts à un taux défini et approuvé par l'**ARREC**.

MC 19.1.9 L'**OSM** établit, dans ses livres, un compte distinct qu'il crédite de tous les montants de règlement des frais et redevances de marché payables à l'**OSM**.

MC 19.1.10 Le montant du règlement des frais et redevance de marché payable à l'**OSM** est considéré comme payé lorsqu'il est transféré sur le compte établi par l'**OSM**.

MC 19.1.11 L'**OSM** peut demander le décaissement des fonds du compte pour couvrir les frais encourus dans l'exercice de ses fonctions ou obligations, et l'exécution de l'équilibrage et de tout autre service qu'il peut rendre.

MC 19.1.12 La gestion du compte en MC 19.1.10 doit être conforme au règlement relatif à la « redevance du **Marché régional de l'électricité** de la **CEDEAO** » et les procédures associées.

MC 19.2 Paiement en cas de défaut

MC 19.2.1 Lorsqu'un **Participant au marché** omet d'effectuer un paiement à l'**OSM** en vertu du **Code du marché** à l'échéance dans les délais, l'**OSM** puise dans les fonds de tout **Soutien au crédit** concernant ce **Participant au marché** afin d'effectuer le paiement.

MC 19.2.2 A chaque fois que le montant total reçu par l'**OSM** de la part des **Participants au marché** en fonds compensés n'est pas suffisant pour effectuer les paiements que l'**OSM** est tenu d'effectuer en vertu du **Code du marché**, notamment à la suite d'un défaut d'un ou de plusieurs **Participants au marché** ; la responsabilité de l'**OSM** quant à effectuer ces paiements sera limitée au montant disponible.

MC 19.2.3 L'**OSM** doit appliquer le montant disponible comme suit :

- a) Premièrement, l'**OSM** doit appliquer le montant total pour satisfaire le paiement des frais et de redevance de service pour l'exploitation et la réglementation du système et du marché. Si le montant disponible pour ce premier paiement est insuffisant, l'**OSM** doit réduire les paiements de façon proportionnelle entre l'exploitation du système et du marché et la réglementation.
- b) Deuxièmement, l'**OSM** doit appliquer le montant total restant pour les **Participants au marché** ; mais si ce montant restant après les premiers paiements en a) n'est pas suffisant pour effectuer les paiements aux **Participants au marché**, l'**OSM** doit réduire les paiements en proportion. Chaque paiement est basé sur la proportion du montant disponible restant, et le ratio est calculé en fonction du montant requis pour effectuer des paiements complets.

MC 19.2.4 Lorsque dans un délai de cinq (5) jours ouvrables après un défaut de paiement, l'**OSM** n'a pas recouvré l'intégralité du montant en souffrance, il devra alors lever un **Prélèvement pour défaut** auprès de tous les **Participants au marché** autres que les **Participants au marché** présentant des défauts de paiement non recouverts, pour couvrir le manque à gagner. L'**OSM** déterminera le montant à payer par chaque **Participant au marché**, en tenant compte de la valeur absolue

d'énergie en MWh fournie, produite ou consommée et déterminée selon les programmes, pour chaque **Participant au marché** pour les blocs horaires au cours du mois de négoce le plus récent ; en proportion du total de ces valeurs pour tous les **Participants au marché** autres que les **Participants au marché** présentant des défauts de paiement non recouvrés.

MC 19.2.5 L'**OSM** doit notifier à chaque **Participant au marché** le montant à payer concernant le **Prélèvement pour défaut**, dans les six (6) jours ouvrables suivant le défaut de paiement.

MC 19.2.6 Chaque **Participant au marché** doit payer à l'**OSM** le montant total du **Prélèvement pour défaut**, qui lui est notifié par l'**OSM**, en fonds compensés, au plus tard 10h00 le 8e jour ouvrable suivant la date de notification du paiement du **Prélèvement pour défaut**, qu'il conteste ou non le montant notifié.

MC 19.2.7 Au plus tard à 14h00 le 8^e jour ouvrable suivant la date de notification du paiement du **Prélèvement pour défaut**, l'**OSM** doit allouer le total des montants reçus aux **Parties** concernées.

MC 19.2.8 À la fin du deuxième mois suivant la fin d'un exercice financier, l'**OSM** doit rembourser tous les **Prélèvements pour défaut** perçus au cours de cet exercice aux **Parties** concernées à partir des redevances du marché.

MC 19.2.9 Si après un **Prélèvement pour défaut**, l'**OSM** récupère tout ou partie du manque à gagner auprès du **Participant au marché** défaillant, l'**OSM** utilise le montant récupéré pour rembourser les montants de **Prélèvement pour défaut** payés par d'autres **Participants au marché**. Cela doit être effectué dès que possible, mais au plus tard à la fin du mois civil suivant. L'**OSM** détermine le montant à rembourser à chaque **Participant au marché** ayant dû effectuer un paiement de **Prélèvement pour défaut**. Pour déterminer le montant à rembourser à un **Participant au marché**, l'**OSM** doit tenir compte :

- a) Du montant recouvré ;
- a) Du **Prélèvement pour défaut** payé par le **Participant au marché** en proportion du total des montants payés par tous les **Participants au marché**.

MC 19.3 Facturation dans le Marché régional de l'électricité

MC 19.3.1 La facturation des transactions d'électricité sur le **Marché OTC** est sous la responsabilité des **Participants au marché**, conformément à leurs **Contrats bilatéraux**.

MC 19.3.2 La facturation des transactions d'énergie du **Marché du jour pour le lendemain** est effectuée entre l'**OSM** et les **Participants au marché**.

MC 19.3.3 La facturation de l'utilisation du **Réseau de transport** et des pertes associées à ladite utilisation dans le **Marché régionale de l'électricité** est effectuée entre l'**OSM** et les **Parties pour la Compensation régionale (RCP)**.

MC 20. REDEVANCES ET FRAIS DE MARCHÉ

MC 20.1 Détermination des redevances et frais de marché

MC 20.1.1 Les redevances et frais perçus par l'**OSM** auprès des **Participants au marché** dans le cadre du fonctionnement du **Marché régional de l'électricité** sont les suivants :

- a) Frais d'exploitation du marché ;
- b) Frais d'exploitation du système ;
- c) Redevances de régulation ;
- d) Frais de demande de participation au marché.

MC 20.1.2 Les redevances et frais sont fixés pour permettre à l'**OSM** d'obtenir un revenu égal aux dépenses estimées des opérations de l'**OSM** et l'**ARREC**.

MC 20.1.3 La redevance pour les opérations de l'**ARREC** est calculée et approuvée conformément aux dispositions du Règlement C/REG.27/12/07 tel que modifié sur la composition, l'organisation, les fonctions et le fonctionnement de l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO et le Règlement C/REG.14/12/23 relatif à la redevance du Marché régional de l'électricité de la CEDEAO.

MC 20.1.4 L'**ARREC** peut fixer des frais plus bas au début du **MRE** lorsque le niveau d'échange existant ne peut raisonnablement pas supporter les dépenses estimées de l'**OSM** et l'**ARREC**.

MC 20.1.5 Au plus tard le 31 août de chaque année, l'**OSM** doit déterminer et soumettre son budget. L'**ARREC** approuve les montants des frais basés sur ce budget avant le 15 novembre. Avant cette approbation, l'**ARREC** peut exiger la soumission d'**Informations**, de documents et de preuves supplémentaires par l'**OSM**.

MC 20.1.6 Lorsque l'**ARREC** n'a pas approuvé les montants des frais pour l'**OSM** au plus tard le 15 novembre, l'**OSM** applique les montants des frais les plus récemment approuvés par l'**ARREC**.

MC 20.1.7 Au plus tard le 30 novembre de chaque année, l'**OSM** doit **Publier** les frais à appliquer l'année suivante à compter du 1^{er} janvier.

MC 20.1.8 Lorsque les revenus obtenus par les frais approuvés pour un **Exercice comptable N**, sont supérieurs ou inférieurs aux revenus réelles collectées pour cet **Exercice comptable N**, le montant des frais pour l'**Exercice comptable N+2** doit en tenir compte. Le montant des frais pour l'**Exercice comptable N+2** diminue du montant de l'excédent ou augmente du montant de tout déficit, selon le cas.

MC 20.1.9 Le niveau de chaque frais pour une demande doit refléter les coûts moyens estimés par l'**OSM** et l'**ARREC** pour le traitement de ladite demande et peut être différent selon les catégories de **Participants au marché**.

MC 20.1.10 Pour la mise en œuvre du Règlement C/REG.14/12/23 relatif à la redevance du **Marché régional de l'électricité** de la **CEDEAO**, l'**ARREC** adopte une procédure détaillée comprenant les modes et les délais de calcul, de paiement et de recouvrement des redevances et frais du marché.

MC 20.2 Paiement des redevances et frais de marché

MC 20.2.1 L'**OSM** facture le montant des frais applicables à un **Participant au marché**, conformément à la Procédure pour la redevance du **Marché régional de l'électricité** de la **CEDEAO** établie au MC 20.1.10.

MC 20.2.2 Le **Candidat** doit payer les frais de demande correspondants lors de la soumission de sa requête à l'**OSM** ou à l'**ARREC**.

MC 20.3 Paiement des services de transport

MC 20.3.1 Le paiement des services de transport sera effectué selon la méthode établie au MC 24.

TITRE VI – SUIVI ET SURVEILLANCE DU MARCHÉ

MC 21. SUIVI ET SURVEILLANCE DU MARCHÉ

MC 21.1 Objectifs du suivi du marché

MC 21.1.1 Les objectifs du suivi **du marché** sont les suivants :

- a) Détecter et prévenir toute **Manipulation du marché, Délit d'initié, Cartellisation** et **Abus de position dominante** par tout **Participant au marché** ;
- b) Veiller à ce que les **Participants au marché** aient confiance dans l'intégrité et l'équité des échanges au sein du **MRE** ;
- c) Veiller à ce que les prix soient obtenus de manière transparente et compétitive ;
- d) Assurer l'évaluation de la conformité au **Code du marché** par les **Acteurs du marché** ;
- e) Assurer la neutralité de la conduite de l'**OSM** en cas de prolongation de l'**Heure de fermeture du guichet** du **DAM**.

MC 21.2 Définitions des pratiques anti-concurrentielles

MC 21.2.1 La **Manipulation du marché** signifie ce qui suit :

- a) La conclusion de toute transaction sur l'**ETS** du **MRE**, visant :
 - i. A donner ou étant susceptible de donner des indications fausses ou trompeuses concernant la fourniture, la demande ou le prix de tout contrat ;
 - ii. A obtenir ou tenter d'obtenir, à travers tout membre du personnel de l'**OSM** ou autres **Acteurs du marché**, un prix de vente relativement plus élevé tout en réduisant l'approvisionnement d'autres ayant droits ;
- b) La diffusion de toute **Information** par le biais des médias qui envoie ou est susceptible d'envoyer, des signaux faux ou trompeurs sur la fourniture, la demande ou le prix de tout contrat.

MC 21.2.2 La **Cartellisation** désigne un acte des **Participants au marché** qui, d'un commun accord, limitent ou contrôlent, ou tentent de limiter ou de contrôler, la **Production**, la distribution, la vente, le prix ou le commerce de l'électricité.

MC 21.2.3 Les **Informations sensibles relatives au prix non-publiées** désignent toutes **Informations** relatives à des contrats négociés dans le **MRE** qui ne sont pas généralement disponibles mais qui, lorsqu'elles deviennent généralement disponibles, sont susceptibles d'affecter sensiblement le prix dans le **MRE**, et comprennent généralement, de façon non-exhaustive, des **Informations** relatives à ce qui suit :

- a) **Offres de vente** et **Offres d'achat** du **Marché du jour pour le lendemain** ;
- b) Prix du **Marché OTC** ;
- c) Contrats du **Marché OTC**.

MC 21.2.4 Un **Initié** désigne une personne :

- a) Qui est ou a été, au cours des douze (12) mois précédant l'évènement concerné, associée à l'**OSM**, directement ou indirectement, à quelque titre que ce soit, y compris en raison de communications fréquentes avec les dirigeants de l'**OSM** ou dans le cadre d'une relation contractuelle, fiduciaire ou d'emploi ou en étant un administrateur, un dirigeant ou un employé de l'**OSM**, ou encore en occupant un poste incluant une relation professionnelle ou d'affaires avec l'**OSM**, qu'elle soit temporaire ou permanente, permettant à cette personne, directement ou indirectement, d'accéder à des **Informations sensibles relatives au prix non-publiées** concernant des transactions dans le **MRE** ;
- b) Qui est en possession ou a accès à des **Informations sensibles relatives au prix non-publiées** concernant des transactions dans le **MRE** ;
- c) Qui a obtenu des **Informations sensibles relatives au prix non-publiées** par le biais d'activités criminelles.

MC 21.2.5 Le **Délit d'initié** signifie :

- a) Négocier ou amener une autre personne à négocier, un contrat du **MRE** tout en possédant des **Informations sensibles relatives au prix non-publiées** relatives à ce contrat.
- b) Communiquer, fournir ou permettre l'accès à toute **Informations sensibles relatives au prix non-publiées**, à toute personne, y compris d'autres **Initiés**, sauf si cette communication s'inscrit dans le cadre de la poursuite d'objectifs légitimes, l'exécution de devoirs ou l'exécution d'obligations légales ;
- c) Recommander à toute personne, sur la base d'**Informations sensibles relatives au prix non-publiées** de nommer, d'acquérir ou de céder tout contrat concernant le **MRE** auquel ces **Informations** se rapportent.

MC 21.2.6 Le **Commerce circulaire** désigne les transactions où un ou plusieurs **Participants au marché** échangent de l'électricité entre eux, en plaçant à la fois des **Offres d'achat** et des **Offres de vente**, directement ou via des **Entités** liées, dans le but de manipuler le prix de l'électricité, de créer un marché artificiel, de frauder ou d'abuser du système.

MC 21.2.7 L'**Abus de position dominante** par tout **Participant au marché** est l'utilisation abusive du **Pouvoir de marché** par un **Participant au marché** pour manipuler le marché pour restreindre, fausser ou éliminer la concurrence.

MC 21.2.8 L'**Accumulation de capacités**, dans le cadre du **Code du marché**, signifie l'acquisition de toute ou partie substantielle de l'**ATC**, sans l'utiliser ou sans totalement l'utiliser, de façon intentionnelle.

MC 21.3 Responsabilités pour le suivi et la surveillance du marché

MC 21.3.1 Le suivi du marché est effectué par l'**OSM** comme établi au MC 2.5.5. L'**OSM** est chargé de :

- a) Mettre en place un mécanisme approprié de collecte d'**Informations** pour le suivi du marché ;
- b) Elaborer et Mettre en œuvre une **Procédure opérationnelle** appelée « **Procédure de suivi du marché** » ;
- c) Signaler immédiatement à l'**ARREC** tout constat de pratique **Anti-concurrentielle potentielle** ou d'**Accumulation de capacités** de la part d'un **Participant au marché**.

MC 21.3.2 En matière de surveillance du marché, l'**ARREC** est chargé de :

- a) Approuver la **Procédure de suivi du marché**, préparée par l'**OSM** ;
- b) Spécifier les variables que l'**OSM** doit collecter pour le suivi régulier du marché ;
- c) Exercer sa responsabilité de surveillance par le biais du **Comité de surveillance du marché** sur les activités de suivi du marché, réalisées par l'**OSM** ;
- d) Mener des enquêtes de conformité au **Code du marché** ;
- e) Analyser les pratiques anti-concurrentielles telle que l'**Accumulation de capacités** ou autres pratiques détectables avec les **Informations** fournies par l'**OSM** et les **Informations** complémentaires collectées par l'**ARREC** ;
- f) Émettre une sentence, une décision ou un arrêté concernant le résultat de l'analyse et de l'enquête, relatif aux pratiques anti-concurrentielles ;
- g) Imposer des sanctions et prendre les mesures appropriées à l'encontre des **Entités** et des personnes physiques impliquées dans les pratiques anti-concurrentielles.

MC 21.3.3 L'**ARREC** met en place un **Comité de surveillance du marché**. Le **Comité de surveillance du marché** peut inclure au moins deux (2) experts hautement qualifiés de l'**Industrie de fourniture d'électricité (ESI)**, spécifiquement engagés par l'**ARREC** pour fournir des commentaires, des critiques et des recommandations pour améliorer le **MRE**.

MC 21.3.4 Le **Comité de surveillance du marché** est chargé de :

- a) Spécifier la liste des variables que le **Comité de surveillance du marché** exige de l'**OSM** pour ses activités de surveillance du marché ;

- b) Recommander des mesures supplémentaires ou des améliorations à la **Procédure de suivi du marché** préparée par l'**OSM** ;
- c) Préparer et soumettre à l'**ARREC** un rapport trimestriel sur l'activité de surveillance du marché.

MC 21.4 Suivi du marché par l'OSM

MC 21.4.1 L'**OSM** met en place une unité de suivi qui assure le suivi quotidien des transactions et entreprend les analyses mentionnées au MC 21.4.3.

MC 21.4.2 L'**OSM** s'assure que seul un personnel autorisé effectue le suivi du marché à partir d'un espace physiquement sécurisé et à accès restreint. Les **Informations**, la sécurité des données et l'enregistrement audio des conversations de ce personnel sont conservés par l'**OSM** pendant une période de deux (2) ans et mis à la disposition de l'**ARREC**.

MC 21.4.3 L'unité de suivi de l'**OSM** analyse les schémas des **Offres** et les transactions des **Participants au marché** et fournit un **Rapport de suivi du marché** trimestriel basé sur la **Procédure de suivi du marché**. Le **Rapport de suivi du marché** comprend, sans s'y limiter, les éléments suivants :

- a) Processus d'enregistrement des **Participants au marché** ;
- b) Mécanisme de collecte des données auprès des **Participants au marché** ;
- c) **Informations** sur les **Participants au marché** ou sur toute autre **Entité** devant fournir des **Informations** ;
- d) **Informations** spécifiques à fournir par les **Entités** indiquées à la clause (c) ci-dessus ;
- e) Périodicité et formats de communication des **Informations** ;
- f) Mesures pour empêcher toute utilisation abusive ou tout accès non autorisé aux **Informations** fournies par les **Participants au marché** ;
- g) Activités d'analyses et de suivi du marché sur la base des données fournies par les **Participants au marché** ;
- h) Activités d'analyses et de suivi du marché sur la base des rapports fournis par l'**OSM**, tel que spécifié par l'**ARREC** ;
- i) Toute autre **Information** pouvant être requise par l'**ARREC**.

MC 21.4.4 L'**ARREC** peut ordonner une enquête conformément au présent **Code du marché**, une fois convaincue que l'une des circonstances suivantes existe :

- a) Non-respect des obligations légales par les **Participants au marché** :
 - i. Violation ou non-respect de l'une quelconque des dispositions du présent **Code du marché** ;

- ii. Non-respect des décisions et résolutions de l'**ARREC**, émises suite à une violation des **Codes du MRE** et toute autre réglementation ;
 - iii. Retard ou non mise à disposition des **Informations** demandées en vertu du **Code du marché** ou de toute autre information demandées par l'**ARREC** ;
- b) Implication des **Participants au marché** dans toutes activités prohibées, incluant, de façon non-exhaustive :
 - i. **Manipulation du marché** ;
 - ii. Toute forme de **Cartellisation** ;
 - iii. **Délit d'initié** ;
 - iv. **Abus de position dominante**.

MC 21.5 Comité de surveillance du marché

MC 21.5.1 L'**ARREC** constitue un **Comité de surveillance du marché** indépendant comprenant au moins deux (2) experts hautement qualifiés de l'**Industrie de fourniture d'électricité (ESI)**. Aucun membre du **Comité de surveillance du marché** ne peut être un employé de l'**OSM**.

MC 21.5.2 Les membres du **Comité de surveillance du marché** seront renouvelés après deux (2) ans. Au début des activités du comité et pour une seule fois, un (1) des membres nommés sera renouvelé après deux (2) ans et l'autre après trois (3) ans. Un ancien membre du comité exerce ses fonctions pendant un an avec le nouveau membre afin de garantir la continuité de l'activité et le transfert de connaissances.

MC 21.5.3 Le **Comité de surveillance du marché** soumet un **Rapport de surveillance du marché** trimestriel à l'**ARREC** dans les trente (30) jours suivant la fin de chaque trimestre, et inclut notamment les éléments suivants :

- a) Profil des transactions des **Participants au marché** sur une période de temps spécifique ;
- b) Analyse de la volatilité journalière, hebdomadaire et mensuelle des prix ;
- c) Analyse du pouvoir de fixation des prix des **Acheteurs** et des **Vendeurs** ;
- d) Position dominante des **Participants au marché** ;
- e) Suivi du **Commerce circulaire** ;
- f) Analyse des volumes de transactions subitement élevés des **Participants au marché** ;
- g) Analyse de défaut de tout **Participant au marché** ;

- h) Analyse des transactions en cas de congestion sur l'**Interconnexion transfrontalière** ou le corridor d'interconnexion ;
- i) Analyse de la concentration du marché dans les transactions quotidiennes ;
- j) Analyse des **Acheteurs** et des **Vendeurs** dont le volume a été compensé à l'équilibre.

MC 21.6 Intervention de l'ARREC

MC 21.6.1 L'**ARREC** reçoit, sur le suivi ainsi que sur la surveillance du marché, les rapports suivants :

- a) **Rapport de suivi du marché** rédigé par l'**OSM** (MC 21.4.1) ;
- b) **Rapport de surveillance du marché** rédigé par le **Comité de surveillance du marché** indépendant (MC 21.5.3).

MC 21.6.2 Dès réception de ces rapports indiqués au MC 21.6.1 ou de toute autre information spécifique, l'**ARREC**, conformément aux dispositions figurant au MC 21.4.4, donne la possibilité au **Participant au marché** concerné de faire des observations sur les faits rapportés. L'**ARREC**, après considération desdites observations, le cas échéant, peut :

- a) Exiger que le **Participant au marché** concerné prenne les mesures que l'**ARREC** juge appropriées ;
- b) Imposer des sanctions conformément aux dispositions de la **Règlementation du Marché Régional de l'Électricité (RMRE)** et des **Codes du MRE** ;
- c) Exclure le **Participant au marché** concerné de la participation à l'un des types de marché concerné du **MRE** pour une période pouvant être décidée par l'**ARREC** ;
- d) Demander à l'**OSM** d'annuler son enregistrement et sa participation ;
- e) Suspendre ou annuler l'enregistrement dans le **MRE** et sur les plateformes électroniques en vertu du **Code du marché**.

MC 21.7 Autres circonstances nécessitant une intervention

MC 21.7.1 Lorsque l'**ARREC** estime qu'une situation d'augmentation ou de diminution anormale des prix ou des volumes d'électricité sur le **Marché du jour pour le lendemain** existe, ou est susceptible de se produire dans le **DAM**, l'**ARREC** peut prendre décision pour :

- a) Ajuster le prix de l'**Offre** minimum (plancher) et le prix de l'**Offre** maximum (plafond) sur les prix de l'électricité dans le **Marché du jour pour le lendemain** ;
- b) Suspendre les activités de transaction sur le **Marché du jour pour le lendemain** pendant une période de réflexion, en cas de volatilité accrue ;
- c) Suspendre la transaction de tout contrat spécifique sur le **MRE** ;
- d) Réglementer les frais de transaction facturés par l'**OSM**.

MC 21.8 Mesure conservatoire de l'ARREC

MC 21.8.1 Si au cours d'une enquête ou d'une intervention, l'**ARREC** est convaincue qu'un acte contraire au **Code du marché** a été commis, continue d'être commis ou est sur le point d'être commis, l'**ARREC** peut, par décision, prendre des mesures conservatoires jusqu'à la conclusion de l'enquête ou de l'intervention.

MC 21.9 Inspections par l'ARREC

MC 21.9.1 L'**ARREC** peut, à tout moment, entreprendre une inspection, mener des enquêtes ou auditer l'**OSM**, les **Gestionnaires de réseau** ou les **Opérateurs de système**, soit par l'intermédiaire de ses agents, soit par l'intermédiaire d'un tiers.

MC 21.9.2 Lorsque l'**ARREC** entreprend une inspection, l'**OSM**, les **Gestionnaires de réseau** ou les **Opérateurs de système** et tout agent de l'**OSM**, des **Gestionnaires de réseau** ou des **Opérateurs de système** coopèrent dans le cadre de cette inspection, enquête ou audit.

MC 22. MESURES ANTI-ACCUMULATION

MC 22.1 Accumulation de capacités

MC 22.1.1 L'**Accumulation de capacité** de transport fait référence à un cas où, un **Participant au marché** acquiert des **PTR** et effectue la réservation de capacité par le biais du mécanisme du **Premier venu-premier servi** ou de l'**Enchère explicite** dans le **Marché OTC** ou de l'**Enchère implicite** dans le **Marché du jour pour le lendemain** sans l'utiliser ou sans totalement l'utiliser, de façon intentionnelle.

MC 22.1.2 Les cas de non-utilisation de la capacité se produisent lorsqu'un **Participant au marché** acquiert de la capacité (**PTR**) dans une direction pour une période donnée et, au même moment ou à un moment ultérieur, acquiert de la capacité (**PTR**) pour la même période dans la direction opposée.

MC 22.1.3 Les cas d'utilisation effective de la capacité de transport surviennent lorsque la capacité est utilisée pour répondre à un besoin légitime du **Participant au marché** ou en réponse à des changements inattendus de l'offre ou de la **Demande**, et lorsqu'il existe un lien direct et sans équivoque entre ces changements inattendus et la capacité utilisée en termes de temps et de quantité de capacité utilisée.

MC 22.2 Manipulation du marché en termes de capacité de transport

MC 22.2.1 La **Manipulation du marché** en termes de capacité de transport concerne des actions menées par les **Participants au marché** qui amènent artificiellement la capacité de transport (**PTR**) et/ou les prix du marché à un niveau non justifié par les forces du marché. Une telle forme de **Manipulation de marché** consiste à donner délibérément l'impression que la **Capacité disponible de transfert (ATC)** est inférieure à la capacité techniquement disponible. Ces **Informations** sont susceptibles d'affecter le prix et la capacité disponibles sur le **Marché du jour pour le lendemain**.

MC 22.2.2 Les types de **Manipulation du marché** comprennent :

- a) Des signaux erronés et/ou signaux trompeurs ;
- b) Le positionnement des prix ;
- c) Des transactions impliquant des nominations fictives de capacités ;
- d) La diffusion d'**Informations** fausses ou trompeuses.

MC 22.2.3 Toute **Nomination** de capacité qui donne, ou est susceptible de donner, des signaux erronés ou trompeurs aux **Participants au marché** ou sur le prix du **Marché du Jour pour le lendemain**, est considérée comme une **Manipulation du marché** ;

MC 22.2.4 Toute transaction ou participation à une **Enchère explicite** pour obtenir des **PTR** pour une période donnée dans le but d'augmenter artificiellement le prix du marché est considérée comme une **Manipulation du marché**. Ceci constitue un positionnement de prix.

MC 22.3 Rôles dans le suivi de l'Accumulation de capacités

MC 22.3.1 L'**OSM** est chargé d'effectuer le suivi du marché (MC 2.5.5) pour détecter l'**Accumulation de capacités**, selon les concepts et définitions du présent **Code du marché**

MC 22.3.2 L'**OSM** est chargé de la collecte des données requises par l'**ARREC** pour exécuter la tâche assignée de suivi de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** et des pratiques d'**Accumulation de capacités**.

MC 22.3.3 L'**OSM** collecte les **Informations** issues des **Enchères explicites** pour assurer la coordination opérationnelle et des activités de suivi d'**Accumulation de capacités**.

MC 22.4 Indicateurs de suivi de l'Accumulation de capacités

MC 22.4.1 Les indicateurs suivants sont suivis par l'**OSM** :

- a) Les prix de **Compensation** du **Marché du Jour pour le lendemain** ;
- b) La quantité de **PTR** obtenue par chaque **Participant au marché** ;
- c) La part de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** acquise par chaque **Participant au marché** ;
- d) L'intervalle de temps entre les transactions d'un même **Participant au marché** ;
- e) L'annulation directe ou indirecte de transactions ;
- f) La capacité journalière offerte sur le **Marché du jour pour le lendemain** ;
- g) Les **Nominations** des capacités par chaque **Participant au marché** ;
- h) L'utilisation effective des **PTR** par chaque **Participant au marché** ;
- i) Tout autre indicateur pertinent.

MC 22.4.2 Le suivi des prix de **Compensation** sur le **Marché du jour pour le lendemain** donne une indication de l'utilisation des **Droits de transport physique (PTR)** et de leurs résultats.

MC 22.4.3 La part de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** acquise par le **Participant au marché** peut aider à identifier l'**Accumulation de capacités**. Une partie substantielle de la **Capacité disponible de transfert (ATC)** doit être acquise pour que la convergence des prix soit entravée par l'**Accumulation de capacités**.

MC 22.4.4 L'**Accumulation de capacités** concerne une non-utilisation ou une utilisation non effective de la capacité de transport. L'annulation directe ou indirecte d'une transaction utilisée pour l'acquisition de **PTR** permet au **Participant au marché** de retirer de la capacité du marché et peut entraîner la non-utilisation de la capacité.

MC 23. SANCTIONS À L'ENCONTRE DES PARTICIPANTS AU MARCHÉ

MC 23.1 Cas d'imposition de sanctions

MC 23.1.1 L'Autorité compétente chargée d'imposer des sanctions à l'encontre des **Participants au marché** est l'**ARREC**. Avant toute imposition de sanctions, l'**ARREC** mène des investigations conformément aux procédures applicables.

MC 23.1.2 L'**ARREC** peut imposer des sanctions à l'encontre d'un **Participant au marché**, conformément au règlement C/REG.17/06/19, tel qu'il peut être modifié, dans les cas décrits dans le présent MC 23.1.

MC 23.1.3 Lorsque le **Participant au marché** enfreint une disposition quelconque du **Code du marché** ou une **Procédure opérationnelle**, notamment :

- a) Lorsqu'un **Participant au marché** ne satisfait pas ou ne satisfait pas de manière adéquate aux exigences pour acquérir et maintenir la capacité du **Participant au marché**, y compris, de façon non-exhaustive :
 - i. L'absence de capacité organisationnelle et opérationnelle ;
 - ii. La défaillance des **Négociants certifiés** d'un **Participant au marché** à satisfaire les critères de compétence professionnelle stipulés par l'**OSM** ;
 - iii. Le non-paiement ou défaut de paiement à l'**OSM** des souscriptions, charges et frais requis du **Participant au marché**.
- b) Lorsqu'un **Participant au marché** ne respecte pas les instructions ou spécifications techniques de l'**OSM** quant à l'utilisation et au fonctionnement des plateformes électroniques pour sa participation aux séances de négoce du **MRE**.
- c) En cas d'utilisation ou d'exploitation illégale ou non autorisée des plateformes électroniques utilisées pour participer aux séances de négoce du **MRE**.
- d) Lorsqu'un **Participant au marché** ne respecte pas les règles de déontologie établies par l'**OSM** et l'**ARREC**.

MC 23.1.4 Lorsqu'un **Participant au marché** ne respecte pas les processus adoptés par l'**OSM** pour l'exécution des transactions, notamment :

- a) Effectuer des transactions contraires aux termes, méthodes et conditions stipulés par les **Procédures opérationnelles** de l'**OSM** pour lesdites transactions ;
- b) Dépasser les limites de position fixées pour un **Participant au marché** ;
- c) Exécuter de transactions d'une manière perturbant le bon fonctionnement du marché.

MC 23.1.5 Lorsqu'un **Participant au marché** soumet des **Informations** erronées ou trompeuses à l'**OSM**, y compris, mais sans s'y limiter, dans les cas suivants :

- a) Lorsqu'un **Participant au marché** ou son **Négociant certifié** dépose sa demande d'acquisition de la capacité ;
- b) Lorsqu'un **Participant au marché** requiert ou utilise des codes et des comptes pour le **MRE** ;
- c) Lorsqu'un **Participant au marché** soumet des demandes d'annulation ou de rectification de ses transactions, de façon générale ;
- d) Lorsqu'un **Participant au marché** fournit des données, des pièces justificatives ou des **Informations** demandées, à tout moment, par l'**OSM**.

MC 23.1.6 Lorsque le **Participant au marché** ne remplit pas ou ne remplit pas correctement les obligations contractées conformément aux dispositions applicables en matière de **Compensation** ou de règlement, y compris, mais sans s'y limiter aux cas suivants :

- a) Le paiement des garanties requises et autres **Garanties financières** en vigueur ;
- b) Le respect des limites fixées au **Participant au marché** ;
- c) L'exécution des obligations découlant de la **Compensation** et du **Règlement** des transactions.

MC 23.1.7 Lorsqu'un **Participant au marché** ne se conforme pas aux notifications, décisions ou instructions de l'**OSM**, pour le traitement et la résolution rapide des questions en suspens survenant lors d'une compensation.

MC 23.1.8 Lorsque le **participant au marché** devient incapable de remplir ses obligations ou est réputé être en état d'insolvabilité en vertu des dispositions applicables.

MC 23.1.9 Lorsqu'un **Participant au marché** commet des actes ou des omissions qui portent atteinte à la réputation et à la position de l'**OSM**.

MC 23.1.10 Lorsqu'un **Participant au marché** se livre à des **Manipulations du marché** et/ou à des **Abus de position dominante** et/ou à des **Délits d'initié**.

MC 23.1.11 Lorsqu'un **Participant au marché** fait l'objet de sanctions imposées par son **ARN** et/ou l'**ARREC** ou toutes autres autorités compétentes.

MC 23.2 Catégories de sanctions contre les Participants au marché

MC 23.2.1 L'**ARREC** peut prendre une ou plusieurs des sanctions suivantes à l'encontre des **Participants au marché** :

- a) Avertissement écrit ;
- b) Conditions ou de restrictions quant à la participation du **Participant au marché** dans un marché concerné du **MRE** ;
- c) Amendes telles que fixées par l'**ARREC**, sans préjudice de toute demande de dommages-intérêts de la part de l'**OSM** visant à recouvrer toute perte causée ;
- d) Interdiction de participation dans des marchés concernés du **MRE** ;
- e) **Suspension** du **Participant au marché** pour une période spécifique stipulée par l'**ARREC** au cas par cas. La **Suspension** peut être imposée uniquement au **Négociant certifié** ou au **Participant au marché** en général. Le droit du **Participant au marché** de participer aux séances de négoce est révoqué pendant toute la durée de la **Suspension**. La **Suspension** ne libère pas le **Participant au marché** de ses obligations envers l'**OSM** de payer tous les montants dus, y compris, mais sans s'y limiter, ses obligations de payer les frais annuels, commissions et autres montants facturés au **Participant au marché** par l'**OSM** conformément au **Code du marché**, même si ces obligations prennent naissance pendant la période de suspension ;
- f) Retrait de l'autorisation du **Participant au marché** à participer au **MRE**.

MC 23.2.2 L'imposition de sanctions à l'encontre d'un **Participant au marché** ne libère ce dernier de sa responsabilité pour les actes ou omissions envers l'**OSM** ou des tiers.

MC 23.2.3 ***Suspension d'un Participant au marché***

MC 23.2.3.1 La suspension d'un **Participant au marché** est appliquée dès la survenance de l'un des événements suivants :

- a) Le **Participant au marché** est en défaut de paiement en vertu du **Code du marché** ;
- b) Le **Participant au marché** enfreint les obligations **Prudentielles** du MC 14 ;
- c) L'**OSM** fait une demande de prélèvement sur le **Soutien au crédit** concernant le **Participant au marché**, et le paiement au titre du **Soutien au crédit** n'est pas reçu par l'**OSM** dans les quatre-vingt-dix (90) minutes suivant la demande ;
- d) Le **Participant au marché** invoque des obstacles juridiques comme motif de non-respect de l'une de ses obligations en vertu du **Code du marché** ;
- e) Le fournisseur de **Soutien au crédit** d'un **Participant au marché** est empêché ou déclare être empêché, d'exécuter l'une de ses obligations au titre dudit **Soutien au crédit**, en vertu de dispositions légales ou réglementaires ;
- f) Le code d'identification unique permettant de négocier sur l'**ETS** n'est plus valide ;
- g) La licence du fournisseur de **Soutien au crédit**, à exercer l'activité de fourniture de **Soutien au crédit**, n'est plus valide ;

- h) Le fournisseur de **Soutien au crédit** au **Participant au marché** cesse ses activités de **Soutien au crédit** ;
- i) Le **Participant au marché** ou son fournisseur de **Soutien au crédit** devient insolvable ;
- j) Une résolution est adoptée ou des mesures sont prises pour adopter une résolution pour la liquidation ou la dissolution du **Participant au marché** ou de son fournisseur de **Soutien au crédit** ;
- k) Le **Participant au marché** ou son fournisseur de **Soutien au crédit** est dissous.

MC 23.3 Sanctions à l'encontre de l'OSM

MC 23.3.1 L'**ARREC** peut imposer des sanctions à l'**OSM** dans les cas suivants :

- a) Non-respect des dispositions des **Codes du MRE** ;
- b) Non application de règles et procédures non discriminatoires et transparentes dans le fonctionnement du **MRE** ;
- c) Tolérance de la **Manipulation du marché** ou participation à un **Délit d'initié**.

MC 23.4 Exclusion du Marché régional de l'électricité par l'ARREC

MC 23.4.1 Sur proposition de l'**OSM**, ou sur sa propre initiative après investigations, l'**ARREC** peut exclure sans délai un **Participant au marché** du **MRE** si le **Participant au marché**, de quelque manière que ce soit :

- a) Enfreint les dispositions des **Enchères explicites** du **Code du marché** ;
- b) Enfreint la **Procédure d'allocation par Enchères explicites** ;
- c) Est déclaré en faillite ;
- d) Est en défaut de paiement vis-à-vis de l'**OSM** et d'autres **Participants au marché** ;
- e) N'augmente pas le montant des **Garanties financières** dans les cinq (5) jours ouvrables suivant le jour d'attribution des **PTR** au **Participant au marché** afin de couvrir intégralement le montant total correspondant aux **PTR** alloués ;
- f) Est en défaut pour restaurer, dans les cinq (5) jours ouvrables, le montant de la garantie bancaire à sa valeur initiale, après l'appel de la garantie ;

MC 23.4.2 L'**ARREC** notifie l'exclusion sans délai à l'**OSM** et au **Participant au marché** par courrier électronique puis par courrier recommandé, avec accusé de réception. L'exclusion prend effet à la date précisée dans la notification.

MC 23.4.3 L'exclusion du **MRE** ne libère pas le **Participant au marché** de ses obligations de paiement, tel que les **PTR** obtenus par Enchère explicite.

MC 23.4.4 Le **Participant au marché** exclu paie toutes factures ou réclamations restantes de l'**OSM** dans un délai de cinq (5) jours ouvrables après notification de son exclusion par l'**ARREC**.

MC 23.4.5 Lorsque le **Participant au marché** est exclu des **Enchères explicites**, il perd tout droit de participer au **Marché OTC** et de **Nominer** les programmes.

MC 23.4.6 Les **PTR** acquis par le **Participant au marché** exclu deviennent disponibles sur le **Marché du jour pour le lendemain**. Lorsque des factures impayées subsistent, l'**OSM** appelle la garantie bancaire du **Participant au marché** exclu.

MC 23.4.7 Un **Participant au marché** exclu peut demander un nouvel enregistrement après avoir payé toutes les dettes restantes à l'**OSM**.

MC 23.5 Imposition de sanctions

MC 23.5.1 Dans le cadre de ses investigations, l'**ARREC** peut :

- a) Demander au **Participant au marché** toutes les données ou **Informations** jugées nécessaires pour l'enquête, y compris les enregistrements audios et de données pertinents conservés par le **Participant au marché** ;
- b) Requérir la comparution, devant l'**ARREC**, d'un ou plusieurs employés, représentants et membres de la direction du **Participant au marché** ;
- c) Prendre des mesures conservatoires pour exiger l'arrêt immédiat des pratiques du **Participant au marché** qui pourraient mettre en danger le bon fonctionnement du **MRE**.

MC 23.5.2 Toute décision imposant des mesures à l'encontre d'un **Participant au marché** lui est communiquée par écrit. Une copie de la décision est conservée dans le dossier du **Participant au marché**, lequel est conservé par les services compétents de l'**OSM**.

MC 23.6 Exécution des décisions

MC 23.6.1 Une décision de l'**ARREC** imposant des mesures à l'encontre du **Participant au marché** est définitive et irrévocable.

MC 23.6.2 Une décision de l'**ARREC** imposant des mesures à l'encontre d'un **Participant au marché** est exécutée par de l'**OSM**. Lorsque l'**ARREC** confirme qu'une pénalité s'applique et en précise le montant, le **Participant au marché** paye le montant dû dans un délai de trente (30) jours à compter de la date à laquelle la décision est devenue définitive et irrévocable.

MC 23.6.3 Une décision imposant des sanctions devient définitive et irrévocable :

- a) À l'expiration du délai de cinq (5) jours de présentation par le **Participant au marché** d'une demande de réexamen de l'affaire ;
- b) Dès notification au **Participant au marché** de la décision de l'**ARREC** relative à toute demande de réexamen de l'affaire.

MC 23.6.4 La décision de prendre une sanction immédiate devient immédiatement définitive et sans appel et est immédiatement exécutable.

MC 23.7 Avis de demande de correction en cas de situations de suspension

MC 23.7.1 Lorsqu'un **Participant au marché** est informé d'une situation pouvant conduire à sa **Suspension**, il doit aviser immédiatement l'**OSM** en lui fournissant tous les détails de l'évènement.

MC 23.7.2 Lorsque l'**OSM** est informé d'une situation pouvant conduire à la **Suspension** d'un **Participant au marché** et que ladite situation n'a pas été corrigée, l'**OSM** devra, dès que possible :

- a) Emettre un **Avis de demande de correction** exigeant que la situation soit corrigée dans les vingt-quatre (24) heures à compter de l'heure qui est prescrite dans l'**Avis de demande de correction** ;
- b) Effectuer un prélèvement dans le **Soutien au crédit** du **Participant au marché**, si ce n'est déjà fait, pour le montant qu'il détermine être effectivement ou éventuellement dû par le **Participant au marché** à l'**OSM** ou à tout autre **Participant au marché**.

MC 23.7.3 Lorsque l'**OSM** a émis un **Avis de demande de correction** à un **Participant au marché** concernant une situation pouvant conduire à une **Suspension**, l'**OSM** peut prolonger le délai accordé pour remédier à ladite situation de cinq (5) jours ouvrables au maximum, à compter de la date et de l'heure prescrites dans l'**Avis de demande de correction** si l'**OSM** considère que :

- a) Le **Participant au marché** peut régler tous les montants dus et se conformer intégralement aux obligations prudentielles avant la fin du délai prorogé ;
- b) Le **Participant au marché** n'est pas en mesure de le faire dans les vingt-quatre (24) heures suivant l'émission de l'**Avis de demande de correction**.

MC 23.7.4 Lorsqu'un **Participant au marché** ne remédie pas à la situation pouvant conduire à une **Suspension** avant la date limite indiquée dans l'**Avis de demande de correction**, tel que prolongé, le cas échéant, l'**OSM** peut émettre un avis de **Suspension** au **Participant au marché**.

TITRE VII – TARIFICATION DU TRANSPORT RÉGIONAL

MC 24. MÉTHODOLOGIE DE TARIFICATION DU TRANSPORT RÉGIONAL

MC 24.1 Objectif

MC 24.1.1 La **Méthodologie de tarification du transport régional** pour l'**EEEOA** est utilisée par l'**OSM** pour développer un modèle clair, transparent et prévisible qui régit la tarification du transport pour l'utilisation des actifs **Régionaux**.

MC 24.1.2 L'**OSM** élabore une **Procédure opérationnelle** intitulée « Procédure d'application du tarif de transport régional » qui régit la détermination et l'application de la méthodologie pour la tarification de l'utilisation des **Installations** de transport **Régionales** du **MRE**.

MC 24.1.3 Seuls les frais soumis par l'**OSM** dans le cadre de la **Méthodologie de tarification du transport régional** sont approuvés par l'**ARREC**.

MC 24.1.4 Dès l'approbation par l'**ARREC** de la Procédure d'application du tarif de transport régional (MC 24.1.2), l'application des frais de transit relatifs aux **Contrats bilatéraux** internationaux, prend fin.

MC 24.2 Principes de tarification du transport

MC 24.2.1 Les principes suivants s'appliquent à l'allocation des coûts pour l'utilisation du **Réseau de transport Régional** :

- a) Causalité des coûts : la base conceptuelle de la méthodologie d'allocation des coûts est que les coûts doivent être imputés aux utilisateurs du **Réseau de transport** sur la base des facteurs qui causent les coûts. Cela signifie que les coûts doivent être attribués à ceux qui en sont responsables ;
- b) Efficacité : des signaux de prix appropriés pour la **Production** et la **Demande** incitent à des investissements appropriés et encouragent la concurrence ;
- c) Réflexivité des coûts : recouvrer les coûts en reflétant le coût réel des services de transport. La sécurité du recouvrement des coûts réduit le risque d'investissement et donc le coût du capital ;
- d) Transparence, équité et prévisibilité : être transparent, juste et prévisible pour encourager de nouveaux **Participants au marché**. La méthodologie doit être facile à appliquer, prévisible et stable à long terme ;
- e) Non-discrimination : traiter de la même manière les utilisateurs du réseau ayant un même impact sur le **Réseau de transport**. Par exemple, s'assurer que le recouvrement de tous les coûts résiduels est réparti équitablement. L'allocation des coûts sont applicable à la fois au **Marché du jour pour le lendemain (DAM)** et au **Marché OTC**.

MC 24.2.2 Les composantes des coûts à répartir dans le cadre de la **Méthodologie de tarification du transport régional** comprennent les éléments suivants :

- a) Coûts d'investissement du réseau et des équipements **Régionaux** ;
- b) Coûts d'exploitation et d'entretien du réseau et des équipements **Régionaux** ;
- c) Pertes ;
- d) Toute autre charge pertinent approuvé par l'**ARREC**.

MC 24.2.3 Les **ARN** font leurs **Meilleurs efforts** pour s'assurer que leurs tarifs nationaux d'électricité reflètent les charges et recettes liées à l'application de la **Méthodologie de tarification du transport régional**.

MC 24.3 Méthodologie de tarification du transport régional

MC 24.3.1 La Méthodologie de tarification du transport régional et la « Procédure d'application du tarif de transport régional » sont approuvées par l'**ARREC** et jointes en Annexe D du **Code du Marché**.

MC 24.3.2 La « Procédure d'application du tarif de transport régional » fournit les éléments suivants :

- a) Les **Informations** requises par les **Gestionnaire de réseau** concernant leur **Modèle de réseau** y compris l'importation et l'exportation ainsi que toute autre donnée opérationnelle nécessaire à l'application de la procédure ;
- b) Les délais de soumission des données à l'**OSM** permettant de garantir qu'il y ait suffisamment de temps pour calculer les revenus et les charges de l'année suivante ;
- c) Le modèle adopté pour répartir les coûts d'utilisation des actifs de transport **Régionaux** et les pertes entre les **Participants au marché** et les autres utilisateurs du réseau ;
- d) Le processus détaillé de la gestion du modèle en MC 24.3.2 c) par l'**OSM** ;
- e) Le mécanisme pour déterminer et approuver les règlements financiers et les délais de paiement, ainsi que les **Entités** impliquées dans le paiement.
- f) Le processus d'approbation des revenus et charges de transport finales ;
- g) Les **Informations** à fournir aux **Gestionnaires de réseau**, aux **ARN**, aux **Participants au marché** et à l'**ARREC**.

MC 24.3.3 L'**OSM** acquiert et gère un outil de calcul pour la mise en œuvre de la « Procédure d'application du tarif de transport régional ». Il s'agit dans la mesure du possible, d'un outil de calcul de tarif facile à utiliser, vérifiable et reproductible. Ceci implique la mise en place de la base de données des actifs, des scripts d'écriture pour transférer les données du modèle de **Système électrique** vers le modèle financier et les processus de **Règlement**.

MC 24.4 Examen et modification de la Méthodologie de tarification du transport régional

MC 24.4.1 L'**ARREC** peut, de temps à autre, procéder à un examen de la Méthodologie de tarification du transport régional afin de s'assurer que les résultats de la méthodologie envoient le signal approprié aux **Participants au marché** et aux **Gestionnaires de réseau**.

MC 24.4.2 Pour la révision de la **Méthodologie de tarification du transport régional**, l'**ARREC** tient compte des principes énoncés au MC 24.2, et de l'impact de la révision sur le **MRE**.

MC 24.4.3 L'**OSM** révisé la « Procédure d'application du tarif de transport régional » pour refléter toute révision ou modification de la méthodologie, sous réserve de l'approbation de l'**ARREC**.

TITRE VIII - DIVERS

MC 25. TRANSPARENCE ET GESTION DE L'INFORMATION

MC 25.1 Informations et transparence

MC 25.1.1 *Audit du marché*

MC 25.1.1.1 Au plus tard quatre (4) mois après la fin de chaque **Exercice financier**, l'**OSM** nomme un ou plusieurs auditeurs indépendants dûment qualifiés, sélectionnés dans le cadre d'un processus d'appel d'offres ouvert pour effectuer un audit opérationnel de l'exploitation du système et des services d'exploitation du marché, y compris le système de **Règlement**, le calcul des prix, les **Enchères**, la programmation et toute **Procédure opérationnelle** pertinente pour le **MRE**, conformément au **Code du marché**.

MC 25.1.1.2 Le champ d'application de l'audit du marché comprend les éléments suivants :

- a) La conformité des processus internes et commerciaux de l'**OSM** avec le **Code du marché** ;
- b) La conformité des activités de l'**OSM** avec le **Code du marché** ;
- c) Les logiciels du marché de l'**OSM** et les processus de gestion de ces logiciels ;
- d) Les comptes de marché traités pour les **Participants au marché**.

MC 25.1.1.3 L'auditeur doit soumettre un rapport d'audit du marché à l'**OSM** dans les trente (30) jours suivants la date de sa sélection. Dès réception du rapport d'audit, l'**OSM** doit soit :

- a) Accepter le rapport et toutes les recommandations qu'il contient ;
- b) Préparer un rapport séparé énonçant les questions soulevées dans le rapport d'audit du marché, y compris celles que l'**OSM** accepte, et celles qu'il n'accepte pas, en indiquant les motifs de son opinion.

MC 25.1.1.4 Le rapport d'audit du marché et le cas échéant, toute opinion de l'**OSM** sur ce rapport sont transmis à l'**ARREC** dans les soixante (60) jours suivant la réception du rapport d'audit du marché.

MC 25.1.1.5 L'**ARREC** approuve le rapport d'audit du marché dans les trente (30) jours suivant la réception du rapport. L'**OSM Publie** dans l'espace public de son site internet, le rapport d'audit du marché ainsi que tout rapport préparé par lui, dans les cinq (5) jours suivant l'approbation de l'**ARREC**, en incluant les recommandations faites par l'**ARREC**, le cas échéant.

MC 25.1.1.6 Lorsque l'**OSM** ne parvient pas à commissionner un auditeur au cours d'une année, l'**ARREC** peut engager un auditeur pour effectuer l'audit du marché requis, et l'**OSM** sera responsable de la rémunération de l'auditeur sélectionné.

MC 25.1.1.7 L'**OSM** s'assure que l'auditeur sélectionné déploie une équipe indépendante et qualifiée pour effectuer l'audit du marché.

MC 25.1.2 *Audits financiers de l'OSM*

MC 25.1.2.1 Au moins une fois par an, l'**OSM** contracte les services d'un auditeur indépendant qualifié pour effectuer un audit financier de l'**OSM**.

MC 25.1.2.2 Après chaque audit financier, un rapport est envoyé à l'**ARREC** et **Publié** sur le site internet de l'**OSM** afin que tous les **Acteurs du marché** y aient accès.

MC 25.1.2.3 Le calendrier indicatif des activités de l'audit du marché et de l'audit financier de l'**OSM** sur une année civile figure à l'ANNEXE E.

MC 25.2 Confidentialité

MC 25.2.1 Obligations générales de confidentialité

MC 25.2.1.1 Les **Institutions régionales** et les **Acteurs du marché** préservent la confidentialité de toute **Information** de tiers classée comme telle, qu'elle soit en leur possession ou portée à leur connaissance.

MC 25.2.1.2 L'**ARREC** détermine les **Informations** fournies par les **Acteurs du marché** à considérer comme confidentielles, compte tenu de la protection des **Informations** liées aux secrets commerciaux.

MC 25.2.1.3 Les **Institutions régionales** et les **Acteurs du marché** sont tenus :

- a) De s'abstenir de fournir des **Informations confidentielles** à toute personne ou **Entité** sauf dans la mesure autorisée par les **Codes du MRE** ;
- b) D'utiliser ou reproduire les **Informations confidentielles** aux seules fins pour lesquelles elles ont été fournies ou aux fins spécifiées dans les **Codes du MRE** ;
- c) D'interdire l'accès aux **Informations confidentielles** à des personnes non autorisées ;
- d) D'empêcher l'accès non autorisé aux **Informations confidentielles** en leur possession ou sous leur contrôle ;
- e) De veiller à ce que toute personne à qui les **Informations confidentielles** sont fournies soit informée des dispositions du MC 25.2 en matière de confidentialité des **Informations**.

MC 25.2.1.4 Dès qu'ils ont connaissance d'un manquement aux présentes dispositions relatives aux **Informations** confidentielles, les **Institutions régionales** et les **Acteurs du marché** sont tenus de :

- a) Signaler le manquement à l'**Entité** à qui ces **Informations confidentielles** se rapportent ou l'**Entité** qui les a fournies ;
- b) Prendre des mesures pour empêcher la divulgation, l'accès, l'utilisation ou la reproduction non autorisés des **Informations confidentielles**, en raison de ce manquement.

MC 25.2.1.5 Les **Institutions régionales** et les **Acteurs du marché** prennent des mesures internes concernant la protection des **Informations confidentielles**, à savoir notamment, la signature d'accords de confidentialité, qui leur permettent de respecter et de s'assurer du respect de leurs obligations en vertu du MC 25.2.

MC 25.2.2 *Classification des Informations confidentielles*

MC 25.2.2.1 Le statut de confidentialité des **Informations** ou des documents est compris dans l'une des classes suivantes :

- a) Public, qui se rapporte aux **Informations** ou documents qui peuvent être mis à la disposition de toute personne ;
- b) **Participant au marché** - Accès limité marché, qui se rapporte aux **Informations** ou documents afférents au marché et à la répartition de l'énergie qui peuvent être mis seulement à la disposition :
 - i. D'un **Participant au marché** spécifique ;
 - ii. De l'**OSM** ;
 - iii. De l'**ARREC** ;
 - iv. De l'**ARN** du pays d'un **Participant au marché** ;
 - v. D'autres agences gouvernementales ou tribunaux du pays d'un **Participant au marché**, conformément aux lois applicables.
- c) **Participant au marché** - Accès limité réseau, qui se rapporte aux **Informations** ou documents afférents au réseau qui peuvent être mis seulement à la disposition :
 - i. D'un **Participant au marché** spécifique ;
 - ii. Du **Gestionnaire de réseau** concerné ;
 - iii. De l'**OSM** ;
 - iv. De l'**ARREC** ;
 - v. De l'**ARN** du pays d'un **Participant au marché** ;
 - vi. D'autres agences gouvernementales ou tribunaux du pays d'un **Participant au marché**, conformément aux lois applicables.
- d) Exploitation du système - Confidentiel, qui se rapporte aux **Informations** ou documents afférents à l'exploitation du système qui peuvent être mis seulement à la disposition :
 - i. De l'**OSM** ;
 - ii. Du **Gestionnaire de réseau** concerné ;
 - iii. De l'**ARREC** ;

- iv. De l'**ARN** du pays d'un **Participant au marché** ;
 - v. D'autres agences gouvernementales ou tribunaux du pays d'un **Participant au marché** conformément aux lois applicables.
- e) Exploitation du marché - Confidentiel, qui se rapporte aux **Informations** ou documents afférents à l'exploitation du marché qui peuvent être mis seulement à la disposition :
- i. De l'**OSM** ;
 - ii. De l'**ARREC** ;
 - iii. De l'**ARN** du pays d'un **participant au marché** ; et
 - iv. D'autres agences gouvernementales ou tribunaux du pays d'un **participant au marché**, conformément aux lois applicables.

MC 25.2.2.2 Dans l'établissement du statut de confidentialité de tout type d'**Information** ou de document en relation avec le marché, l'**OSM** est guidé par les principes suivants :

- a) Les **Informations** qui divulguent le prix de l'électricité, la capacité ou tout service, équipement ou **Installation** connexe, ou les **Informations** commercialement sensibles ou potentiellement diffamatoires relatives à un **Participant au marché** ne seront pas rendues publiques ou révélées aux autres **Participants au marché**, sauf conformément aux exigences légales ou aux exigences du **Code du marché** ;
- b) Les **Participants au marché** doivent avoir accès aux conditions actuelles et prévisionnelles du **Système électrique**, susceptibles d'avoir une incidence sur leur capacité à échanger, livrer ou consommer de l'énergie ;
- c) L'**OSM** peut mettre des **Informations** à la disposition de toute personne s'il est tenu par la loi de le faire ;
- d) L'**OSM** peut déclarer ses propres documents de travail en cours d'élaboration ou ceux des **Opérateurs de système** comme étant confidentiels ;
- e) Dans tous les cas, le statut de confidentialité doit viser à maximiser le nombre de **Parties** pouvant consulter l'**Information** ou le document ;
- f) Les **Informations** déjà dans le domaine public, autrement qu'en raison d'une violation des obligations de confidentialité existantes, sont considérées comme publiques ;
- g) L'**OSM** ne peut divulguer une **Information confidentielle** d'un **Participant au marché** qu'avec le consentement dudit **Participant au marché**.
- h) Les **Informations** qui peuvent être agrégées ou fournies sous une forme qui ne divulgue pas l'élément sujet de confidentialité peuvent être rendues publiques.

MC 25.2.2.3 Le **participant au marché** ne doit pas fournir d'**Informations** ou de documents classés confidentiels à une personne non habilitée.

MC 25.2.2.4 Un **Participant au marché** peut divulguer une **Information** ou un document à toute personne, y compris un autre **Participant au marché**, lorsque le statut de confidentialité de l'**Information** ou du document est défini comme public par l'**OSM**.

MC 25.2.3 *Divulgence d'Informations confidentielles*

MC 25.2.3.1 Sauf disposition contraire, dans le présent **Code du marché**, il est permis ce qui suit :

- a) La divulgation, l'utilisation ou la reproduction d'**Informations**, qui, au moment de leur divulgation, utilisation ou reproduction, sont généralement connues sans une violation de confidentialité ;
- b) Le partage des **Informations confidentielles** envoyées à un **Acteur du marché** avec :
 - i. Un employé dudit **Acteur du marché**, si cette personne a besoin des **Informations confidentielles** pour la bonne exécution de ses devoirs et responsabilités en vertu des **Codes du MRE** ;
 - ii. Un conseiller juridique, un auditeur ou d'autres consultants dudit **Acteur du marché**, lorsque cette personne a besoin des **Informations** à des fins prévues par les **Codes du MRE** ou en vertu d'un accord conclu dans le cadre des **Codes du MRE**.
- c) Divulgence, utilisation ou reproduction d'**Informations confidentielles** :
 - i. Par le **Participant au marché** qui fournit les **Informations confidentielles** conformément aux **Codes du MRE** ;
 - ii. Avec le consentement du **Participant au marché** qui a fourni les **Informations confidentielles** conformément aux **Codes du MRE** ;
 - iii. Par le **Participant au marché** à qui les **Informations confidentielles** sont fournies.
- d) La divulgation, l'utilisation ou la reproduction des **Informations confidentielles** comme l'exige tout gouvernement ou autorité ayant juridiction sur un **Opérateur de système**, un **Opérateur de transport** ou un **Participant au marché** dans le cadre de ses activités au sein du **Marché régional de l'électricité**.

MC 25.2.3.2 La divulgation, l'utilisation ou la reproduction d'**Informations confidentielles** requises dans le cadre d'une procédure judiciaire, d'une conciliation, d'un arbitrage, d'une expertise ou d'autres mécanismes en rapport avec les **Codes du MRE** est autorisée lorsque :

- a) La fourniture d'**Informations confidentielles** est nécessaire pour protéger la santé et la sécurité des personnes, l'intégrité des **Installations** ou des équipements nécessaires pour assurer le fonctionnement sûr et fiable du **RTIE** ou pour préserver l'environnement ;
- b) Les **Informations confidentielles** fournies concernent des composantes non identifiables ou sont présentées sous forme agrégée ;

- c) La fourniture d'**Informations confidentielles** est effectuée par les **Acteurs du marché** lorsque le **RTIE** est en état d'alerte ou de fonctionnement d'urgence, ou lorsque l'**OSM** anticipe la survenance d'un tel état, et dans la mesure où la fourniture d'**Informations confidentielles** aidera un **Opérateurs de système** ou un **Participant au marché** à répondre à l'**Etat d'alerte** ou l'**Etat d'urgence** ou à aider l'**OSM** à remettre le **RTIE** en **Etat normal** de fonctionnement.

MC 25.2.3.3 Avant toute divulgation d'**informations confidentielles**, les destinataires desdites **Informations** sont informés du statut de confidentialité des **Informations**, et tous les efforts raisonnables, y compris, mais sans s'y limiter, la signature d'accords de confidentialité, doivent être faits pour s'assurer que le destinataire conserve ces **Informations confidentielles** et ne les utilise pas à d'autres fins que celles visées dans le présent MC 25.2.

MC 25.2.4 **Confidentialité des informations sur le Marché OTC**

MC 25.2.4.1 Conformément à la **Procédure d'allocation par enchères explicites**, l'**OSM** peut recevoir ou avoir accès aux **Informations confidentielles** des **Participants au marché**. Les **Informations confidentielles** comprennent toutes les **Informations** divulguées par écrit et classées « confidentielles », ou les **Informations** divulguées autrement que par écrit, dont le destinataire est expressément informé que les **Informations** divulguées sont confidentielles, avant ou en même temps que la divulgation.

MC 25.2.4.2 L'**OSM** s'engage à maintenir le caractère confidentiel de ces **Informations** et à ne pas divulguer ou rendre ces **Informations confidentielles** disponibles, sous quelque forme que ce soit, à des tiers, ou encore à utiliser ces **Informations confidentielles** à des fins autres que celles conformes aux dispositions de la **Procédure d'allocation par enchères explicites**, exception faite de l'**ARREC** et des autorités publiques compétentes.

MC 25.2.4.3 Les dispositions en MC 25.2.4 ne s'appliquent pas aux **Informations** divulguées à l'**OSM** si :

- a) Avant la divulgation, les **Informations** étaient de notoriété publique ou, après cette divulgation, deviennent de notoriété publique sans faute de l'**OSM** ;
- b) Les **Informations** étaient déjà connues de l'**OSM** avant la divulgation.

MC 25.3 **Site internet du Marché régional de l'électricité**

MC 25.3.1 **Espaces publics et privés du site internet**

MC 25.3.1.1 L'**OSM** met en place un site internet dédié au **MRE** hébergé sur un domaine internet indépendant du domaine de l'**EEEOA**, sans être un sous-domaine d'une autre institution.

MC 25.3.1.2 Le site internet dédié au **MRE** dispose d'un espace public et d'un espace privé où les **Participants au marché** peuvent accéder aux **Informations** relatives aux opérations du **RTIE** et du **MRE**, sachant que ces **Informations** ne doivent pas être divulguées publiquement.

MC 25.3.1.3 L'espace privé est crypté avec accès sécurisé et accessible seulement aux **Participants au marché**.

MC 25.3.1.4 La conception du site internet dédié au **MRE** permet de faciliter la recherche des **Informations** et des statistiques requises aux utilisateurs publics par le biais de graphiques et de tableaux téléchargeables.

MC 25.3.2 **Caractéristiques de la conception du site internet**

MC 25.3.2.1 Les principales caractéristiques du site internet sont :

- a) Bien conçu, fonctionnel et structuré pour le rendre convivial, facile à consulter et permettre de trouver rapidement les **Informations** requises ;
- b) Optimisé pour la consultation sur appareils mobiles ;
- c) Visuel pour comprendre clairement les paramètres et les variables à travers des tableaux et des graphiques ;
- d) Intégré à la base de données interne et aux applications de l'**OSM** ;
- e) Rédigé dans un langage clair et non technique, compréhensible par l'ensemble des parties prenantes, qu'elles disposent ou non de connaissances techniques ;
- f) Optimisé pour la recherche et le web social ;
- g) De conception extensible pour permettre des extensions futures faciles pour la création de nouvelles zones de site internet et pour l'intégration de nouveaux types de marché.

MC 25.3.3 **Contenus du site internet**

MC 25.3.3.1 L'**OSM** détermine la portée et les formats des **Informations Publiées** sur ce site internet avec la possibilité d'apporter des modifications de temps à autres. Le site internet contient au minimum les informations suivantes :

- a) Les **Informations** sur la nature et le fonctionnement du marché ;
- b) Les **Informations** sur les performances du marché ;
- c) Les rapports et documents, y compris ses propres rapports financiers ;
- d) La liste des statuts de confidentialité des **Informations** et des documents ;
- e) La version actuelle du **Code du marché** ;
- f) Toute proposition de modification des règles ouvertes aux commentaires du public ;
- g) Des **Informations** sur toutes les modifications au **Code du marché** ayant été apportées conformément au processus de modification ;

- h) Des **Informations** détaillées concernant tous les **Participants au marché**, notamment :
 - i. Le nom ;
 - ii. L'adresse physique ;
 - iii. L'adresse postale, l'adresse électronique et les numéros de téléphone ;
 - iv. Les **Informations** concernant les licences et autorisations applicables détenues ;
- i) La base précise de détermination de taux de change bancaire ;
- j) Pour chaque bloc horaire de chaque jour d'exploitation terminé depuis l'ouverture du marché, ainsi qu'au cours des 12, 6, 3 et 1 mois civils et 7 **Jours** et 1 **Jour** précédent, des informations clés sur l'évolution du marché, telles que les quantités agrégées offertes pour le commerce et effectivement négociées, les prix de compensation et d'autres informations pertinentes concernant le marché ;
- k) Lorsque disponible, la prévision d'équilibre offre-demande, et prévision de disponibilité du réseau ;
- l) Les facteurs de perte pour chaque réseau ;
- m) Les **Informations** détaillées sur les **Différends** résolues, y compris toutes les **Informations** publiques y associées, à l'exception des aspects de la résolution ou les **Informations** associées à la résolution qui, conformément à leur statut de confidentialité, ne peuvent pas être rendues publiques ;
- n) Les procédures de consultation publique ;
- o) Les rapports publics sur le **MRE** ;
- p) Les rapports d'incidents expliquant ce qui s'est passé lors d'événements de marché ou de dispatching inhabituels, à l'exception des aspects de ces rapports qui, conformément à leur statut de confidentialité, ne peuvent pas être rendus publics ;
- q) Le budget de l'**OSM** concernant l'exercice en cours ;
- r) Les barèmes de frais pour les services fournis par l'**OSM** et tous les autres frais du marché ;
- s) Les **Informations** récapitulatives sur le compte bancaire tenu par l'**OSM** pour le règlement du marché correspondant aux 12, 6, 3 et 1 mois civils précédents, incluant le solde de fin de mois ;
- t) Les **Informations** récapitulatives sur les **Différends** en cours susceptibles d'avoir un impact sur d'autres **Participants au marché** ;
- u) Les rapports d'audit ;

- v) La documentation sur la fonctionnalité de tout logiciel utilisé pour la gestion du marché et/ou des **Règlements** ;
- w) Les **Informations** relatives aux essais de mise en service.

MC 25.3.4 **Informations concernant les travaux programmés et non programmés**

MC 25.3.4.1 Les **Participants au marché** fournissent les informations concernant les travaux programmés et non programmés nécessaires pour que l'**OSM Publie** les informations suivantes dans l'espace privé de son site internet, accessible à tous les **Participants au marché** :

- a) Les travaux prévus pour le **RTIE** et le **Réseau pertinent** ;
- b) Le programme de toute modification non comprise dans les travaux programmés, en précisant les équipements pour lesquels l'indisponibilité est prévue sur la base des **Informations** fournies par chaque **Opérateur de système**.

MC 25.3.5 **Informations spécifiques aux Participants au marché**

MC 25.3.5.1 L'**OSM Publie** les informations suivantes dans l'espace privé et sécurisé de son site internet, laquelle sera accessible seulement au **Participant au marché** concerné, au fournisseur du **Soutient au crédit** concerné et à l'**OSM** :

- a) Les informations détaillées des transactions passées et actuelles sur le **MRE** par le **Participant au marché**, y compris les informations concernant les quantités et la valeur des transactions telles que reconnues par le **Participant au marché** concerné ;
- b) La quantité de **PTR** obtenue par le **Participant au marché** ;
- c) Les encours payables par le **Participant au marché**.

MC 25.3.6 **Statistiques**

MC 25.3.6.1 L'**OSM Publie** les statistiques journalières, mensuelles, trimestrielles et annuelles relatives au **MRE** dans l'espace sécurisé de son site internet, accessible à tous les **Participants au marché**.

MC 25.3.6.2 L'**OSM Publie** au moins les données historiques suivantes :

- a) La capacité de transport réelle de chaque **Interconnexion transfrontalière** heure par heure ;
- b) La quantité d'électricité relevée heure par heure aux **Points de Comptage Définis** des **Interconnexions Transfrontalières** ;
- c) L'énergie réelle mensuelle et annuelle livrée aux **Points de Comptage Définis** des **Interconnexions Transfrontalières** ;
- d) Les **Informations** concernant les **Transactions transfrontalières**.

MC 25.3.6.3 L'**OSM Publie** au moins les indicateurs opérationnels suivants pour évaluer la performance du **RTIE** :

- a) Le nombre de pannes au cours de chaque mois sur les **Interconnexions transfrontalières** ;
- b) L'indice de durée moyenne des interruptions du réseau (SAIDI) dues aux indisponibilités sur les **Interconnexions transfrontalières** ;
- c) L'indice de fréquence moyenne des interruptions du réseau (SAIFI) dues aux indisponibilités des **Interconnexions transfrontalières** ;
- d) Les rapports d'incidents journaliers d'exploitation, le cas échéant, du **RTIE** et de la partie interconnectée du réseau des **Participants au marché** ;
- e) L'indicateur d'écart de fréquence et l'indicateur d'écart de tension ;
- f) L'**Energie non desservie** par l'**Interconnexion transfrontalière** ;
- g) Le délai moyen des activités de communication et de commutation/exploitation par rapport aux durées convenues.

MC 25.3.6.4 L'**OSM Publie** au moins les indicateurs de marché suivants pour évaluer ses performances :

- a) Le délai moyen de **Publication** par sujet pour chaque type de marché du **MRE** ;
- b) La structure du marché des **Etats membres** : nombre d'entreprises de **Production**, d'entreprises de transport, d'entreprises de distribution, de négociants et de grosses charges qui sont des **Participants au marché** ;
- c) La part de la production d'énergie de chaque **Etat membre** dans les échanges d'énergie du **MRE** ;
- d) La capacité journalière des **Interconnexions transfrontalières** et leur coefficient d'utilisation ;
- e) La capacité des **Interconnexions transfrontalières** offerte sur le **Marché du jour pour le lendemain** ;
- f) Le pourcentage des **PTR** non **nominés** ;
- g) L'utilisation effective des **Interconnexions transfrontalières** par sens de flux.

MC 25.3.7 **Sauvegarde des informations et des données**

MC 25.3.7.1 L'**OSM** maintient une sauvegarde de toutes les **Informations Publiées** sur son site internet dans un emplacement sécurisé, accessible par l'**OSM** seul.

MC 25.3.7.2 La durée de conservation des sauvegardes des données et **Informations Publiées** sur le site internet de l'**OSM** est imprescriptible.

MC 25.3.8 **Sécurité**

MC 25.3.8.1 Le site internet est hébergé sur un réseau situé dans une zone démilitarisée (DMZ) afin d'éviter toute intrusion dans les principales bases de données et systèmes de l'**OSM**.

MC 26. RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS

MC 26.1 Description générale du processus

MC 26.1.1 Lorsqu'un **Différend** survient, les **Parties au différend**, dans les trente (30) jours, fournissent des efforts de bonne foi pour négocier et résoudre le **Différend** avant de remplir un **Avis de Différend**. Chaque **Partie au différend** doit, à cette fin, désigner une personne ayant un statut suffisamment élevé dans son organisation et ayant autorité pour négocier. Le délai de négociation de trente (30) jours peut être prolongé d'un commun accord entre les **Parties**.

MC 26.1.2 Lorsqu'après trente (30) jours d'efforts (ou toute période convenue d'accord parties), aucun accord n'a été trouvé, toute **Partie au différend** peut :

- a) Initier le processus de règlement de **Différend** établi dans « la convention de l'EEEOA » (Accra, octobre 2005) en déposant l'**Avis de Différend** correspondant conformément aux dispositions de la procédure.
- b) Déposer un **Avis de Différend** directement auprès de l'**ARREC** et lancer la procédure de règlement des **Différends** de l'**ARREC**. Dans ce cas, les **Parties** doivent démontrer qu'elles ne sont pas parvenues à un accord après avoir tenté de résoudre le **Différend** à l'amiable.

MC 26.1.3 La résolution de l'**ARREC** sera définitive et exécutoire conformément à la procédure de règlement des **Différends** approuvée par l'**ARREC**.

MC 26.2 Champ d'application

MC 26.2.1 Sans préjudice des dispositions générales applicables au règlement des **Différends** dans les **Conditions générales**, le présent MC 26 établit la procédure de règlement des **Différends** à appliquer à tout **Différend** concernant :

- a) L'application ou l'interprétation du **Code du marché** ;
- b) L'incapacité des **Participants au marché** à parvenir à un accord sur une question pour laquelle le **Code du Marché** exige un accord ou que les **Participants au marché** négocient de bonne foi pour parvenir à un accord ;
- c) Le paiement d'une somme d'argent ou l'exécution de toute obligation en vertu du **Code du marché**.

MC 26.2.2 Les dispositions du MC 26.4 doivent être interprétées afin de garantir la détermination la plus rapide, la plus juste et la moins coûteuse pour chaque procédure menée en vertu des présentes.

MC 26.2.3 La procédure de règlement des **Différends** prévue dans le **Code du marché** s'applique :

- a) À tout **Différend** entre l'**OSM** ou un **Opérateur de transport**, un **Opérateur de système** ou tout **Participant au marché** survenant en vertu de, en relation ou concernant le **Code du marché** ;
- b) Aux **Différends** relatifs à une ordonnance de refus, émise par l'**OSM** à toute **Entité**, de participer au **MRE** ;
- c) Aux **Différends** se rapportant à ou en relation avec les transactions et l'exploitation du **MRE** ;
- d) Aux **Contrats bilatéraux** opérant dans le **MRE** pouvant avoir leur propre Procédure de règlement des **Différends**, sachant que cette procédure prévaudra sur les présentes dispositions si les **Parties** au **Contrat bilatéral** en ont convenu ainsi ; et
- e) Aux **Contrats bilatéraux** signés après le lancement du **MRE**, sachant que les **Différends** sur toute question en rapport avec l'utilisation du **RTIE** seront traitées comme décrit au MC 26.5.

MC 26.2.4 La **Procédure** de règlement des **Différends** prévue dans les présentes ne s'applique pas :

- a) A une question soulevée dans le cadre d'un **Contrat bilatéral** entre les **Participants au marché**, sauf si l'**OSM** est partie prenante au contrat ou que le contrat prévoit que ce processus de règlement des **Différends** s'applique.
- b) Aux **Différends** relatifs à une proposition de modification d'une quelconque disposition du **Code du marché** ;
- c) Aux **Différends** entre l'**OSM** et un **participant au marché** concernant le montant facturable par l'**OSM**, à moins que le **Différend** ne concerne ou ne soit liée au processus de calcul des frais payables par le **Participant au marché** ;
- d) À toute décision d'arbitrage rendue en vertu du **Code du marché** ;

MC 26.2.5 Dans le présent **Code du Marché**, les « **Parties au Différend** » sont les **Participants au marché** soulevant le **Différend**, l'**OSM** et tous les autres **Participants au marché** nommés dans le **Différend** ou joints au **Différend**.

MC 26.2.6 Les **Parties au Différend** évitent toute action visant à résoudre un **Différend** avec des méthodes non conformes au présent **Code du marché**.

MC 26.3 Première étape de la Procédure de règlement des Différends

MC 26.3.1 Lorsqu'un **Participant au marché** initie un **Différend** avec d'autres **Participants au marché** concernant une question à laquelle s'applique le présent processus de règlement des **Différends**, celui-ci peut émettre un **avis de Différend** à l'**OSM** et aux autres **Participants au marché** qui sont

parties prenantes au **Différend** dans les douze (12) mois suivants l'élément à l'origine du **Différend**. Une copie de tout **Avis de Différend** est remise à l'**ARREC**.

MC 26.3.2 Le **Participant au marché** initiant le **Différend** peut, dans un **Avis de Différend**, nommer tout autre **Participant au marché** qu'il considère comme pouvant être affecté par le **Différend** ou sa résolution.

MC 26.3.3 L'**Avis de Différend** est émis par écrit et contient les informations suivantes :

- a) La date d'émission ;
- b) L'identité du **Participant au marché** initiateur ;
- c) Les identités de toutes les **Parties au Différend** ;
- d) Une description détaillée du **Différend**, y compris une description des actions en **Différend**, ainsi que l'heure et la date auxquelles lesdites actions se sont produites ;
- e) Les adresses postale et électroniques officielles enregistrées du **Participant au marché** initiateur du **Différend** ainsi que les coordonnées de son représentant.

MC 26.3.4 Un **Participant au marché** recevant un **Avis de Différend** accuse réception de l'**Avis de Différend** et fournit ses adresses postale et électroniques officielles enregistrées ainsi que les coordonnées de son représentant, dans les deux (2) jours ouvrables suivant la réception de l'**Avis de Différend**.

MC 26.3.5 Lorsque l'**OSM** considère qu'un **Participant au marché** non nommé dans un **Avis de Différend** peut être affecté par le **Différend** ou sa résolution, dans les dix (10) jours ouvrables suivants la réception de l'**Avis de Différend**, il demande aux **Parties au Différend** de joindre au **Différend** le **Participant au marché** affecté.

MC 26.3.6 Les représentants désignés des **Parties au Différend** ayant autorité pour résoudre le **Différend**, doivent mettre en œuvre tous les efforts raisonnables pour tenter, de bonne foi et avec leurs **Meilleurs efforts**, de résoudre le **Différend**.

MC 26.3.7 Le **Différend** est porté à la deuxième étape du processus de règlement des **Différends** dans le cas où les **Parties au Différend** n'ont pas résolu le **Différend** dans :

- a) Un délai convenu par tous les **Parties au Différend** ;
- b) Les trente (30) jours suivant la date d'émission de l'**Avis de Différend**, si aucun délai n'est convenu par les **Parties au Différend**.

MC 26.3.8 Nonobstant ces dispositions, la résolution de tout **Différend** entre les **Participants au marché** doit être conforme aux Procédures de règlement des **Différends** du MC 26.5 du **Code du marché**.

MC 26.4 Deuxième étape de la Procédure résolution de Différend

MC 26.4.1 Lorsqu'un **Différend** n'est pas résolu lors de la première étape, les **Parties au Différend** peuvent envisager de résoudre le **Différend** par le biais de la Procédure de règlement des **Différends** prévue par le MC 26.5 du présent **Code du marché**.

MC 26.5 Procédure de règlement des Différends

MC 26.5.1 Confidentialité en matière de règlement des Différends

MC 26.5.1.1 Toute **Partie au différend** peut déclarer tout document ou **Information** contenue dans tout document devant être produit au cours du processus de règlement des **Différends** comme étant une **Information confidentielle**. La **Partie au différend** qui fait cette déclaration doit fournir une justification écrite à l'autorité saisie. Si l'autorité saisie accepte la demande de confidentialité, l'autorité saisie établira les procédures nécessaires pour protéger la confidentialité et la valeur commerciale de ce document ou de cette information.

MC 26.5.1.2 Les **Parties en Différend** impliquées dans le processus de règlement des **Différends** doivent conclure un accord de confidentialité selon les besoins.

MC 26.5.2 Tenue des registres et Publication

MC 26.5.2.1 L'**ARREC** tiendra un registre de toutes les procédures de règlement des **Différends** menées en vertu du présent article MC 26. L'**ARREC** sera responsable de s'assurer que toutes les mesures sont prises pour interdire l'accès par toute autre personne à toute partie des dossiers constituant des **Informations confidentielles**. Pour cela, ces **Informations** peuvent être scellés et marquées comme « CONFIDENTIELLES » ou autrement étiquetées comme étant confidentielles.

MC 26.5.2.2 Nonobstant les questions confidentielles, l'**ARREC** organisera la **Publication** des éléments suivants sur le site internet de l'**ARREC** :

- a) Les sujets en **Différend**
- b) Avis de nomination des experts qui résoudront le **Différend** (conciliateurs, un tribunal arbitral de l'organisme qui, selon l'**ARREC**, traitera le **Différend**) ;
- c) Avis de la date, de l'heure et du lieu fixé pour les audiences, le cas échéant ; et
- d) Un résumé de la sentence.

MC 26.5.2.3 Toute sentence rendue par l'**ARREC** ou un arbitre conformément au MC 26.5 doit :

- a) Être contraignante vis-à-vis des **Parties au différend** ;
- b) Être exécutoire ;
- c) Doit être susceptible de recours devant la Cour de justice de la **CEDEAO** en matière de droit. La sentence sera exécutoire jusqu'à ce que et à moins que la Cour de

justice de la **CEDEAO** ne modifie la sentence et, si celle-ci n'est pas exécutée, cela constituera un cas de défaut en vertu du **Code du marché**.

MC 26.5.3 ***Continuité des obligations et suspension des ordonnances***

MC 26.5.3.1 Lorsqu'un **Différend** implique le paiement ou le recouvrement de sommes d'argent dues en vertu du **Code du marché**, autre que le paiement d'une sanction pécuniaire, le montant sera dû et payable au moment spécifié pour le paiement en vertu du **Code du marché**, nonobstant l'ouverture d'une procédure de règlement des **Différends**.

MC 26.5.3.2 Lorsqu'une résolution de **Différend** est initiée, impliquant le paiement d'une sanction financière imposée par l'**OSM** à un **Participant au marché**, l'obligation de payer cette sanction pécuniaire subsistera jusqu'à la délivrance d'une sentence.

MC 27. MODIFICATION DU CODE DU MARCHÉ

MC 27.1 Procédure générale de modification

MC 27.1.1 Les modifications du **Code du marché** suivent les dispositions prévues dans les **Conditions générales**.

MC 27.1.2 Le présent MC 27 présente des procédures additionnelles applicables en cas de modifications du **Code du marché**.

MC 27.1.3 Toutes modifications du **Code du marché** sont rédigées par l'**OSM** en consultation avec les **Participants au marché** et en veillant à ce que l'**ARREC** soit informée de la procédure.

MC 27.1.4 Toutes les modifications du **Code du marché** sont soumises à l'approbation de l'**ARREC**.

MC 27.2 Modifications du Code du marché

MC 27.2.1 *Rapport sur les Code du marché*

MC 27.2.1.1 Tous les six (6) mois, plus précisément la première semaine de février et d'août, l'**OSM** prépare un rapport sur le **Code du marché** décrivant les problèmes rencontrés par l'**OSM** dans la mise en œuvre et l'application du **Code du marché** et des **Procédures opérationnelles** complémentaires. Ce rapport est soumis par l'**OSM** à l'**ARREC**, aux **ARN**, à tous les **Participants au marché**, aux **Gestionnaires de réseau** et aux **Opérateurs de transport**.

MC 27.2.2 *Propositions de modification du Code du marché*

MC 27.2.2.1 Une proposition de modification du **Code du marché** peut être initiée par :

- a) L'**ARREC** ;
- b) L'**EEEOA** ;
- c) L'**OSM** ;
- d) Une **ARN** de l'un des **Etats membres** ;
- e) Un groupe d'au moins quatre (4) **Participants au marché** provenant d'au moins deux (2) **Etats membres** différents ;
- f) Toute **Entité** à travers n'importe lequel des **Acteurs du marché** mentionnés aux points a) à d) ci-dessus.

MC 27.2.3 *Initiation des modifications*

MC 27.2.3.1 Toute modification est initiée conformément aux dispositions rapportées dans les **Conditions générales** et être examinés par l'**ARREC** dans un rapport de réglementation trimestriel.

MC 27.2.3.2 Les principes suivants s'appliquent lors des propositions de modifications :

- a) Les modifications sont initialement préparées par l'**OSM**, en concertation avec les **Acteurs du marché** ;
- b) Les modifications sont élaborées de manière transparente, donnant à toutes les parties prenantes la possibilité de contribuer ;
- c) Les modifications incluent des dispositions qui autorisent toute modification si nécessaire, et ces dispositions doivent suivre les mêmes principes que ceux énoncés au MC 27.1.3 pour la rédaction initiale ;
- d) L'**ARREC** est tenue informée du processus à toutes les étapes ;
- e) L'ensemble du processus est documenté et les enregistrements sont mis à la disposition des **Acteurs du marché** concernés ;
- f) L'**ARREC** peut approuver ou rejeter les modifications proposées.

MC 27.2.4 **Conditions de rejet des propositions de modifications**

MC 27.2.4.1 Sans préjudice au processus d'examen et d'approbation d'une modification majeure aux **Codes du MRE** spécifié dans les **Conditions générales**, l'**ARREC** peut rejeter une proposition de modification au **Code du marché** si, à son avis, la modification proposée :

- a) Discrimine injustement un **Participant au marché** ou une catégorie de **Participants au marché** ;
- b) Implique la limitation de la concurrence ou empêchera la libre entrée dans le **MRE** ;
- c) Permet à un ou plusieurs **Participants au marché** d'obtenir ou de conserver un pouvoir de marché abusif ;
- d) Permet potentiellement un abus de pouvoir de marché par un ou plusieurs **Participants au Marché** ;
- e) N'est pas propice au fonctionnement efficace et économique du **MRE**.

MC 27.3 **Mise en vigueur et conformité**

MC 27.3.1 Sans préjudice des dispositions relatives à la conformité aux **Codes du MRE** indiquées dans les **Conditions générales**, il est précisé que :

- a) L'**OSM**, les **Gestionnaires de réseau**, les **Participants au marché** et les **Opérateurs de transport** se conforment au **Code du marché** ainsi qu'à tout amendement ou modification apporté au **Code du marché** ayant été dûment approuvé ;
- b) L'**OSM** assure le respect du présent **Code du marché** par les **Participants au marché**, les **Gestionnaires de réseau** et les **Opérateurs de transport** et signale à l'**ARREC** toute violation des **Code du marché** ;

- c) Tout **Participant au marché** ou **Gestionnaires de réseau** ou **Opérateurs de transport** ayant la preuve d'une violation du **Code du marché** par un autre **Participant au marché, Gestionnaires de réseau, Opérateur de transport** ou l'**OSM**, doit signaler ladite violation à l'**ARREC**.

ANNEXES

ANNEXE A – Procédure d'autorisation de participation au Marché régional de l'électricité

A 1. Formulaire de demande de participation au marché

- A 1.1.1 Pour participer au **MRE**, un **Participant au marché** soumet un formulaire de demande de participation au marché tel que prescrit par l'**ARREC**.
- A 1.1.2 L'**ARREC** peut, périodiquement, amender et changer le formulaire de demande de participation au marché en fonction de son évaluation de l'évolution et des critères du **Marché régional de l'électricité**.

ANNEXE B – Contrats bilatéraux- Critères minimums

B 1. Critères minimums applicables aux contrats bilatéraux

- B 1.1.1 Le **Marché OTC** est un cadre d'échange d'énergie électrique où les transactions se font directement entre les **Parties**. Cependant, tout **Contrat bilatéral** doit être conforme à la **Règlementation du Marché régional de l'électricité**.
- B 1.1.2 Les **Contrats bilatéraux** doivent être conformes aux modèles de **Contrats bilatéraux** approuvés par l'**ARREC** dans la résolution n° 9/ARREC/17 du 9 août 2017 telle que mise à jour de temps en temps.
- B 1.1.3 L'**ARREC** peut amender et changer les directives applicables aux **Contrats bilatéraux**, de temps à autre, en fonction de son évaluation de l'évolution et des critères du **Marché OTC**.

ANNEXE C – Accord de participation au marché régional de l'électricité

C 1. Accord pour le marché du jour pour le lendemain

- C 1.1.1 Pour participer à tout type de marché du **MRE**, un **Participant au marché** signe un accord avec l'**OSM** conformément à la procédure approuvée par l'**ARREC**.
- C 1.1.2 L'**ARREC** peut périodiquement amender et modifier l'accord obligatoire pour participer à tout type de marché du **MRE**, en fonction de l'évaluation de l'évolution et des critères du **MRE**.

ANNEXE D – Méthodologie tarifaire de transport

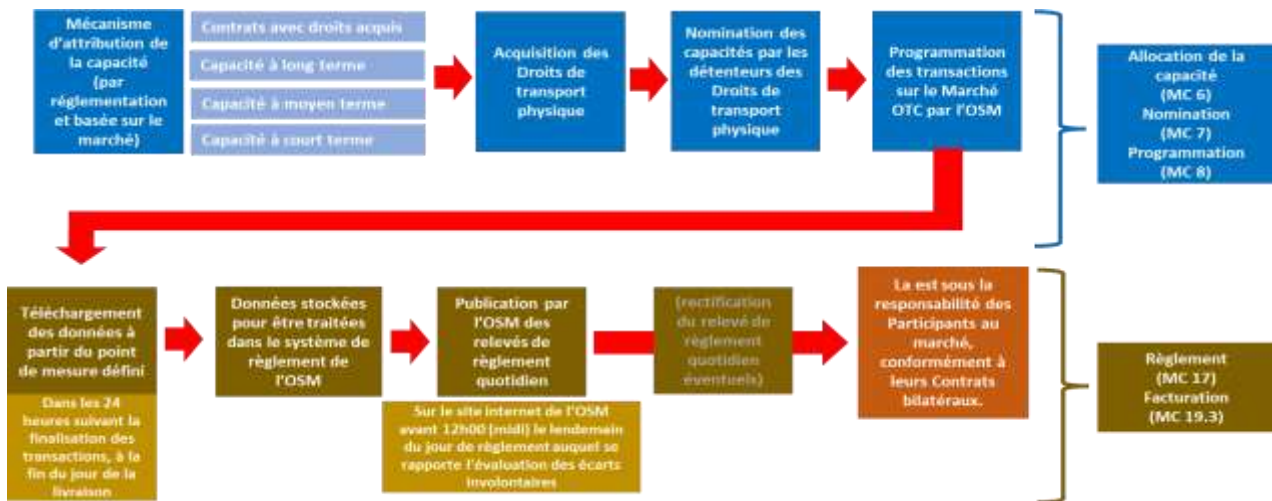
D 1. Méthodologie de tarification du transport régional

D 2. Procédure d'application du tarif de transport régional

ANNEXE E – Principaux délais et échéances indicatifs sur une année civile selon les dispositions du Code du marché.

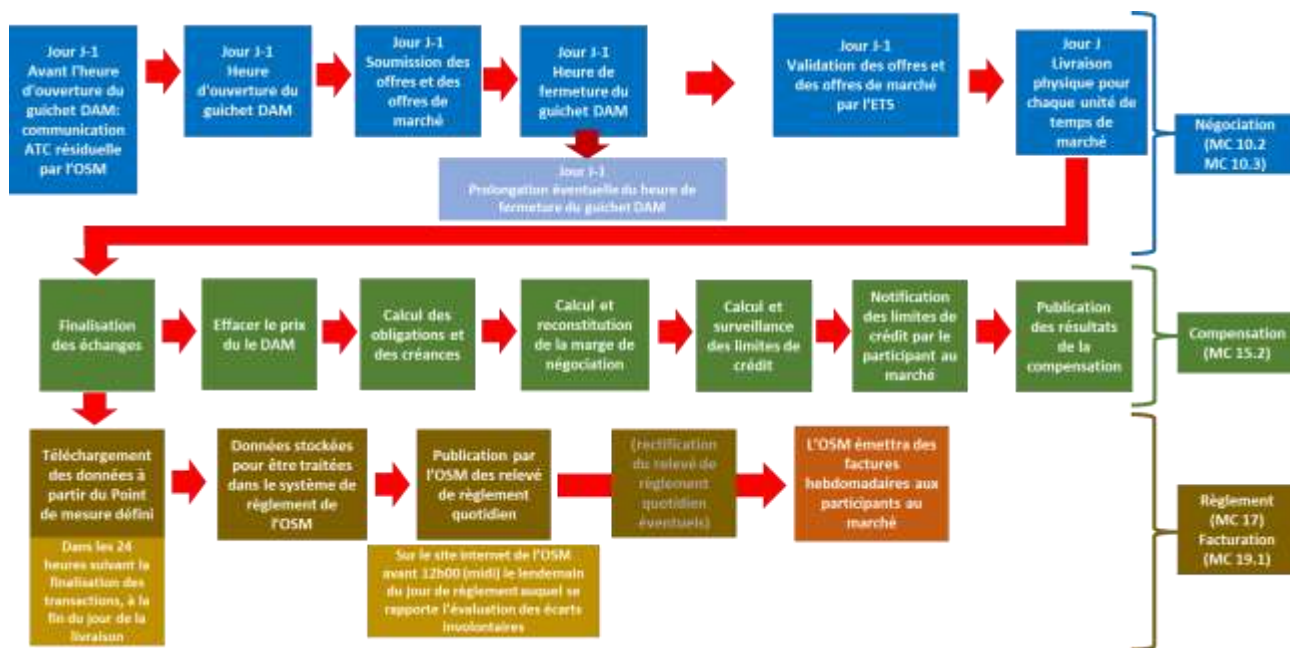
E 1. Calendrier indicatif du Marché OTC

E 1.1.1 La figure suivante présente le calendrier indicatif du **Marché OTC** régional basé sur les dispositions établies dans les sections pertinentes du **Code du marché**. La figure n'a qu'un but illustratif.



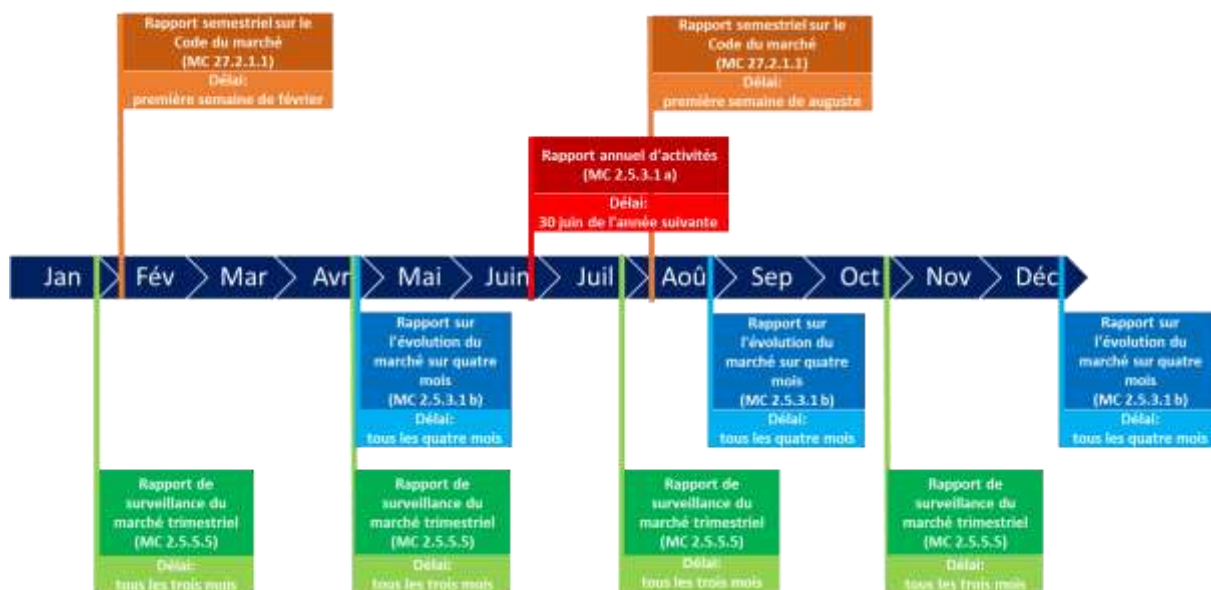
E 2. Calendrier indicatif du DAM

E 2.1.1 La figure suivante présente le calendrier indicatif du **DAM** régional basé sur les dispositions établies dans les sections pertinentes du **Code du marché**. La figure n'a qu'un but illustratif.



E 3. Calendrier indicatif des rapports de l'OSM au cours d'une année civile

E 3.1.1 La figure suivante présente le calendrier indicatif des rapports de l'**OSM** au cours d'une année civile basé sur les dispositions établies dans les sections pertinentes du **Code du marché**. La figure n'a qu'un but illustratif.

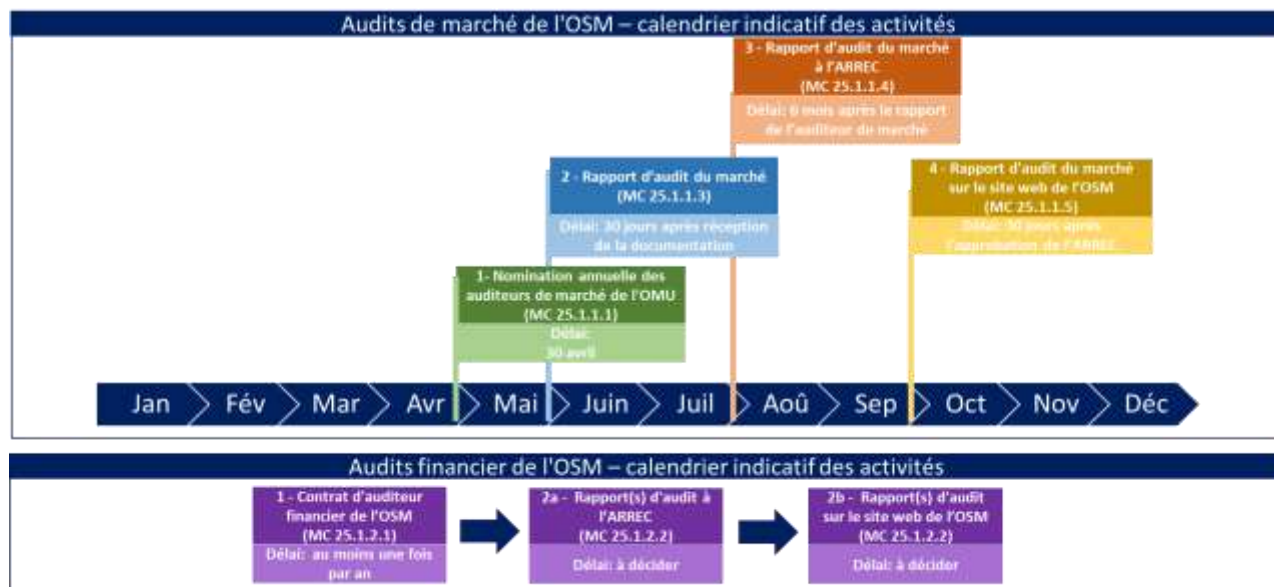


E 3.1.2 Le tableau suivant résume l'objectif principal de chaque rapport devant être produit par l'**OSM**.

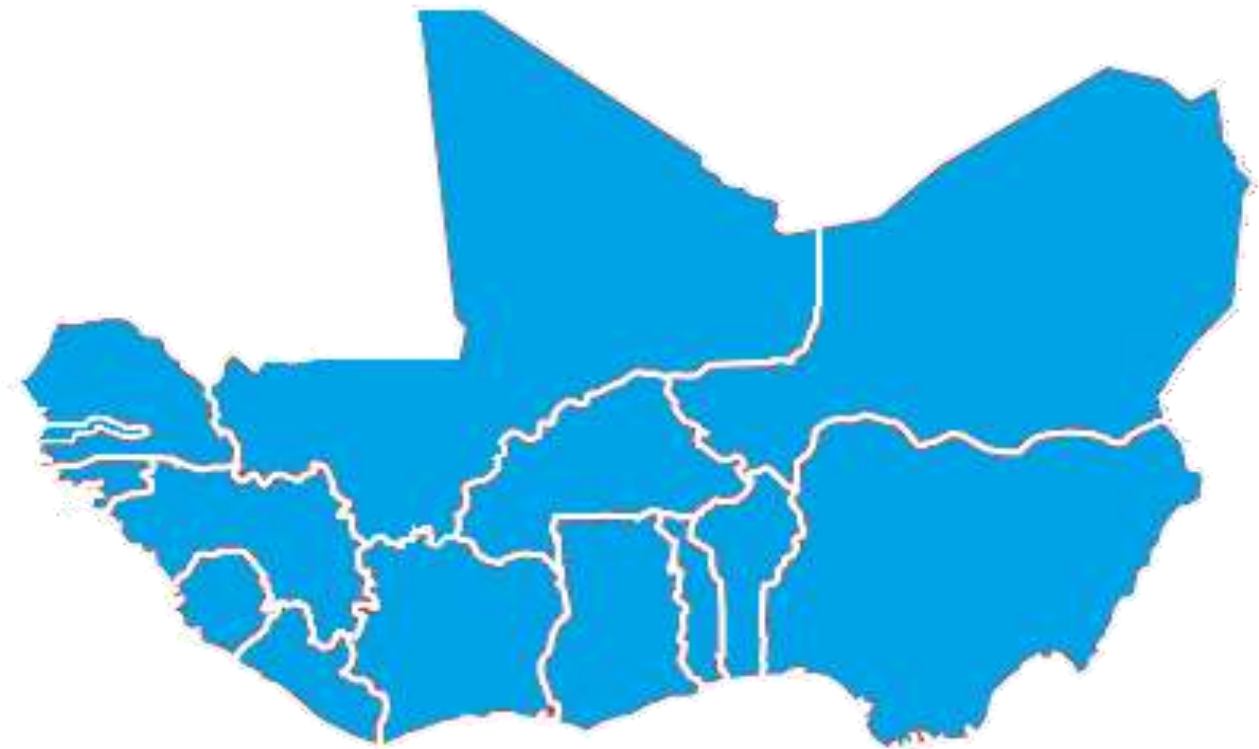
Nom du rapport	Objectif
Rapport de suivi du marché	L'unité de suivi de l' OSM doit analyser les modèles d'enchères et les transactions des Participants au marché et fournir un rapport trimestriel de suivi du marché basé sur la Procédure de suivi du marché . L' OSM doit vérifier que tous les Participants au marché respectent le Code du marché .
Rapport sur le Code du Marché	Tous les six (6) mois, la première semaine de février et d'août, l' OSM prépare un rapport sur le Code du marché décrivant les problèmes rencontrés par l' OSM dans la mise en œuvre et l'application du Code du marché et toute procédure opérationnelle .
Rapport sur l'évolution du marché	Rapport de synthèse à produire tous les quatre (4) mois pour décrire l'évolution du MRE .
Rapport annuel d'activités	Rapport annuel d'activités comprenant les performances du marché, les états financiers et les Différends opérationnels à envoyer à l' ARREC au plus tard le 30 juin de l'année suivante.

E 4. Calendrier indicatif des audits de marché et financier de l'OSM au cours d'une année civile

E 4.1.1 La figure suivante présente le calendrier indicatif des audits de marché et financier de l'**OSM** au cours d'une année civile basé sur les dispositions établies dans les sections pertinentes du **Code du marché**. La figure n'a qu'un but illustratif.



CODES DU MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE OUEST AFRICAIN



MTC – CODE DE COMPTAGE

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
MTC 1. INTRODUCTION.....	3
MTC 2. OBJECTIF	4
MTC 3. RESPONSABILITÉ, ACCÈS ET MAINTENANCE.....	4
MTC 3.1 Responsabilité et accès à l'équipement de comptage.....	4
MTC 3.2 Maintenance des équipements de comptage	5
MTC 3.3 Critères techniques généraux	5
MTC 4. NORMES DE COMPTAGE	6
MTC 4.1 Objectifs des normes de comptage	6
MTC 4.2 Normes applicables aux équipements de comptage	6
MTC 5. REGISTRE DES INFORMATIONS DE COMPTEUR	6
MTC 5.1 Contenu du registre	6
MTC 5.2 Comptage principal et de vérification	7
MTC 5.3 Paramètres de mesure	8
MTC 6. PRECISION DE L'EQUIPEMENT DE COMPTAGE ET LIMITES D'ERREUR.....	8
MTC 6.1 Conformité.....	8
MTC 6.2 Transformateurs de Tension (TT)	9
MTC 6.3 Transformateurs de Courant (TC)	9
MTC 6.4 Compteurs	9
MTC 7. INSPECTION, ESSAI ET VERIFICATION DE LA PRECISION	11
MTC 7.1 Mise en service.....	11
MTC 7.2 Activités périodiques.....	11
MTC 7.3 Collecte des données.....	12
MTC 7.4 Sécurité	13
MTC 8. DIFFERENDS	13
MTC 9. CONFIDENTIALITE DES DONNEES DE COMPTAGE	13
MTC 10. COMPTAGE D'EXPLOITATION.....	13
ANNEXE A – APPLICATIONS DES NORMES	15

MTC 1. INTRODUCTION

MTC 1.1.1 Le **Code de comptage** définit les exigences minimums applicables au comptage sur le **Marché régional de l'électricité (MRE)**.

MTC 1.1.2 Les termes suivants ont été adoptés dans le présent **Code de comptage** pour distinguer et attribuer correctement les fonctions de comptage aux **Entités** impliquées :

- a) « **Opérateur du Système** » désigne un sous-ensemble du « **Gestionnaire de réseau** » et représente l'**Entité** chargée de l'**Exploitation fonctionnelle** du **Système électrique** et des **Interconnexions transfrontalières**, quel que soit le niveau de tension ;
- b) « **Opérateur de Transport** » désigne un sous-ensemble du « **Gestionnaire de réseau** » et représente l'**Entité** possédant tout ou partie des actifs du **Réseau de transport** et qui est responsable de l'**Exploitation physique**, de la sécurité et de la maintenance desdits actifs.

MTC 1.1.3 Compte tenu des différents niveaux de séparation des activités du secteur électrique au sein de chaque **État membre**, l'**Opérateur du Système** et l'**Opérateur de Transport** peuvent représenter deux (2) **Entités** nationales indépendantes, ou deux (2) départements du même **Gestionnaire de réseau de transport (GRT)** indépendant, ou deux (2) départements d'une société verticalement intégrée.

MTC 1.1.4 Les **Données de comptage** des **Opérateurs du Système** sont nécessaires à l'établissement d'un règlement précis concernant l'électricité échangée dans le **MRE**. Le présent **Code de comptage** établit les références techniques ou normes de mesure des flux d'importation et d'exportation d'électricité et d'énergie à chaque **Point d'échange** identifié comme point de transfert de la garde entre les **Opérateurs du Système** participants.

MTC 1.1.5 Le **Code de comptage** spécifie les exigences ou normes techniques, de conception et d'exploitation minimales à respecter afin de procéder à un comptage précis de l'énergie échangée à chaque **Point d'échange** entre les **Opérateurs du Système** ou entre les **Opérateurs du Système** et les **Gestionnaires de réseau hors EEEOA**. Le comptage aux **Points d'échange** est nécessaire à la comptabilisation exacte de l'énergie échangée à des fins financiers et à la comptabilisation des écarts involontaires conformément au **Code d'exploitation** et au **Code de marché**.

MTC 1.1.6 Le **Code de comptage** spécifie également les critères applicables au marché de l'électricité associé et les **Données d'exploitation** relatives aux procédures de comptage requises pour un fonctionnement conforme du **Marché régional de l'électricité**, sous la responsabilité de l'**OSM**.

MTC 1.1.7 Le **Code de comptage** ne s'applique pas au comptage des transactions commerciales sur le plan national. Les **équipements de comptage** utilisés pour les transactions commerciales sur le plan national sont soumis aux **Codes de réseau national** ou aux règlements et/ou aux **Contrats d'achat d'électricité**.

- MTC 1.1.8 Le **Code de comptage** ne s'applique pas aux domaines de responsabilités suivantes :
- a) à la gestion de l'**Echange de données** des **Opérateurs du Système** ou d'autres **Participants au marché** ;
 - b) aux responsabilités de l'**OSM** quant au stockage des **Données de comptage** et à la fourniture des **Informations communes** aux **Utilisateurs du réseau**.
- MTC 1.1.9 Les domaines de responsabilités en MTC 1.1.8 sont soumis aux sections appropriées du **Code de réseau de l'EEEOA** en termes d'**Echange de données** et de politiques de l'EEEOA, conformément à la surveillance réglementaire de l'**ARREC**.

MTC 2. OBJECTIF

- MTC 2.1.1 L'objectif du **Code de comptage** est de définir des principes communs et de spécifier des critères techniques et de conception minimum, ainsi que d'établir les règles de base concernant la collecte de données applicables aux **Opérateurs de Transport**, **Opérateurs du Système** et aux autres acteurs du **MRE**.

MTC 3. RESPONSABILITÉ, ACCÈS ET MAINTENANCE

MTC 3.1 Responsabilité et accès à l'équipement de comptage

- MTC 3.1.1 L'**Equipement de comptage** est acquis, possédé, installé et entretenu par les **Opérateurs de Transport** des **États membres**.
- MTC 3.1.2 L'**Equipement de comptage** et le système de comptage sont acquis en respectant les caractéristiques techniques spécifiées dans le présent **Code de comptage**, et sont interopérables avec le système de comptage installé par les **Opérateurs du Système** et l'**OSM**.
- MTC 3.1.3 L'**Opérateur de Transport** a un accès physique à l'**Equipement de comptage** se trouvant dans ses installations. En cas de **Différends** relevant de la compétence de l'**ANR** ou de l'**ARREC**, l'**Opérateur de Transport** autorise un personnel habilité à accéder à l'équipement physique et aux informations de comptage pour effectuer des audits.
- MTC 3.1.4 Aux fins de l'exploitation du réseau et des transactions sur le **Marché régional de l'électricité**, l'**Opérateur de Transport** accorde l'accès aux **Compteurs principaux** et **Compteurs de vérification** aux **Opérateurs du Système** concernés des **États membres** et à l'**OSM**.
- MTC 3.1.5 Les **Opérateurs du Système** concernés et l'**OSM** doivent pouvoir accéder à distance aux **Compteurs** pour lire à distance les variables enregistrées via un moyen de communication sécurisé et crypté.

MTC 3.1.6 Pour des raisons de sécurité, seuls deux (2) membres du personnel autorisés de l'**Opérateur du Système** et deux (2) membres du personnel autorisés de l'**OSM** auront accès à la lecture à distance des compteurs. Ces personnes sont clairement identifiées avec indication du nom complet, de l'adresse physique, de l'adresse électronique et du numéro de téléphone portable. Un personnel autorisé est entièrement responsable de la bonne ou mauvaise utilisation des informations obtenues à partir des **Compteurs principaux** et/ou **Compteurs de vérification**.

MTC 3.1.7 Un formulaire de déclaration est signé par chaque personne autorisée à accéder au **Système de comptage** et aux informations des **Compteurs principaux** et **Compteurs de vérification**.

MTC 3.1.8 Tout dépannage et problème d'accès à distance aux **Compteurs principaux** et/ou **Compteur de vérification** est immédiatement communiqué à l'**Opérateur de Transport** concerné.

MTC 3.2 Maintenance des équipements de comptage

MTC 3.2.1 L'**Equipement de comptage** mesure et enregistre l'énergie active et réactive, ainsi que la puissance active et réactive transférée vers ou depuis une **zone de réglage** au **point d'échange** avec une autre **zone de réglage**. Cet **Equipement de comptage** est la principale source d'informations des **Opérateurs du Système** et de l'**OSM** quant aux **Ecarts involontaires**.

MTC 3.2.2 L'**Equipement de comptage** mesure et enregistre les variables établies et indiquées par l'**OSM** et les **Opérateurs du Système** selon les **Unités de temps de marché** établies pour le **Marché régional de l'électricité**.

MTC 3.2.3 Les **Opérateurs de Transport** sont responsables de l'entretien et du fonctionnement de l'**équipement de comptage** à chaque **Point de mesure défini (DMP)** et de la conception initiale, de l'installation, des essais et de la mise en service des **Compteurs principaux** et des **Compteurs de vérification**.

MTC 3.2.4 L'**Equipement de comptage** pour le **Compteur principal** et pour le **Compteur de vérification**, acquis, installé, exploité et entretenu, doit être conforme aux normes de précision applicables aux **Compteurs** et à l'**Equipement de comptage**, tel qu'indiqué dans le présent **Code de comptage**.

MTC 3.3 Critères techniques généraux

MTC 3.3.1 L'**Equipement de comptage** pour la mesure et l'enregistrement du transfert d'énergie électrique sur les interconnexions entre les **Opérateurs du Système** et entre les **Opérateurs du Système** et les **Gestionnaires de réseau hors EEEOA** doit se conformer aux exigences technique du présent **Code de comptage**. Les dispositions du **Code de comptage** s'appliquent également aux **compteurs principaux** et aux **compteurs de vérification**.

MTC 3.3.2 Les **Opérateurs de Transport** doivent établir des politiques de **comptage** connexes, ainsi que des **Codes de pratique** et des procédures basées sur des normes communes, incluant, de façon non-exhaustive, l'enregistrement dans la **Base de données de comptage**, les tests et certification, le scellage, l'ajustement de perte, la sécurité des données, l'inspection, les essais et l'audit de l'**Équipement de comptage**, ainsi que la correction des erreurs de mesure.

MTC 4. NORMES DE COMPTAGE

MTC 4.1 Objectifs des normes de comptage

MTC 4.1.1 L'objectif des normes de comptage est de garantir un règlement et une facturation précise, adaptée et correcte aux **Opérateurs du Système** ainsi qu'aux **Participants au marché**. Le **Code de comptage** décrit les exigences pour l'application de normes uniformes, pour les spécifications, ainsi que pour les **Codes de pratique** sous-tendant la validité des données à des fins de règlement et de facturation.

MTC 4.1.2 Les règles et obligations relatives au respect du présent **Code de comptage** sont énoncées dans les **Conditions générales**, lesquelles incluent le cadre de révision et d'ajustement du **Code de réseau de l'EEEOA** dans le temps.

MTC 4.2 Normes applicables aux équipements de comptage

MTC 4.2.1 Les normes CEI relatives au **comptage**, garantissant le plus haut niveau de précision, s'appliquent à la fois au **Compteur principal** et au **Compteur de vérification** et les normes de précision les plus élevées sont exigées pour les **Transformateurs de Courant (TC)** et les **Transformateurs de Tension (TT)**.

MTC 4.2.2 Lorsque les normes CEI ne sont pas reconnues au niveau national ou ne sont pas encore légalement ratifiées par un **Etat membre**, les normes équivalentes internationalement reconnues et juridiquement valide dans l'**Etat membre** peuvent être appliquées à condition que les normes CEI mentionnées dans l'Annexe A – Applications des normes, soient respectées.

MTC 5. REGISTRE DES INFORMATIONS DE COMPTEUR

MTC 5.1 Contenu du registre

MTC 5.1.1 La **Base de données de comptage** tant des **Opérateurs du Système** que de l'**OSM** contient un **Registre des informations de compteur** pour tous les **Compteurs**. Ce registre contient, de façon non-exhaustive :

- a) Un numéro unique d'identification du **Compteur** ;

- b) L'emplacement des **Compteurs principaux**, des **Compteurs de vérification** et tout autre **Equipement de comptage**, y compris les systèmes d'enregistrement des **données de comptage** ;
- c) L'identification de l'**Opérateur de Transport** concerné ;
- d) Le fabricant, type, modèle et numéro de série du **compteur** ;
- e) Les caractéristiques de l'**Equipement de comptage**, y compris la classe de précision ;
- f) Les certificats de fabricant des **Transformateurs de courant (TC)** ;
- g) Les certificats de fabricant des **Transformateurs de tension (TT)** ;
- h) Les facteurs d'ajustement par **Compteur**, avec indication des pertes de circuit à appliquer ;
- i) La documentation détaillée, conforme à l'installation effectuée ;
- j) La date d'installation ;
- k) La date de mise en service ;
- l) Les certificats de vérification de la précision.

MTC 5.1.2 Les **Opérateurs du Système** et les **Opérateurs du Système hors EEEOA** sont tenus de partager les **Informations de Comptage** pour les besoins de tenue de registres permanents de l'**OSM**.

MTC 5.1.3 L'**OSM** spécifie les lignes directrices et les procédures permettant de garantir un maintien à jour des registres.

MTC 5.2 Comptage principal et de vérification

MTC 5.2.1 Le **Compteur principal** et le **Compteur de vérification** sont de marques différentes mais de classe de précision identique. L'installation du **Compteur principal** et du **Compteur de vérification** sont au même niveau de tension.

MTC 5.2.2 Le **Compteur principal** et le **Compteur de vérification** sont connectés à, et fonctionnent à partir, des enroulements **TC** et **TT** séparés. Le fonctionnement du **compteur principal** et du **compteur de vérification** est indépendant l'un de l'autre, afin d'éviter un scénario de panne simultanée des deux **Compteurs**.

MTC 5.2.3 Un service de lecture continue du **Compteur principal** et du **Compteur de vérification** est prévu à tous les **Points de mesure commercial**.

MTC 5.2.4 Les enroulements **TC** et **TT** et les câbles reliant ces enroulements au **Compteur principal** et au **Compteur de vérification** doivent leur être spécifiquement dédiés et ces câbles et connexions doivent être solidement scellés.

MTC 5.3 Paramètres de mesure

- MTC 5.3.1 Pour chaque **Point de mesure commercial**, l'**Équipement de comptage** pour le **Compteur principal** et pour le **Compteur de vérification**, doivent être capables de mesurer, séparément, les paramètres suivants, aussi bien dans le sens d'importation que d'exportation : puissance active (MW), puissance réactive (MVar), énergie active (MWh) et énergie réactive (MVarh). Les données doivent être fournies par l'**Opérateur de Transport** aux **Opérateurs du Système** concernés et à l'**OSM** conformément aux procédures et exigences applicables.
- MTC 5.3.2 Les données fournies par l'**Opérateur de Transport** doivent être disponibles avec une résolution temporelle de cinq (5) minutes.
- MTC 5.3.3 Tous les **Équipements de comptage** doivent respecter les dispositions énoncées dans le **Code de comptage**. Les dispositions du **Code de comptage** peuvent être périodiquement révisées conformément aux dispositions énoncées dans les **Conditions générales** afin de tenir compte de l'évolution des technologies ou des nouvelles exigences de l'industrie électrique.
- MTC 5.3.4 Un **TC** doit être conforme aux normes CEI spécifiées dans le tableau 1 (ligne 3) de l'Annexe A. Un **TT** doit être conforme aux normes CEI spécifiées dans le tableau 1 (ligne 4) de l'Annexe A. Lorsqu'un transformateur unitaire combiné (**TT** et **CT**) est fourni, les « tests de précision » couvrant les effets d'influence mutuelle doivent être respectés conformément aux normes du tableau 1 (ligne 5) de l'Annexe A.
- MTC 5.3.5 Lorsqu'un transformateur de mesure unitaire combiné (**TT** et **TC**) est fourni, les « Tests d'exactitude » dans le combiné **TC/TT** couvrant les effets d'influence mutuelle doivent être effectués et réussis.
- MTC 5.3.6 Les registres cumulatifs des **Compteurs** ne doivent retourner à zéro qu'une seule fois durant une année d'exploitation. L'**OSM** doit élaborer pour cela une procédure pour le passage à zéro des Compteurs.
- MTC 5.3.7 Outre les paramètres mesurés au MTC 5.3.1, des paramètres supplémentaires de qualité électrique peuvent être obtenus soit du **Compteur principal** et du **Compteur de vérification** ou des **systèmes de mesure** de la qualité électrique séparés. Ces paramètres supplémentaires peuvent être demandés dans le cadre soit d'un **Echange de données bilatéral** soit d'un **Echange de données multilatéral**.

MTC 6. PRECISION DE L'EQUIPEMENT DE COMPTAGE ET LIMITES D'ERREUR

MTC 6.1 Conformité

- MTC 6.1.1 La précision de chaque élément de l'**Équipement de comptage** doit être conforme aux normes CEI pertinentes ou aux normes nationales équivalentes lorsque celles-ci sont convenues

entre les **Opérateurs de Transport** concernés. Les limites de précision définies dans le **Code de comptage** doivent être appliquées après avoir effectué des ajustements sur l'**Équipement de comptage** en termes de compensation de l'introduction de toute erreur due à tout équipement secondaire et à toute connexion. La précision des **Compteurs** doit être vérifiée par un organisme indépendant accrédité approuvé par l'**OSM** dans ce but. L'organisme doit fournir un certificat de vérification de la précision avec indication de la date d'expiration de sa validité.

MTC 6.2 Transformateurs de Tension (TT)

MTC 6.2.1 Les **TT** doivent avoir une classe minimum de 0.2 compatible avec les normes indiquées au MTC 5.3.4 et comprendre trois (3) unités monophasées, chacune d'elles devant être au moins conforme aux dispositions de la norme **TT** de référence.

MTC 6.3 Transformateurs de Courant (TC)

MTC 6.3.1 Les **TC** doivent avoir classe minimum de 0.2 compatible avec les normes indiquées au MTC 5.3.4 et comprendre trois (3) unités pour un ensemble triphasé, chacune d'elles devant être au moins conforme aux dispositions de la norme **TC** de référence.

MTC 6.4 Compteurs

MTC 6.4.1 Les **compteurs** doivent être de type à trois éléments indépendants pour chaque phase, de la classe de précision appropriée, être conformes aux normes CEI du Tableau 1 (lignes 1 et 2) de l'Annexe A, et être au moins de la classe de précision de 0.2.

MTC 6.4.2 Outre les exigences de la norme applicable au compteur, les **Compteurs** doivent mesurer et afficher localement au moins la puissance active (MW), la puissance réactive (MVar), l'énergie active (MWh) et l'énergie réactive (MVarh) ainsi que l'échange d'énergie cumulée. Des fonctionnalités supplémentaires en soutien aux **Codes de pratique**, ainsi que des registres d'entretien et de surveillance de la qualité de l'alimentation électrique sont souhaitables.

MTC 6.4.3 Les **Compteurs** doivent être numériques et doivent séparément mesurer et stocker tous les paramètres de manière bidirectionnelle et par phase.

MTC 6.4.4 Les **Compteurs** doivent, dans la mesure du possible, se conformer aux pratiques de l'industrie des compteurs montés en rack, permettant un court-circuit **TC** (« blocs de test plug and play ») en cas de retrait du **Compteur**.

MTC 6.4.5 Tous les critères applicables doivent être remplis par le **Compteur principal** et le **Compteur de vérification**. Voir MTC 5.2.

MTC 6.4.6 Un registre cumulatif des paramètres mesurés doit être disponible dans les installations de stockage interne des **Compteurs** numériques pendant un minimum de six (6) mois, avec des

valeurs de cinq (5) minutes d'intervalle. La perte d'alimentation auxiliaire de l'**Equipement de comptage** ne doit pas impliquer l'effacement de ces registres.

MTC 6.4.7 Les registres du **Compteur principal** et du **Compteur de vérification** doivent être lisibles par le **Système de lecture Automatique des Compteurs (AMR)** de l'**Opérateur du Système** par le biais du **Réseau de communication de l'EEEOA**. L'ensemble de données minimum de l'**AMR** doit être partagé en temps réel avec l'**OSM** en utilisant les procédures et critères pertinents.

MTC 6.4.8 Il est recommandé que le système **SCADA** de l'**Opérateur du Système** lise les registres des **Compteurs** et que les **informations** supplémentaires soient partagées bilatéralement ou multilatéralement par l'**AMR** ou système **SCADA** de l'**Opérateur du Système**.

MTC 6.4.9 ***Compensation de l'erreur du transformateur de mesure***

MTC 6.4.9.1 Toutes les installations de **Compteurs** doivent être compensées pour les erreurs individuelles de leurs **Transformateurs de mesure** associés et des fils vers/depuis les **Compteurs**.

MTC 6.4.9.2 Les calculs de compensation et les valeurs appliquées aux **Compteurs** doivent être enregistrés par l'**Opérateur de Transport** et mis à disposition de l'**OSM**, avec les derniers certificats de test du **Compteur** et des **Transformateurs de mesure**, obtenus au moment de la mise en service, au cours des activités d'exploitation normales et en cas de panne.

MTC 6.4.9.3 Les compensations de l'erreur du **Transformateur de mesure** doivent être effectuées directement dans le **Compteur** soit par :

- a) Une unique erreur calculée ou « offset », à savoir une seule erreur programmée dans le **Compteur** appliquée en interne à des points de test définis sur la courbe d'erreur ;
- b) Une série d'erreurs calculées programmées dans le **Compteur** pour chaque point de test sur la courbe d'erreur, et appliquées telles quelles par le **Compteur**.

MTC 6.4.9.4 Lorsque le **Point de mesure commercial** et le **Point de mesure défini (DMP)** ne coïncide pas, le **Système de comptage** est réputé non-conforme au **Code de comptage**. Toutefois, si cette situation est dûment justifiée et approuvée conformément aux **Conditions générales**, une dérogation peut être accordée. Dans ce cas, une compensation pour les pertes liées au Transformateur de puissance et/ou à la ligne doit être déterminée et appliquée afin de garantir la précision globale au niveau du **DMP**.

MTC 6.4.9.5 La compensation peut être obtenue soit dans l'**Equipement de comptage** soit par logiciel au sein du **Système d'échange de données**.

MTC 7. INSPECTION, ESSAI ET VERIFICATION DE LA PRECISION

MTC 7.1 Mise en service

MTC 7.1.1 Tous les nouveaux **Compteurs** doivent subir des tests de certification pertinents, et une vérification initiale de la précision des **Compteurs** doit être effectuée dans une Installation d'essai reconnue. Ces essais doivent être effectués conformément aux normes CEI pertinentes indiquées dans le Tableau 1 (Ligne 6) de l'Annexe A et doivent confirmer que le niveau de précision du **Compteur** est compris dans les limites indiquées au MTC 6.4.1 du **Code de comptage**. Un enregistrement de la vérification du niveau de précision identifiable unique doit être fourni pour un **Compteur** avant la mise en service du raccordement.

MTC 7.1.2 Les **TT** et **TC** sont vérifiés conformément aux normes CEI pertinentes avant leur installation au **Point de mesure commercial**. L'**Opérateur de Transport** doit fournir les certificats d'essai des fabricants des **TC**, **TT**, **Compteurs** et les compensations programmées individuelles conformes aux critères de la **Base de données de comptage**.

MTC 7.1.3 La mise en service doit inclure l'activation du **Système de comptage** et la vérification du fonctionnement de la collecte de données du **Compteur principal** et du **Compteur de vérification** aux **Points de mesure définis (DMP)**.

MTC 7.1.4 Les essais de mise en service sont effectués pour les deux (2) directions des flux de puissance, à la satisfaction des **Opérateurs de Transport** et des **Opérateurs du Système** impliqués dans chaque **Point d'échange**.

MTC 7.2 Activités périodiques

MTC 7.2.1 L'**Opérateur de Transport**, en tant que propriétaire de l'**Équipement de comptage**, est responsable pour effectuer les tests de vérification de la précision sur demande de l'**OSM** ou de tout **Opérateur du Système** concerné. En particulier, les **Opérateurs de Transport** :

- a) Procèdent à une vérification de routine de la précision de l'**Équipement de comptage** tous les trois (3) ans ;
- b) Vérifient les connexions des **TC** et **TT** tous les cinq (5) ans.

MTC 7.2.2 La précision de chaque **Compteur** est vérifiée par un laboratoire accrédité soit tous les dix (10) ans à compter de la date de mise en service, soit à l'expiration du certificat de précision fourni par le fabricant, la première de ces occurrences étant applicable.

MTC 7.2.3 Lorsque les **Compteurs** ont été ajustés pour compenser les erreurs des **TC** et des **TT**, alors ces **TC**, **TT**, et leurs connexions, devront être vérifiés à la même fréquence que les **Compteurs**.

MTC 7.2.4 Lorsque, suite à un test, la précision de l'**Équipement de comptage** s'avère ne pas être conforme aux exigences du présent **Code de comptage**, l'**Opérateur de Transport** prend les mesures nécessaires pour rétablir la conformité de l'**Équipement de comptage**.

MTC 7.2.5 L'**Opérateur de Transport**, en tant que propriétaire de l'**Équipement de comptage**, prend en charge le coût des tests de routine de l'**Équipement de comptage**.

MTC 7.2.6 Le coût des tests de vérification de la précision non programmés est à la charge de la **partie** demandant le test, à moins que le test montre que la précision de l'**Équipement de comptage** n'est pas conforme aux critères imposés par le **Code de comptage**. Le cas échéant, les essais sont à la charge de l'**Opérateur de Transport** responsable.

MTC 7.2.7 Les **Opérateurs de Transport** et les **Opérateurs du Système** concernés procèdent à une inspection physique et à une lecture sur site de que tous les **Équipements de comptage** installés aux **Points de mesure définis (DMP)**, au moins une fois tous les six (6) mois, afin de comparer les relevés cumulés des registres sur site avec les relevés collectés à distance. Des contrôles physiques sont effectués dans le même temps afin d'identifier des scellages manquants ou des dommages, ou tout autre problème susceptible de survenir.

MTC 7.2.8 Lorsqu'un composant de l'**Équipement de comptage** est jugé non-conforme au **Code de comptage** et aux **Conditions générales**, l'**Opérateur de Transport** concerné informe l'**Opérateur du Système** ou le **Gestionnaire de réseau** hors **EEEOA** concerné et toute partie concernée dans les meilleurs délais de la non-conformité. Cette notification inclut le programme de l'**Opérateur de Transport** concerné permettant de remettre l'**Équipement de comptage** en service afin d'assurer le respect du **Code de comptage**.

MTC 7.2.9 L'**OSM** est notifié de tout **Équipement de comptage** non-conforme. En coopération avec les **Opérateurs du Système** concernés, l'**OSM** évalue la durée de la période de non-conformité. Pendant cette période, les données enregistrées par le **Compteur de vérification** sont utilisées.

MTC 7.3 Collecte des données

MTC 7.3.1 Les **Opérateurs du Système** collectent automatiquement à distance ou manuellement sur site, toutes les données enregistrées par l'**Équipement de comptage** aux **DMP**, conformément au présent **Code de comptage**. L'**Opérateur du Système** entreprend la collecte manuelle sur site en collaboration avec l'**Opérateur de Transport**.

MTC 7.3.2 Dans le cadre de la collecte à distance, l'**Opérateur du Système** responsable peut utiliser son propre réseau de communication de données. À défaut, l'**Opérateur du Système** conclut, gère et suit les contrats pour assurer le maintien de toutes les liaisons de données par lesquelles les données sont transmises à l'**Opérateur du Système** et à l'**OSM**, conformément aux dispositions des sections pertinentes de chaque **Code** concernant l'**Echange de données**.

MTC 7.3.3 En cas d'absence, de défaut ou de panne des liaisons de communication, ou de toute erreur ou omission dans les données transmises, l'**Opérateur du Système**, ensemble avec l'**Opérateur de Transport** concerné, récupère si possible ces données par collecte manuelle sur site.

MTC 7.4 Sécurité

MTC 7.4.1 Chaque **Opérateur de Transport**, en tant que propriétaire de l'**Équipement de comptage** aux **DMP**, doit s'assurer que le **Compteur** lui-même soit scellé et que toutes les liaisons et tous les circuits secondaires de l'**Équipement de comptage** soient scellés, dans la mesure du possible. Les scellés ne doivent être posés ou brisés qu'en présence des représentants des **Opérateurs du Système** concerné et des **Opérateurs de Transport** responsables, sauf convention contraire expresse des parties concernées.

MTC 8. DIFFERENDS

MTC 8.1.1 Les **Différends** concernant ce **Code de comptage** doivent être traités selon les procédures énoncées dans les **Conditions générales**, conformément aux procédures de règlement des **Différends** de l'**ARREC**.

MTC 9. CONFIDENTIALITE DES DONNEES DE COMPTAGE

MTC 9.1.1 Les **Données de comptage** peuvent contenir des informations commercialement sensibles et confidentielles. Ainsi, des mesures appropriées sont prises pour garantir que les **Données de comptage** ne puissent être ni divulguées ni obtenues par des tiers sans autorisation appropriée.

MTC 9.1.2 L'**OSM** élabore des politiques appropriées concernant les données de **Comptage** pour approbation de l'**ARREC**.

MTC 10. COMPTAGE D'EXPLOITATION

MTC 10.1.1 Un **Équipement de comptage** d'exploitation est nécessaire pour soutenir l'exploitation en temps réel du marché de l'électricité. Dans la mesure où les exigences d'exploitation diffèrent des exigences de **Comptage** au **Point d'échange**, le **Système de comptage** d'exploitation n'a pas nécessairement les mêmes exigences en matière de précision des mesures.

MTC 10.1.2 Des **Données de comptage** d'exploitation en temps opportun sont toutefois critiques pour une exploitation efficace, sûre et opportune du **Système électrique de l'EEEOA**.

MTC 10.1.3 Les **Opérateurs du Système** sont encouragés à convenir bilatéralement des types de **Données d'exploitation** requis pour l'**Echange de données en temps réel**, et devront veiller à ce que des systèmes appropriés soient mis en place pour soutenir cet échange de **Données d'exploitation**.

ANNEXE A – Applications des normes

Le **Code de comptage** se base sur des normes internationalement reconnues et appliquées.

Il est recommandé de s'assurer que la précision soit la meilleure possible au moment de la sélection, si les solutions industrielles vont au-delà des normes.

Les révisions et mises à jour de toute norme ou **Code de pratique** s'appliquent uniquement pour les **Équipements de comptages** postérieurs à leur mise en vigueur, et ne nécessitent donc pas de modification des solutions existantes en service.

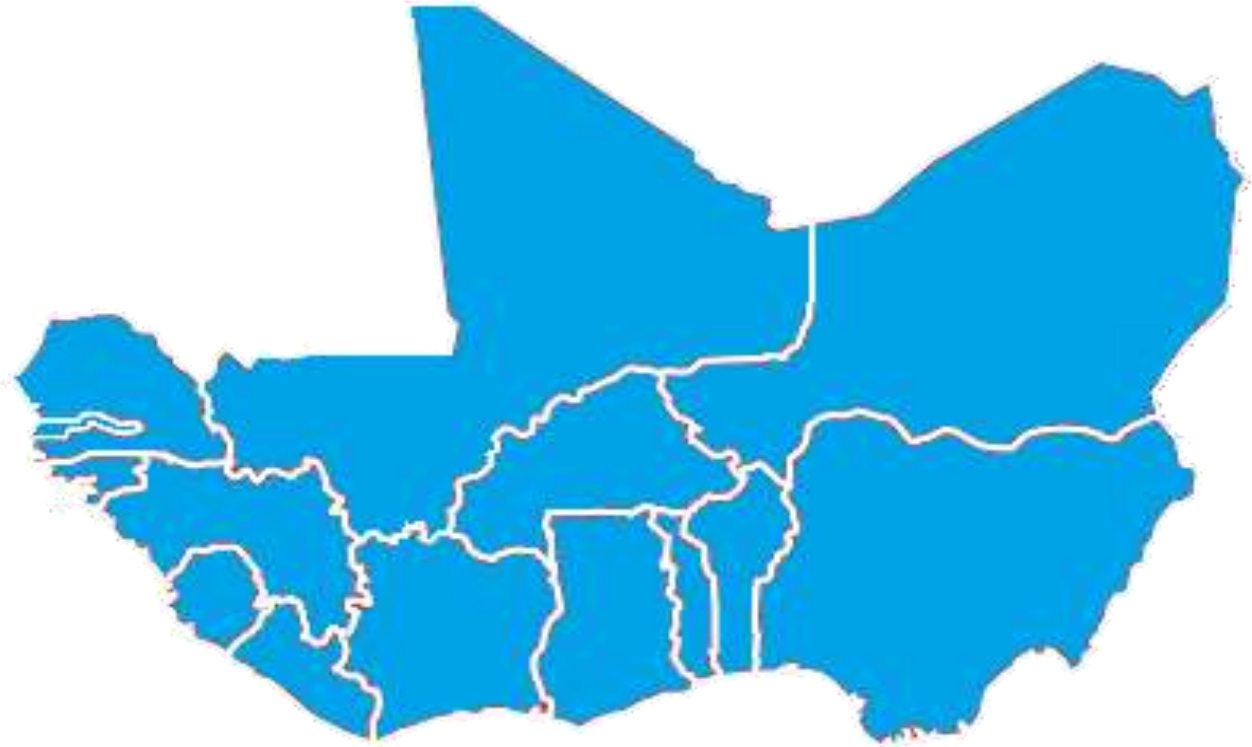
Tout changement de normes ou de **Codes de pratique**, tel que cela peut être décidé par l'**EEEOA**, peut conduire à des adaptations, des changements et des mises à niveau des **Équipements de comptage** existant dans le cadre des cycles de vie d'exploitation et d'entretien prévus et normaux, sur la base de valeurs économiques et opérationnelles mutuellement convenues.

Les normes internationales à adopter dans le **Code de comptage** sont fournies dans le Tableau 1.

En cas de modification des normes internationales, ou sous réserve d'un accord au sein de l'**EEEOA**, les dernières références disponibles mises à jour applicables dans le **MRE** prévaudront sur le contenu du tableau 1 ci-dessous :

Tableau 1. Normes internationales à adopter dans le Code de comptage

Ligne	Réf. dans le code	Norme internationale de référence
1	Énergie active	Norme CEI 62053-22:2020, ou version ultérieure, telle que légalement approuvée
2	Énergie réactive	Norme CEI 62053-24:2020, ou version ultérieure, telle que légalement approuvée
3	Norme TC	Norme CEI 61869, ou version ultérieure, telle que légalement approuvée
4	Norme TT	Norme CEI 61869, ou version ultérieure, telle que légalement approuvée
5	TC/TT combiné	Norme CEI 61869, ou version ultérieure, telle que légalement approuvée
6	Essais de certification des compteurs	Norme CEI 62052-11, ou version ultérieure, telle que légalement approuvée



OpTC – CODE DE FORMATION DES OPERATEURS

TABLE DES MATIÈRES

OPTC 1.	OBJET ET ETENDUE DE LA FORMATION	3
OpTC 1.1	Objet du Code de Formation des Opérateurs	3
OpTC 1.2	Orientations générales sur le contenu de la formation	3
OpTC 1.3	Directives de gestion de la formation	4
OpTC 1.4	Modalités de formation	5
OpTC 1.5	Exigences du formateur ou de la formatrice	5
OpTC 1.6	Organisation logistique	6
OpTC 1.7	Aspects administratifs.....	7
OPTC 2.	PROGRAMMES DE FORMATION SUR LES NOTIONS DE BASE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE	7
OpTC 2.1	Objectif, thèmes et cibles	7
OPTC 3.	PROGRAMMES DE FORMATION SUR LES CODES DU MRE	8
OpTC 3.1	Objectif, thèmes et cibles	8
OPTC 4.	PROGRAMMES DE FORMATION SUR L'EXPLOITATION DU SYSTÈME ELECTRIQUE.....	8
OpTC 4.1	Objectif	8
OpTC 4.2	Thèmes relatifs à l'Exploitation du système.....	9
OpTC 4.3	Cibles du programme de formation relatif à l'Exploitation du système	12
OPTC 5.	PROGRAMMES DE FORMATION SUR L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX INTERCONNECTES	12
OpTC 5.1	Objectif	12
OpTC 5.2	Thèmes de formation sur l'exploitation des réseaux interconnectés	13
OpTC 5.3	Cibles du programme de formation relatif à l'exploitation des réseaux interconnectés	13
OPTC 6.	PROGRAMMES DE FORMATION SUR LA PLANIFICATION À LONG TERME	13
OpTC 6.1	Objectif	13
OpTC 6.2	Thèmes de formation sur la Planification à long terme.....	14
OpTC 6.3	Cibles du programme de formation sur la Planification à long terme	14

OPTC 1. OBJET ET ETENDUE DE LA FORMATION

OpTC 1.1 Objet du Code de Formation des Opérateurs

- OpTC 1.1.1 Le présent **Code de Formation des Opérateurs** traite des programmes de formation que le personnel du **Gestionnaire de réseau** et celui de l'**OSM** exploitant le **Système électrique** doivent suivre, pour pouvoir faire face à la complexité du **Système électrique** interconnecté de l'**EEEOA**.
- OpTC 1.1.2 Les bénéficiaires des activités de formation sont les personnes en charge de la **Planification à long terme**, de la **Planification opérationnelle**, des opérations de marché, des opérations en temps réel y compris l'analyse a posteriori, à tous niveaux de responsabilité au sein du **Gestionnaire de réseau** et de l'**OSM**.
- OpTC 1.1.3 Dans le présent **Code de Formation des Opérateurs**, le personnel du **Gestionnaire de réseau** en formation est désigné sous le vocable "apprenants".
- OpTC 1.1.4 Les entités chargées de dispenser la formation sont l'**EEEOA**, l'**OSM**, les **Gestionnaires de réseau**, et toute autre entité déléguée par procuration pour prendre des décisions sur les activités susmentionnées rapportées figurant à l'article OpTC 1.1.2.
- OpTC 1.1.5 Dans le présent **Code de Formation des Opérateurs**, les entités responsables de la formation sont dites **Entités de formation** et les personnes physiques qui dispensent la formation sont appelées formateurs ou formatrices.
- OpTC 1.1.6 La formation est un préalable à l'habilitation du personnel à exploiter le **Système électrique**. Les programmes et processus d'habilitation du personnel sont élaborés et mis en œuvre par l'**EEEOA** pour les opérations de marché et du système.

OpTC 1.2 Orientations générales sur le contenu de la formation

- OpTC 1.2.1 La formation porte sur :
- a) des questions techniques et pratiques portant sur le système et le marché ;
 - b) des connaissances de bases essentielles, faciles à adapter aux objectifs fixés ;
 - c) des connaissances indispensables qu'il est possible de mettre en pratique directement ;
 - d) des activités essentielles adaptées aux besoins, tâches et niveau professionnel des apprenants ;
 - e) le fonctionnement et la gestion du **Marché Régional de l'électricité (MRE)**.

OpTC 1.3 Directives de gestion de la formation

OpTC 1.3.1 L'activité de formation rapportée dans le présent **Code de Formation des Opérateurs** doit être un aspect d'un programme de formation plus générale à mettre en œuvre par l'**OSM** et chaque **Gestionnaire de réseau**.

OpTC 1.3.2 Les **Entités de formation** sont responsables et en charge :

- a) d'identifier, auprès des départements concernés, les besoins de formation à traiter ;
- b) de s'enquérir, auprès des départements concernés, des niveaux de lacunes des apprenants et leurs besoins en formation ;
- c) d'organiser et mener à terme toute l'activité de formation.

OpTC 1.3.3 Cette activité de formation doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Être planifiée selon un calendrier approprié ;
- b) Être traçable : la traçabilité implique que l'**Entité de formation** doit tenir un registre où les heures et les sujets sont dûment enregistrés ;
- c) Rendre systématiquement disponible les avis et les commentaires sur les résultats de la formation dispensée. Cela signifie que l'apprenant doit passer un test à la fin du cycle de formation ;
- d) Délivrer la certification appropriée. Cela signifie que tout le matériel lié à la formation dispensée à un apprenant doit être disponible et soussigné pour la certification par l'organisme de certification interne ou externe (le cas échéant) à la fin de l'activité de formation interne ;
- e) Délivrer la certification appropriée. A cet effet, l'ensemble du matériel utilisé pour la formation d'un apprenant doit être accessible et validé pour certification par l'organisme de certification interne ou externe, le cas échéant, à l'issue de la formation interne.

OpTC 1.3.4 Les programmes de formation doivent être basés sur :

- a) L'harmonisation et la cohérence avec les programmes actifs actuels tels que convenus entre l'**EEEOA** et les **Gestionnaires de réseau** ;
- b) Le rôle central de l'**EEEOA** dans les questions relatives aux **Codes du MRE**, notamment l'**exploitation** interconnectée du **Système électrique de l'EEEOA** et le développement des **Interconnexions transfrontalières** ;
- c) Le rôle central des **Gestionnaires de réseau** en ce qui concerne le contrôle de la **Zone LFC** sous leur responsabilité ;
- d) Le *Programme d'habilitation des opérateurs du système et du marché* adopté par l'**EEEOA** et les **Gestionnaires de réseau**, visant un classement des compétences.

OpTC 1.4 Modalités de formation

OpTC 1.4.1 Selon le thème et les besoins pédagogiques des apprenants, l'activité de formation est organisée comme :

- a) Formation continue ;
- b) Formation à la demande ;
- c) Formation sur le tas ;
- d) Formation déconnectée (hors poste).

OpTC 1.4.2 La formation continue doit être garantie pour maintenir la compétence du personnel au fil du temps. Pour la formation continue, la durée entre deux cycles de formation ne doit pas dépasser deux (2) ans.

OpTC 1.4.3 Une formation à la demande doit être dispensée chaque fois que les procédures d'exploitation changent (par exemple, le **SCADA**, les applications de l'**EMS**), que l'environnement général de l'**Exploitation fonctionnelle** change (par exemple, les nouvelles interconnexions), ou que le personnel fait preuve d'un manque de maîtrise de certaines problématiques.

OpTC 1.4.4 La formation sur le tas est assurée par le personnel du **Gestionnaire de réseau** au même poste que l'apprenant ou par son chef. La formation sur le tas est obligatoire :

- a) Pour un nouveau personnel recruté du **Gestionnaire de réseau** avant son affectation à de tâches opérationnelles ;
- b) Pour les initiatives de coopération selon OpTC 5.

OpTC 1.4.5 La formation déconnectée (off-line) est organisée en atelier régulier et dispensée principalement par des experts de haut niveau du personnel du **Gestionnaire de réseau**. Des experts externes ou facilitateurs sont recommandés :

- a) lorsqu'un transfert de compétences des fabricants d'équipements est nécessaire ;
- b) lorsque leurs expériences sont jugées utiles pour accroître la performance du personnel ;
- c) lorsque l'accent mis sur les leçons apprises des événements de réseaux sont bénéfiques pour l'état d'esprit du personnel.

OpTC 1.5 Exigences du formateur ou de la formatrice

OpTC 1.5.1 Les formateurs/formatrices sont sélectionnés par l'**Entité de formation** concernée sur la base de l'expérience, la qualification académique et les compétences nécessaires à la nature des formations à dispenser.

- OpTC 1.5.2 De préférence, les formateurs/formatrices sélectionné(e)s parmi le personnel interne du **Gestionnaire de réseau** sont privilégiés pour délivrer une formation pratique sur les procédures internes. Les formateurs/formatrices internes doivent avoir été formés aux techniques pédagogiques afin d'accroître leur efficacité et leur clarté.
- OpTC 1.5.3 Les formateurs/formatrices externes sont choisi(e)s de préférence parmi des experts ayant une expérience confirmée dans les activités du **Gestionnaire de réseau** ou de l'association des **Gestionnaires de réseau**, de l'**EEEOA**, de l'**OSM**, de l'**ARREC**, des fournisseurs d'équipements, des consultants, des centres d'excellence et des universités
- OpTC 1.5.4 Un protocole d'accord dédié peut-être signé avec les universités sur des thèmes spécifiques pouvant être considérés comme innovants ou n'étant pas du ressort de l'**Entité de formation**.
- OpTC 1.5.5 **Formation des formateurs**
- OpTC 1.5.5.1 Les formateurs doivent participer à des activités de perfectionnement professionnel continue afin d'améliorer et de mettre à jour leurs connaissances sur les progrès enregistrés dans l'exploitation du **Système électrique**.
- OpTC 1.5.5.2 Un nombre minimum d'heures de développement professionnel annuel doit être établi par l'**EEEOA**, et les formateurs sont tenus de respecter cette exigence.
- OpTC 1.5.5.3 Les formateurs doivent suivre des mises à jour périodiques sur les changements dans les technologies du **Système électrique**, les réglementations et les **Bonnes pratiques de l'industrie**.
- OpTC 1.5.5.4 La fréquence et le contenu de ces mises à jour sont déterminés par l'**ARREC** et communiqués aux formateurs en temps opportun.
- OpTC 1.5.5.5 Une évaluation périodique de la compétence des formateurs est effectuée par l'**EEEOA** afin d'évaluer leur efficacité dans la transmission du contenu de formation.
- OpTC 1.5.5.6 Les formateurs doivent tenir des registres de leurs activités de développement professionnel, y compris les détails des cours suivis, les certifications obtenues et toute autre initiative de formation pertinente.

OpTC 1.6 Organisation logistique

- OpTC 1.6.1 Les **Entités de formation** se chargent de la logistique, en s'efforçant de créer les meilleures conditions d'apprentissage pour les apprenants.
- OpTC 1.6.2 Les **Entités de formation** libèrent les apprenants de leurs activités quotidiennes. De telles activités ne doivent pas interférer avec les séances de cours et vice versa.
- OpTC 1.6.3 L'activité de formation est garantie à travers des séances en présentiel ou à distance.

OpTC 1.6.4 Les **Entités de formation** doivent se charger de ce qui suit :

- d) Programmes de formation, compétences requises, durée des séances, thèmes abordés, objectifs, niveau de difficulté, bénéficiaires et tout autre détail permettant de concevoir les parcours de formation ;
- e) Matériel didactique associé aux thèmes à traiter ;
- f) Les programmes de formation doivent être conformes au présent **Code de Formation des Opérateurs**.

OpTC 1.7 Aspects administratifs

OpTC 1.7.1 Les coûts de formation doivent être soigneusement consignés. L'**ARREC** et les **Autorités de régulation nationales (ARN)** doivent reconnaître ces coûts comme coûts éligibles.

OPTC 2. PROGRAMMES DE FORMATION SUR LES NOTIONS DE BASE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

OpTC 2.1 Objectif, thèmes et cibles

OpTC 2.1.1 L'objectif des formations dans OpTC 2 est de stimuler la sensibilité à développer un langage commun et une compréhension commune des défis actuels de l'**Industries de fourniture d'électricité**.

OpTC 2.1.2 Les thèmes des formations doivent comprendre :

- a) Actualisation des connaissances en abordant les toutes dernières améliorations en matière de technologies appliquées au **Système électrique** (par exemple **PMU**, **FACTS**, évaluation thermique dynamique) ;
- b) Résumé des dernières actualisations réglementaires ;
- c) Modèles de fonctionnement des interconnexions ;
- d) Défis concernant la planification ;
- e) Modèles de marché ;
- f) **EnR** dans le cadre de la transition énergétique ;
- g) Mécanismes de financement.

OpTC 2.1.3 Le public cible de ce programme de formation doit comprendre :

- a) Le personnel d'encadrement des **Gestionnaires de réseau** ;
- b) Tout le personnel impliqué dans l'**Exploitation fonctionnelle**.

OPTC 3. PROGRAMMES DE FORMATION SUR LES CODES DU MRE

OpTC 3.1 Objectif, thèmes et cibles

OpTC 3.1.1 L'objectif des formations dans OpTC 3 est de partager les connaissances sur les droits, devoirs et obligations découlant de l'application des **Codes du MRE**.

OpTC 3.1.2 Les thèmes de formation sont le contenu des **Codes du MRE**.

OpTC 3.1.3 Le public cible de ce programme de formation doit comprendre :

- a) Le personnel d'encadrement des **Gestionnaires de réseau** ;
- b) Le personnel du département des affaires juridiques des **Gestionnaires de réseau** ;
- c) Tout le personnel des **Gestionnaires de réseau** et de l'**OSM** impliqué dans l'**Exploitation fonctionnelle**.

OPTC 4. PROGRAMMES DE FORMATION SUR L'EXPLOITATION DU SYSTÈME ELECTRIQUE

OpTC 4.1 Objectif

OpTC 4.1.1 L'objectif des formations dans OpTC 4 est d'accroître les compétences et l'assurance du personnel du **Gestionnaire de réseau** en charge de la **Planification opérationnelle** et de l'**Exploitation fonctionnelle** en temps réel.

OpTC 4.1.2 Un **Simulateur de formation des opérateurs (OTS)** est recommandé pour les séances d'entraînement et de contrôle. L'**OTS** est un outil puissant pour simuler le comportement dynamique du **Réseau de transport** et reproduire l'environnement réel de la salle de contrôle. Les exigences fonctionnelles de l'**OTS** recommandées sont résumées ci-dessous :

- a) Une Architecture qui sépare clairement l'interface du formateur ou formatrice de celle de l'apprenant ;
- b) Une interface du formateur/formatrice avec la capacité d'introduire des **Contingences** et des dysfonctionnements prédéfinis, y compris des défauts dans les schémas de protection et de contrôle du **Système électrique** pour tester les réponses du stagiaire dans des conditions de stress ou anormales ;
- c) Reproduction de l'environnement d'exploitation réel ;
- d) Interface avec le système **SCADA** et capacité d'enregistrer et de récupérer des événements opérationnels réels ;

- e) Capacité d'enregistrer et de rendre disponible les sessions de formation pour produire une bibliothèque de leçons.

OpTC 4.2 Thèmes relatifs à l'Exploitation du système

- OpTC 4.2.1 L'exécution des tâches de **Planification d'exploitation** et d'**Exploitation fonctionnelle** en temps réel exigent une sélection rigoureuse et une formation adaptée du personnel concerné.
- OpTC 4.2.2 Le programme de formation relatif à l'exploitation du système doit permettre la réalisation des objectifs suivants :
- a) Le personnel chargé de l'exploitation du système est bien qualifié, apte psychologiquement et avoir une bonne connaissance des principes et procédures d'exploitation des systèmes interconnectés ;
 - b) le personnel chargé de l'exploitation du système a une connaissance approfondie des principes fondamentaux du système électrique. Un système électrique étant composé d'une variété d'**Ouvrages**, d'équipements et d'appareils, la compréhension de leurs caractéristiques et de leur mise en commun pour former un système est absolument essentielle ;
 - c) Le personnel chargé de l'exploitation du système dispose de bonnes aptitudes de communication et d'encadrement et une capacité de prise rapide de décisions.
- OpTC 4.2.3 La formation sur l'exploitation du système tient compte :
- a) De la connaissance et des compétences exigées pour l'application des directives ;
 - b) Des procédures et des exigences de l'exploitation dans des conditions normales, des états d'urgence et de reconstitution ;
 - c) Des directives de la **Réglementation du Marché Régional de l'électricité (RMRE)** sur l'**Exploitation fonctionnelle** du système et les procédures associées.
- OpTC 4.2.4 Les thèmes doivent inclure les éléments suivants :
- a) Exploitation normale
 - i. Fondamentaux de la répartition de puissance : **Production, transport**, transformateurs, caractéristiques des charges et leurs effets sur le **système électrique**, angle de phase, réactances, condensateurs, répartition de puissance, **système CCHT**, régulation de la tension, causes des écarts de tension, mécanisme d'excitation des Unités de production, régulateurs des transformateurs, sources réactives, mises en et hors service des lignes et câbles, **réserve**, techniques de dispatching, Réglage automatique de la production (**AGC**), **Ecart de réglage de zone (ACE)**, réglage des échanges, écarts sur les échanges, régime spécial d'exploitation.

- ii. Exploitation économique : **prévision de la Charge** à court terme, dispatching économique, directives et contraintes d'exploitation, autres aspects de l'exploitation.
 - iii. *Plan de protections* : introduction au fonctionnement des protections, sélectivité des protections, coordination des protections, interprétation du fonctionnement des protections.
- b) Exploitation perturbée
 - i. *Comportement dynamique du **Système électrique***: stabilité transitoire, oscillations, causes des perturbations, **Dispositifs de Protection Spéciaux (SPS)**.
 - ii. *Comportement dynamique des équipements* : réponse des régulateurs de vitesse, réponse du système d'excitation, réglages automatiques (relais de fréquence, **Réglage automatique de la production (AGC)**, réglage de tension, déclenchement de générateur électrique et de charge, séparation de réseau), défaut de ligne, écarts de fréquence et des échanges, niveau de tension, exploitation en réseau séparé, **Exploitation fonctionnelle** en cas de déviations anormales de la fréquence et de la tension.
 - iii. *Reconstitution du **Système électrique** : Capacité de démarrage autonome*, capacité de démarrage de générateur électrique et pente de montée de la charge, synchronisation du système.
- c) Exploitation du système interconnecté
 - i. *Critères et principes généraux d'exploitation de l'**OSM***: philosophie de l'exploitation (dispatching économique, échange transfrontalière involontaire...), avantages, obligations, responsabilités, habilitations.
 - ii. Impacts sur les performances du système : fréquence, échanges, **réserves**, assistance mutuelle.
 - iii. *Cadre de la Réglementation du Marché Régional de l'électricité (**RMRE**)*.
- d) Contrôle du **Système électrique**
 - i. Équipement : interface homme-machine, supervision, acquisition de données, basculement maître-esclave, alimentation de secours
 - ii. *Théorie et utilisation des outils logiciels d'analyse en **conditions normales** et **Conditions d'urgence*** : Estimation de l'**Etat du réseau**, dispatching économique, **Réglage automatique de la production (AGC)**, plan de démarrage, calcul de répartition de puissance, analyse des **Contingences**, décomptes des échanges, méthodes alternatives de conduite en cas d'indisponibilité des équipements et de panne de logiciel et autres applications logicielles usuelles.
- e) Moyens de communication
 - i. *Schéma Courant Porteur Ligne (CPL)*
 - ii. *Faisceaux hertziens*

- iii. *Radio*
- iv. *Fibre optique*
- f) Aptitudes à l'encadrement
 - i. *Langues (anglais et français)*
 - ii. *Communication verbale*
 - iii. *Prise de décision*
 - iv. *Gestion du stress.*

OpTC 4.2.5 Le programme de formation doit envisager des séances initiales pour la première accréditation et un programme continu de mise à jour constante. Les rôles de l'**OSM** et des **Gestionnaires de réseau** dans les programmes de formation et les certifications connexes doivent suivre les critères établis dans l'article OpTC 1.3.4.

OpTC 4.2.6 ***Séances de formation initiale***

OpTC 4.2.6.1 La séance de formation initiale vise à préparer le personnel du **Gestionnaire de réseau** à occuper le poste d'opérateur et de s'assurer qu'ils ont acquis le niveau adéquat de connaissances professionnelles exigé pour obtenir les qualifications requises. Il est organisé en trois (3) volets :

- a) Volet hors poste (déconnecté) : pour un premier niveau de compétences sur les principales catégories de sujets concernant la théorie du **Système électrique** : bases des flux d'énergie, composants du **Système électrique**, gestion du **Système électrique** (fonctionnement normal, fonctionnement économique, fonctionnement anormal, reconstitution, fonctionnement du système interconnecté), connaissance des outils opérationnels, connaissance des règles et procédures de la **RMRE** en matière d'**exploitation fonctionnelle** ;
- b) Pour le volet sur le tas : permettre aux apprenants de mettre en pratique toutes les actions professionnelles en temps réel, à l'aide d'outils appropriés, et guidés par un personnel expérimenté et qui occupent la position correspondante ;
- c) Sur le simulateur : pour permettre aux apprenants d'expérimenter des situations simulées normales et non sécurisées.

OpTC 4.2.7 ***Séances de formation continue***

OpTC 4.2.7.1 Le programme continue doit viser à conserver et à élargir les connaissances et les compétences des opérateurs au fil du temps. Ce cours doit être organisé en trois (3) volets comme la formation initiale avec quelques éléments supplémentaires acquis par l'expérience :

- a) Volet hors poste : pour des connaissances avancées à propos de certains thèmes spécifiques, tels que l'analyse des perturbations, la récapitulation d'aspects importants de l'**exploitation du réseau** selon les différents **Etats du réseau**, les

modifications du **Système électrique**, des informations sur les nouvelles normes et procédures, les aspects du comportement humain.

- b) Sur le volet simulateur : simuler des situations avec des scénarios d'insécurité et d'urgence, complétés par la **Reconstitution** du **Système électrique** après des perturbations ou déclenchement général.
- c) Gestion du stress : préparer le personnel du **Gestionnaire de réseau** à appliquer les méthodes de gestion du stress.

OpTC 4.2.8 **Thématiques relatifs au marché de l'électricité**

OpTC 4.2.8.1 La formation sur ce thème vise à :

- a) sensibiliser les opérateurs sur les droits et devoirs des **Utilisateurs du Réseau de transport** et des conséquences économiques du dispatching et des autres actions d'exploitation en général.
- b) Développer les connaissances des opérateurs sur la **RMRE**.

OpTC 4.3 **Cibles du programme de formation relatif à l'Exploitation du système**

OpTC 4.3.1 Les apprenants cibles de ce programme doivent comprendre tout le personnel impliqué dans l'**Exploitation fonctionnelle** et la régulation.

OPTC 5. **PROGRAMMES DE FORMATION SUR L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX INTERCONNECTES**

OpTC 5.1 **Objectif**

OpTC 5.1.1 L'**OSM** doit encourager la coopération en matière de formation des **Gestionnaires de réseau**, étant donné que l'**Exploitation fonctionnelle** des **Réseaux de transport** nationaux à proximité des **Interconnexions transfrontalières** avec les **États membres** limitrophes est fortement influencée par le schéma de **Production/Consommation** et les topologies des **Systèmes électriques** voisins. Il est essentiel d'élaborer un cadre permettant une formation conjointe régulière des opérateurs de salles de contrôle, axée sur des situations spécifiques pour les limites les plus critiques et qui forme et sensibilise principalement des opérateurs expérimentés.

OpTC 5.1.2 Les **Gestionnaires de réseau** peuvent signer des accords bilatéraux ou multilatéraux de coopération pour une formation conjointe, afin de poursuivre des objectifs communs en matière de **Sécurité d'exploitation** et d'amélioration des procédures.

OpTC 5.1.3 Le programme de formation des **Gestionnaires de réseau** doit permettre aux **Gestionnaires de réseau** voisins de prendre connaissance des particularités des **Systèmes**

électriques limitrophes respectifs et de l'efficacité des **Actions correctives** coordonnées mises en œuvre de part et d'autre des frontières dans les différents états du réseau (**Etat normal, Etat d'alerte, Etat d'urgence, Etat de panne généralisée, et Reconstitution**).

OpTC 5.2 Thèmes de formation sur l'exploitation des réseaux interconnectés

OpTC 5.2.1 Les thèmes techniques doivent porter essentiellement sur:

- a) L'évaluation de la sécurité ;
- b) Calcul du **TTC/NTC** ;
- c) Etudes de **Contingences** et **Actions correctives**.

OpTC 5.2.2 Programmes et modes de formation

OpTC 5.2.2.1 Les visites croisées doivent être considérées comme une grande opportunité pour les opérateurs de se connaître personnellement et d'instaurer une ambiance plus collaborative entre eux, et d'avoir une vue d'ensemble des **Réseaux de transport** des **États membres**.

OpTC 5.2.2.2 Des ateliers conjoints sont recommandés pour pouvoir donner le même ensemble d'informations à tous les **Gestionnaires de réseau** concernés en vue de mieux comprendre les problèmes des **Systèmes électriques** limitrophes et le contenu des procédures existantes dans des **Etats du réseau** normaux et anormaux.

OpTC 5.2.2.3 Les périodes d'échanges en roulement peuvent être utilisés comme mécanisme pour améliorer une compréhension approfondie et la communication interpersonnelle entre les opérateurs de dispatching des **Gestionnaires de réseau** limitrophes et pour renforcer le niveau de connaissance des **Systèmes électriques** des **États membres** voisins.

OpTC 5.3 Cibles du programme de formation relatif à l'exploitation des réseaux interconnectés

OpTC 5.3.1 Les apprenants cibles de ce programme doivent comprendre tout le personnel impliqué dans l'**Exploitation fonctionnelle** en temps réel.

OPTC 6. PROGRAMMES DE FORMATION SUR LA PLANIFICATION À LONG TERME

OpTC 6.1 Objectif

OpTC 6.1.1 L'activité de **Planification à long terme** exigeant des compétences en matière de **Système électrique**, génie électrique, économie et mathématiques, la formation sur la **Planification à long terme** doit être basée sur ces thèmes.

OpTC 6.2 Thèmes de formation sur la Planification à long terme

OpTC 6.2.1 Les thèmes de formation sur la Planification à long terme doivent porter essentiellement sur les éléments suivants :

- a) Référence théorique sur la probabilité, la fiabilité, la prévision, pour allier le contexte théorique et l'application ;
- b) Méthodes informatiques dans la **Planification à long terme** (par exemple, la méthode Monte Carlo), pour donner une perception des avantages et des inconvénients de différentes méthodes et de leurs limites intrinsèques ;
- c) Structures et gestion des bases de données, pour acquérir des connaissances sur les aspects techniques des données nécessaires aux simulations, et pour mieux sélectionner le personnel et les spécialistes **TIC** dédiés à la conception et à la maintenance de la base de données ;
- d) **Code de planification** pour sensibiliser les responsables de la **Planification à long terme** aux obligations et aux choix de base ;
- e) Structure du **Système électrique de l'EEEOA** et particularités correspondantes pour mieux partager les défis communs aux **États membres**.
- f) Défis, déterminants et priorités du **Système électrique de l'EEEOA**, pour construire des scénarios, décider des **KPI** et convenir des objectifs des **Plans directeurs** ;
- g) Pratiques d'exploitation, pour rappeler les contraintes qu'une bonne **Exploitation fonctionnelle** pose à la **Planification à long terme** et garantir la cohérence entre la **Planification à long terme** et l'**Exploitation fonctionnelle** en ce qui concerne les niveaux de sécurité et d'adéquation ;
- h) Formation sur les outils adoptés pour les simulations de marché et de réseau, pour accélérer l'application, faciliter les entrées-sorties des outils de planification, et vérifier les résultats pour validation ;
- i) **Ouvrages** du **Réseau de transport** et coûts standards correspondants (pour l'analyse coûts-avantages), pour avoir une approche uniforme des coûts et rendre comparables les résultats de cette analyse.

OpTC 6.3 Cibles du programme de formation sur la Planification à long terme

OpTC 6.3.1 Les apprenants cibles de ce programme comprennent :

- a) Le personnel d'encadrement des **Gestionnaires de réseau** ;
- b) Tout le personnel des **Gestionnaires de réseau** et de l'**OSM** impliqué dans l'exploitation du marché.